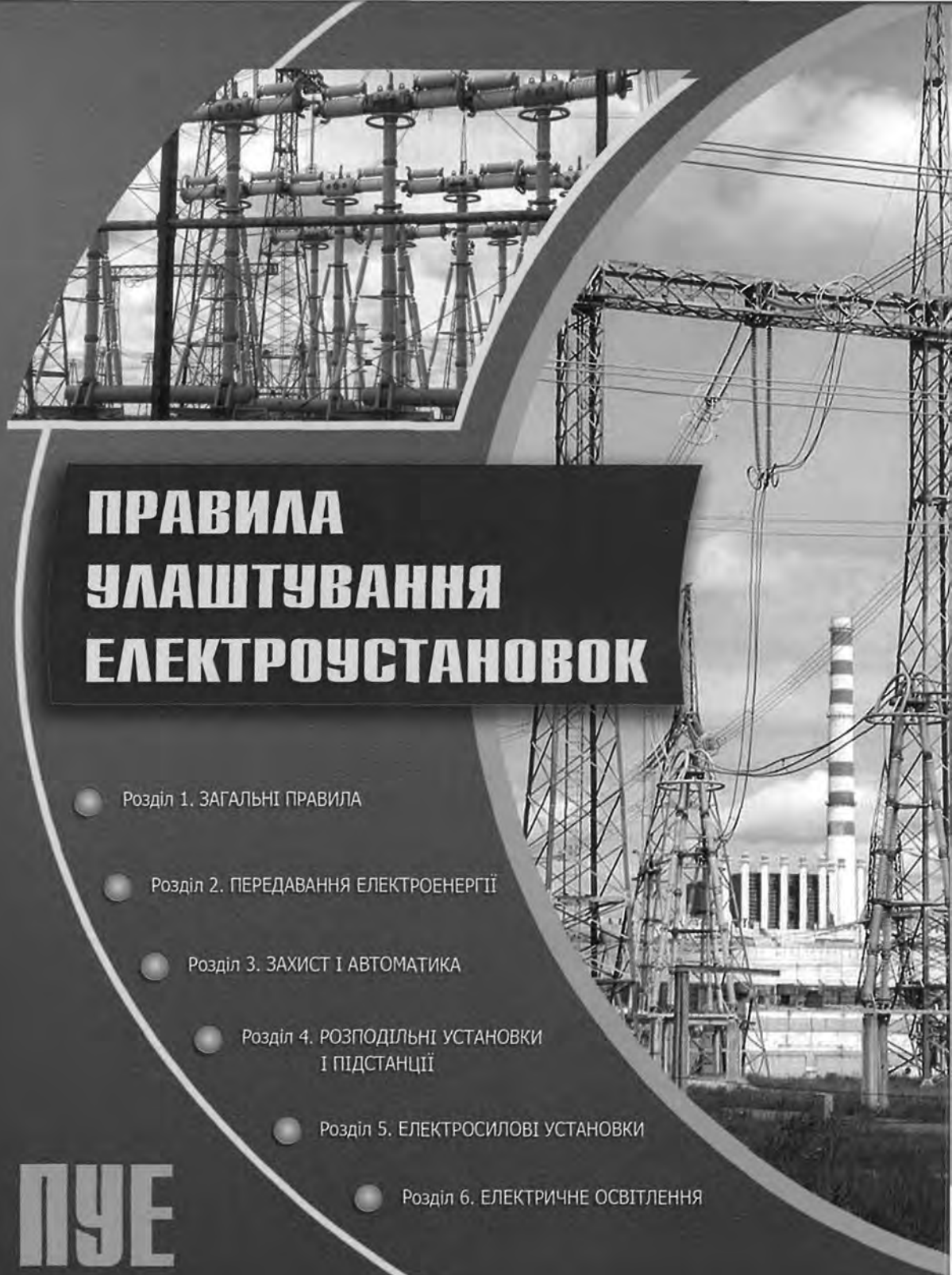


ПРАВИЛА УЛАШТУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

- Розділ 1. ЗАГАЛЬНІ ПРАВИЛА
- Розділ 2. ПЕРЕДАВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
- Розділ 3. ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА
- Розділ 4. РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ І ПІДСТАНЦІЇ
- Розділ 5. ЕЛЕКТРОСИЛОВІ УСТАНОВКИ
- Розділ 6. ЕЛЕКТРИЧНЕ ОСВІТЛЕННЯ

ПУЕ

ВИДАВНИЦТВО ФОРТ

УДК 621.31(060.13)
ББК 31.29-5
П 68

П 68 Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

Правила улаштування електроустановок повністю переглянуті, перероблені, доповнені та адаптовані до умов України видання.

З виходом у світ цього видання Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) втрачають чинність в Україні ПУЭ-86 та всі інші попередні видання ПУЕ книгами або окремими главами.

Для інженерно-технічних працівників, зайнятих проектуванням, улаштуванням та експлуатацією електроустановок.

УДК 621.31(060.13)
ББК 31.29-5

Передрукування заборонено
© Міненерговугілля України, 2017
© Видавництво «Форт», оригінал-макет, 2017

ПРАВИЛА УЛАШТУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Видання офіційне

МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ
ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

НАКАЗ

24 липня 2017 року м. Київ № 476

Про затвердження
Правил улаштування електроустановок

Керуючись Законом України «Про ринок електричної енергії», Положенням про Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 29.03.2017 № 208, враховуючи розвиток науково-технічного прогресу щодо улаштування електроустановок та з метою приведення у відповідність до законодавства Правил улаштування електроустановок

НАКАЗУЮ:

1. Затвердити Правила улаштування електроустановок (далі – ПУЕ), виклавши їх у новій редакції, що додається.

2. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» (Бурдяк Л. І.) внести цей наказ до реєстру нормативних документів Міненерговугілля.

3. Державному підприємству «Національна енергетична компанія «Укренерго» (Ковальчуку В. В.) забезпечити:

– видання і надходження належної кількості примірників цього наказу підприємствам енергетичної галузі, відповідно до їх замовлень;

– подальший науково-технічний супровід впровадження ПУЕ.

4. Цей наказ набирає чинності через 30 днів.

5. Визнати такими, що втратили чинність, накази Міненерговугілля від 20.06.2014 № 469 «Про внесення змін та доповнень до розділу 1 Правил улаштування електроустановок», від 22.08.2014 № 596 «Про внесення змін та доповнень до розділу 2 Правил улаштування електроустановок (глави 2.3–2.5)», від 22.08.2014 № 597 «Про внесення змін та доповнень до розділу 6 Правил улаштування електроустановок», від 22.08.2014 № 598 «Про внесення змін та

доповнень до розділу 4 Правил улаштування електроустановок», від 23.06.2015 № 394 «Про внесення змін до Правил улаштування електроустановок», від 30.07.2015 № 478 «Про внесення змін та доповнень до розділу 1 Правил улаштування електроустановок», від 30.07.2015 № 479 «Про внесення змін та доповнень до розділу 2 Правил улаштування електроустановок», від 30.07.2015 № 480 «Про внесення змін та доповнень до розділу 5 Правил улаштування електроустановок», від 13.11.2015 № 726 «Про внесення змін та доповнень до розділу 3 Правил улаштування електроустановок», від 08.12.2015 № 795 «Про внесення змін та доповнень до розділу 5 Правил улаштування електроустановок», від 08.12.2015 № 796 «Про внесення змін та доповнень до розділу 4 Правил улаштування електроустановок», від 12.04.2016 № 251 «Про внесення змін до глави 4.4 розділу 4 Правил улаштування електроустановок», від 12.04.2016 № 252 «Про внесення змін до глав 3.1 та 3.2 розділу 3 Правил улаштування електроустановок».

6. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Корзуна А.В.

Міністр **І. С. Насалик**

Це видання ПУЕ містить зміни, затверджені наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 118 від 15 лютого 2017 року.

МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ
ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

НАКАЗ

15 лютого 2017 року м. Київ № 118

Про внесення змін
до Правил улаштування електроустановок

Відповідно до Положення про Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, затвердженого Указом Президента України від 06.04.2011 № 382, з метою підвищення енергоефективності роботи електричних мереж та зменшення втрат у розподільчих мережах 6 (10) кВ шляхом переходу на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації мережі

НАКАЗУЮ:

1. Внести зміни до Правил улаштування електроустановок, що додаються.
2. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку електроенергетики» (Бурдяк Л. І.) внести цей наказ до реєстру нормативних документів Міненерговугілля України в установленому порядку.
3. Державному підприємству «Національна енергетична компанія «Укренерго» (Ковальчуку В. В.) забезпечити видання належної кількості примірників цього наказу, відповідно до замовлень.
4. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Корзуна А. В.

Міністр **І. С. Насалик**

Цим наказом затверджено зміни:
– до глави 1.2, пункту 1.2.16;
– до глави 1.7, пункту 1.7.100;
– до глави 1.8, пунктів 1.8.217–1.8.222;
– до глави 1.9, пункту 1.9.32 і таблиці 1.99 пункту 1.9.43;
– до глави 2.5, пункту 2.5.8 і таблиці 2.5.24 пункту 2.5.98;
– до глави 4.2, пунктів 4.2.152, 4.2.171, 4.2.177, 4.2.223 і таблиць 4.2.11–4.2.13.

ВСТУП

Метою підготовки цього видання є підвищення надійності і безпеки електроустановок шляхом удосконалення одного з основних (базових) технічних нормативних документів галузі.

Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) визначають будову, принципи улаштування, особливі вимоги до окремих систем, їх елементів, вузлів і комунікацій електроустановок. ПУЕ встановлюють вимоги до електроустановок загального призначення змінного струму напругою до 750 кВ та постійного струму напругою до 1,5 кВ.

Нова редакція ПУЕ враховує вимоги національних стандартів, будівельних норм і правил, галузевих нормативів та інших документів, які належать до предмету регулювання ПУЕ.

Положення ПУЕ застосовують під час проектування нового будівництва, реконструкції, технічного переоснащення або капітального ремонту електроустановок.

ПУЕ складаються з окремих розділів, поділених на глави, які унормовують конкретні питання улаштування електроустановок.

Історія створення, удосконалення і перевидання ПУЕ нараховує більше 100 років. Так, під егідою Императорского Русского технического общества вийшло у 1907 році видання «Правил и норм для электротехнических устройств сильного тока», у передмові до яких зазначено: «Настоящий сборник представляет собой полный перевод Правил Союза Германских Электротехников, изданных до 1907 года».

Всі подальші видання ПУЕ були підготовлені дуже ретельно спеціалізованими організаціями, комісіями та окремими фахівцями. Про високу якість підготовки, наприклад, шостого видання ПУЕ (М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.), свідчить той факт, що це видання не переглядалося майже 20 років і за цей час не втратило популярність серед інженерів і посадовців. Саме це видання покладено в основу поступового (поетапного) перегляду, організованого Міністерством енергетики України у 2004 р. і завершеного у 2016 р.

Комплекс робіт з перегляду ПУЕ на перших етапах здійснив інститут «Укрсільенергопроект» разом із співвиконавцями згідно з договорами з Об'єднанням енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» (ОЕП «ГРІФРЕ») та Міністерством енергетики України.

Роботи заключного етапу перегляду (2014–2016 рр.) виконав Відокремлений підрозділ Державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» – Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України.

До робіт з перегляду ПУЕ було залучено більше 50 організацій та навчальних закладів України: спеціалізовані інститути «Укренергомережпроект», «Укрпроектстальконструкція», «Київпромелектропроект», «НДІ високих напруг», Львів-ОРГРЕС, «Молнія», «Київпроект», Інститути Національної Академії Наук України – відновлюваної енергетики, електродинаміки, української мови; національні університети НУБіП, КПІ, ХПІ, «Львівська політехніка», Полтавський технічний, Чернігівський технологічний, ДонНАБА, об'єднання Південкабель, Таврида Електрик Україна, Ватсон-телеком, Аселенерго, Синапс, Селком Електронікс, Електросфера, РЗА Системз; Держгірпромнагляд, ОЕП «ГРІФРЕ», ДП НЕК «Укренерго»,

Всеукраїнський Енергетичний Комітет, «Укренергоконсалтинг», НАК «ЕКУ», НАЕК «Енергоатом», Харківобленерго, Підстанція 750 кВ «Київська» НЕК «Укренерго», обласні енергетичні компанії, Консультаційний центр «ПУЕ-21», Київська обласна Науково-технічна спілка працівників енергетики, «Видавництво «Форт».

Тексти всіх переглянутих глав гармонізовано зі стандартами Міжнародної Електротехнічної Комісії, адаптовано до кліматичних умов України, доповнено досягненнями науково-технічного прогресу, вилучено вимоги до техніки, що застаріла, вилучено також правові та кон'юнктурні положення, вилучено глави, що стосуються спеціальних електроустановок.

У процесі перегляду ПУЕ нові тексти глав були оприлюднені для широкого обговорення інженерно-технічною громадськістю, отримано майже тисячу зауважень і пропозицій. Усі переглянуті глави узгоджені Мінрегіоном України і затверджені в установленому порядку.

Наступний перегляд ПУЕ очікується після 2021 року.

Зауваження та пропозиції щодо поліпшення ПУЕ слід направляти на адресу Департаменту електроенергетичного комплексу Міненерговугілля України.

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНІ ПРАВИЛА

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20 червня 2014 р. № 469

ГЛАВА 1.1
ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1.1 Правила улаштування електроустановок (далі – Правила) встановлюють вимоги до електроустановок загального призначення змінного струму напругою до 750 кВ та постійного струму напругою до 1,5 кВ.

Ці Правила є обов'язковими для застосування під час проектування нового будівництва, реконструкції, технічного переоснащення або капітального ремонту електроустановок.

Нові положення Правил не є обов'язковими для застосування в діючих електроустановках, улаштованих за Правилами, чинними на час створення електроустановок.

Вимоги цих Правил стосуються спеціальних електроустановок, якщо інше не встановлено нормативними документами, які регламентують улаштування спеціальних електроустановок.

Нормативні документи, на які є посилання в тексті Правил, слід застосовувати в редакції, чинній на момент використання Правил.

1.1.2 Ці Правила розроблено з урахуванням обов'язковості проведення в умовах експлуатації планово-попереджувальних і профілактичних випробувань та ремонтів електроустаткування відповідно до вимог інструкцій виробників обладнання і чинних нормативних документів з експлуатації електроустановок, а також обов'язковості систематичного навчання та перевірки знань виробничого (електротехнічного) персоналу в обсязі вимог ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів та НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок».

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цих Правилах використано терміни, установлені в Законі України «Про електроенергетику»: ***об'єкт електроенергетики, суб'єкт електроенергетики, особливо важливий об'єкт електроенергетики, приєднання електроустановки, розвиток електричних мереж, нормативний документ***; у ДСТУ 2267-93 «Вироби електротехнічні. Терміни та визначення»: ***електричний пристрій, номінальне значення параметра електротехнічного виробу (пристрою)***; у ДСТУ 3465-96 «Системи електропостачальні загального призначення. Терміни та визначення»: ***електропостачальна система загального призначення***; у ДБН А.2.2-3-2012 «Склад та зміст проектної документації на будівництво»: ***нове будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, технічне переоснащення***; у ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила»: ***виробничий персонал, невиробничий персонал, оперативний персонал, черговий персонал***; у Правилах технічної експлуатації електроустановок споживачів: ***електротехнічний персонал***.

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

1.1.3 електроустановка

Комплекс взаємопов'язаних машин, апаратів, ліній та допоміжного обладнання (разом з будівлями і приміщеннями, в яких їх установлено), призначених для виробництва, трансформації, передавання, розподілу електричної енергії і перетворення її в інший вид енергії. Електроустановки за умовами електробезпеки розділяють на електроустановки до 1 кВ і електроустановки понад 1 кВ (за діючим значенням напруги)

1.1.4 відкрита, або зовнішня, електроустановка

Електроустановка, не захищена будівлею від атмосферного впливу.

Електроустановки, захищені тільки навісами, сітчастими огорожами тощо, розглядають як зовнішні

закрита, або внутрішня, електроустановка

Електроустановка, розміщена всередині будівлі, що захищає її від атмосферного впливу

1.1.5 електроприміщення

Приміщення або відгороджена, наприклад, сітками, частина приміщення, в якому розташовано електрообладнання, доступне тільки для виробничого (електротехнічного) персоналу

1.1.6 сухе приміщення

Приміщення, в якому відносна вологість повітря не перевищує 60 %. За відсутності в такому приміщенні умов, наведених у **1.1.10–1.1.12**, воно називається **нормальним**

1.1.7 вологе приміщення

Приміщення, в якому відносна вологість повітря є більшою ніж 60 %, але не перевищує 75 %

1.1.8 сире приміщення

Приміщення, в якому відносна вологість повітря тривалий час перевищує 75 %

1.1.9 особливо сире приміщення

Приміщення, в якому відносна вологість повітря наближена до 100 % (стеля, стіни, підлога і предмети, що є в приміщенні, покриті вологою)

1.1.10 жарке приміщення

Приміщення, в якому під впливом різних теплових випромінювань температура перевищує постійно або періодично (понад 1 добу) +35 °С (наприклад, приміщення із сушарками, сушильними і випалювальними печами, котельні тощо)

1.1.11 запилене приміщення

Приміщення, в якому за умовами виробництва виділяється технологічний пил у такій кількості, що він може осідати на проводах, проникати всередину машин, апаратів тощо

Запилені приміщення поділяються на **приміщення зі струмопровідним пилом і приміщення з неструмопровідним пилом**

1.1.12 приміщення з хімічно активним або органічним середовищем

Приміщення, в якому постійно або протягом тривалого часу є присутніми агресивні пари, гази, рідини, утворюються відкладення або цвіль, що руйнують ізоляцію і струмопровідні частини електроустаткування

1.1.13 Щодо небезпеки ураження людей електричним струмом розрізняють:

а) **приміщення без підвищеної небезпеки**, в яких відсутні умови, що створюють підвищену або особливу небезпеку (див. підпункти б), в);

б) **приміщення з підвищеною небезпекою**, які характеризуються наявністю в них однієї з умов, що створює підвищену небезпеку:

1) вологості або струмопровідного пилу (див. **1.1.8** і **1.1.11**);

2) струмопровідної підлоги (металева, земляна, залізобетонна, цегляна тощо);

3) високої температури (див. **1.1.10**);

4) можливості одночасного дотику людини до металоконструкцій будівель, технологічних апаратів, механізмів тощо, які мають з'єднання з землею, з одного боку і до металевих корпусів електроустаткування – з іншого;

в) **особливо небезпечні приміщення**, які характеризуються наявністю однієї з умов, що створює особливу небезпеку:

1) особливої вологості (див. **1.1.9**);

2) хімічно активного або органічного середовища (див. **1.1.12**);

3) одночасно двох або більше умов підвищеної небезпеки (див. підпункт б);

г) **території, де розміщено зовнішні електроустановки**, які за рівнем небезпеки ураження людей електричним струмом **прирівнюються до особливо небезпечних приміщень**

1.1.14 напруга за змінного струму

Діюче значення напруги змінного струму

1.1.15 напруга за постійного струму

Напруга струму, отриманого від джерел постійного струму, або напруга випрямленого струму з пульсаціями, не більшими ніж 10 % від діючого значення.

1.1.16 Для позначення обов'язковості виконання вимог Правил застосовують слова «повинен», «потрібно», «дозволено», «заборонено», «необхідно», «слід» і похідні від них. Слова «зазвичай», «переважно», «як правило» означають, що ця вимога переважає, а відступ від неї має бути обґрунтованим. Слово «допускається» означає, що це рішення застосовується як виняток, як вимушене (унаслідок

стиснених умов, обмежених ресурсів необхідного устаткування, матеріалів тощо). Слово «рекомендовано» означає, що це рішення є одним з кращих, але не обов'язковим.

1.1.17 Прийняті в Правилах унормовані значення величин із вказівкою «не менше» є найменшими, а з вказівкою «не більше» – найбільшими. У разі вибору раціональних значень величин необхідно враховувати досвід експлуатації та монтажу, вимоги електробезпеки і пожежної безпеки.

1.1.18 Усі значення величин, наведені в цих Правилах з прийменниками «від» і «до», слід розуміти як «включно».

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.1.19 Електроустаткування і матеріали, що застосовують в електроустановках, мають відповідати вимогам ДСТУ, ДБН та інших відповідних чинних нормативних документів або технічних умов, затверджених в установленому порядку. На продукцію іноземного виробництва має бути оформлено документи відповідності згідно з чинним в Україні законодавством.

1.1.20 Конструкція, виконання, спосіб установлення, прокладання і клас ізоляції машин, апаратів, приладів та іншого застосовуваного електроустаткування, а також кабелів і проводів мають відповідати розрахунковим параметрам електроустановки, режимам її роботи, умовам навколишнього середовища і вимогам відповідних глав цих Правил.

1.1.21 Електроустановки та пов'язані з ними конструкції мають бути стійкими до впливу навколишнього середовища або захищеними від цього впливу.

1.1.22 Будівельну і санітарно-технічну частину електроустановок (конструкції будівлі та елементів інженерної інфраструктури) треба виконувати згідно з проектною документацією, затвердженою в установленому порядку, за обов'язкового виконання додаткових вимог, наведених у цих Правилах.

1.1.23 Електроустановки мають задовольняти вимогам відповідних нормативних документів з охорони навколишнього середовища за допустимими рівнями шуму, вібрації, напруженості електричного і магнітного полів, електромагнітної сумісності, відходів хімічних речовин, масла, сміття тощо.

1.1.24 Для захисту засобів телекомунікацій, залізничної сигналізації та телемеханіки від небезпечного та заважаючого впливу електроустановок (ліній електропередавання тощо) передбачають заходи згідно з вимогами відповідних чинних нормативних документів.

1.1.25 В електроустановках слід передбачати збирання і видалення відходів хімічних речовин, масла, сміття, технічних вод тощо, які утворюються в процесі функціонування електроустановок. Відповідно до вимог чинних нормативних документів з охорони навколишнього середовища має бути унеможливленим попадання зазначених відходів до водойм, системи відведення зливових вод, ярів, а також на території, які не призначено для накопичення цих відходів.

1.1.26 Проектування та вибір схем, компоновок і конструкцій електроустановок треба виконувати на основі порівнянь варіантів застосування надійних схем, упровадження новітньої техніки з урахуванням вимог безпеки, енерго- та ресурсоощадності, досвіду експлуатації.

1.1.27 У разі небезпеки виникнення електрокорозії або ґрунтової корозії треба передбачати відповідні заходи щодо захисту споруд, устаткування, трубопроводів та інших підземних комунікацій.

1.1.28 В електроустановках має бути забезпечено можливість легкого розпізнавання частин, які належать до окремих їх елементів (простота і наочність схем, належне розташування електроустаткування, написи, маркування, забарвлення).

1.1.29 Захисні провідники у всіх електроустановках повинні мати буквене позначення *PE* чи кольорове позначення поздовжніми або поперечними смугами однієї ширини (для шин – від 15 мм до 100 мм) жовтого і зеленого кольорів.

Нейтральний провідник (**1.7.28**) позначають буквою *N* і блакитним кольором. Суміщений захисний (*PE*) і нейтральний (*N*) провідник в електроустановках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю позначають буквами *PEN* (**1.7.25**) і блакитним кольором по всій довжині, а на кінцях – жовто-зеленими смугами.

1.1.30 Буквено-цифрове і кольорове позначення однойменних шин для кожної електроустановки мають бути однаковими.

Шини треба позначати:

– за змінного трифазного струму напругою вище 1 кВ: шини фази *A* – жовтим кольором, фази *B* – зеленим, фази *C* – червоним кольором;

– за змінного трифазного струму напругою до 1 кВ: шини фази L_1 – жовтим кольором, фази L_2 – зеленим, фази L_3 – червоним кольором.

У діючих електроустановках напругою до 1 кВ шини допускається позначати буквами *A*, *B*, *C*;

– шини однофазного струму, якщо вони є відгалуженням від шин трифазної системи, – як відповідні шини трифазного струму;

– за постійного струму: позитивна шина (+) – червоним кольором, негативна (–) – синім і провідник середньої точки *M* – блакитним.

Кольорове позначення треба виконувати по всій довжині шин, якщо його передбачають також для більш інтенсивного охолодження або для антикорозійного захисту.

Кольорове позначення допускається виконувати не по всій довжині шин: тільки кольорове або тільки буквено-цифрове позначення або кольорове у поєднанні з буквено-цифровим – тільки в місцях приєднання шин; якщо неізольовані шини недоступні для огляду (наприклад, під час перебування їх під напругою), то допускається їх не позначати. При цьому рівень безпеки і наочності під час обслуговування електроустановки не повинен знижуватися.

1.1.31 Шини в розподільних установках (крім розподільних установок заводського виготовлення) розташовують з дотриманням таких умов:

а) у закритих розподільних установках за змінного трифазного струму шини треба розташовувати:

1) збірні та обхідні шини, а також усі види секційних шин у разі вертикального розташування *A*–*B*–*C* – згори вниз; у разі горизонтального, похилого розташування або за схемою «трикутник» – найбільш віддалено шина *A*, посередині – шина *B*; найближчою до коридору обслуговування є шина *C*;

2) відгалуження від збірних шин – зліва направо *A*–*B*–*C*, якщо дивитися на шини з коридору обслуговування (за наявності трьох коридорів – з центрального);

б) у відкритих розподільних установках за змінного трифазного струму шини треба розташовувати:

1) збірні та обхідні шини, а також усі види секційних шин, шунтувальні перемички і перемички в схемах кільцевих, полуторних тощо – таким чином, щоб з боку головних трансформаторів на вищій напрузі вони мали шину фази *A*;

2) відгалуження від збірних шин у відкритих розподільних установках – таким чином, щоб розташування шин приєднань зліва направо було *A*–*B*–*C*, якщо дивитися з боку шин на трансформатор.

Порядок розташування шин відгалужень у комірках незалежно від їх розташування відносно збірних шин повинен бути однаковим;

в) у п'яти- і чотирипровідних колах трифазного змінного струму в електроустановках напругою до 1 кВ розташування шин має бути таким:

1) у разі вертикального розміщення:

– одна під другою: зверху вниз L_1–L_2–L_3–*N*–*PE* (*PEN*);

2) у разі горизонтального розміщення:

– найбільш віддаленою має бути шина L_1, потім фази L_2–L_3–*N*, найближча до коридору обслуговування – *PE* (*PEN*);

– відгалуження від збірних шин, якщо дивитися на шини з коридору обслуговування:

3) у разі горизонтального розміщення: зліва направо L_1–L_2–L_3–*N*–*PE* (*PEN*);

4) у разі вертикального розміщення: L_1–L_2–L_3–*N*–*PE* (*PEN*) зверху вниз;

г) за постійного струму шини розташовують:

1) збірні шини в разі вертикального розміщення:

– верхня *M*, середня (–), нижня (+);

2) збірні шини в разі горизонтального розміщення:

– найбільш віддалена *M*, середня (–) і найближча (+), якщо дивитися на шини з коридору обслуговування;

– відгалуження від збірних шин: ліва шина *M*, середня (–), права (+), якщо дивитися на шини з коридору обслуговування.

В окремих випадках допускаються відхилення від вимог, наведених у підпунктах а)–г), якщо їх виконання пов'язане з істотним ускладненням електроустановок (наприклад, викликає необхідність установлення спеціальних опор поблизу підстанції для транспозиції проводів повітряної лінії електропередавання) або якщо на підстанції застосовують два ступені трансформації або більше.

1.1.32 У житлових, громадських і подібних приміщеннях пристрої, які служать для огородження і закриття струмопровідних частин, мають бути суцільними; у виробничих приміщеннях і електроприміщеннях допускається застосовувати суцільні, сітчасті або дірчасті пристрої, які забезпечують ступінь захисту не менше ніж IP2X за ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками».

Огороджувальні та закриваючі пристрої треба виконувати так, щоб знімати або відкривати їх можна було лише за допомогою ключів чи інструментів.

1.1.33 Усі огороджувальні та закриваючі пристрої відповідно до місцевих умов повинні мати достатню механічну міцність. За напруги понад 1 кВ товщина металевих огороджувальних і закриваючих пристроїв має бути не меншою ніж 1 мм.

1.1.34 Електроустановки необхідно забезпечувати засобами захисту, а також засобами надання першої допомоги відповідно до НПАОП 40.1-1.07-01«Правила експлуатації електрозахисних засобів» та НАОП 1.1.10-5.05-86 (РД 34.03.702)

«Інструкція щодо надання першої допомоги потерпілим у зв'язку з нещасними випадками під час обслуговування енергетичного обладнання».

1.1.35 Пожежо- та вибухобезпечність електроустановок зумовлено виконанням вимог, наведених у відповідних главах цих Правил та НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок». Під час здавання в експлуатацію електроустановки необхідно забезпечувати протипожежними засобами та інвентарем згідно з відповідними положеннями нормативно-правових актів і нормативних документів.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20 червня 2014 р. № 469

ГЛАВА 1.2
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ І ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.2.1 Ця глава Правил поширюється на всі системи електропостачання.

Системи електропостачання тягових, підземних та інших спеціальних електроустановок, крім вимог цієї глави, мають відповідати також вимогам спеціальних правил.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

1.2.2 енергетична система (енергосистема)

Комплекс електричних станцій, поєднаних загальною електричною мережею з приймачами електроенергії, а також між собою, в якому процеси виробництва, передавання та споживання електроенергії відбуваються в один і той же час за спільного керування цими процесами. В окремих частинах енергосистеми в процесі виробництва електроенергії можливе супутнє виробництво теплової енергії та її розподіл і споживання в локальних вузлах

1.2.3 електрична частина енергосистеми

Сукупність електроустановок електричних станцій та електричних мереж енергосистеми

1.2.4 електроенергетична система

Електрична частина енергосистеми і приймачі електричної енергії, які живляться від неї, об'єднані спільністю процесу виробництва, передавання, розподілу і споживання електричної енергії

1.2.5 електропостачання

Забезпечення споживачів електричною енергією

централізоване електропостачання

Електропостачання споживачів від енергосистеми

1.2.6 електрична мережа

Сукупність електроустановок для передавання та розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільних установок, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередавання, які працюють на певній території

1.2.7 приймач електричної енергії (електроприймач)

Апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інший вид енергії

1.2.8 споживач електричної енергії

Електроприймач або група електроприймачів, об'єднаних технологічним процесом, які розміщуються на певній території

1.2.9 незалежне джерело живлення

Джерело живлення, на якому зберігається напруга в межах, регламентованих цими Правилами для післяаварійного режиму, у разі її зникнення на іншому або інших джерелах живлення.

До незалежних джерел живлення належать дві секції або системи шин однієї чи двох електростанцій та підстанцій за одночасного дотримання таких двох умов:

1) кожна з секцій або систем шин у свою чергу має живлення від незалежного джерела живлення;

2) секції (системи) шин не пов'язані між собою або мають зв'язок, що автоматично вимикається в разі порушення нормальної роботи однієї з секцій (систем) шин.

До незалежних джерел живлення належать також агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї та інші джерела електричної енергії, які здатні в автономному режимі забезпечувати електроприймачі необхідною електричною енергією

1.2.10 нормальний режим

Режим експлуатації електроустановки в нормальних умовах

аварійний режим

Режим експлуатації електроустановки в умовах поодинокого або чисельних пошкоджень

післяаварійний режим

Режим експлуатації електроустановки з наявними пошкодженнями до відновлення нормального режиму.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.2.11 Під час проектування систем електропостачання і реконструкції електроустановок мають розглядатися такі питання:

1) перспектива розвитку енергосистем і систем електропостачання з урахуванням раціонального поєднання новоспоруджуваних електричних мереж з діючими та новоспоруджуваними мережами інших класів напруги;

2) забезпечення надійного комплексного централізованого електропостачання всіх споживачів, розташованих у зоні дії електричних мереж;

3) обмеження струмів КЗ граничними рівнями, що визначаються на перспективу;

4) зниження втрат електричної енергії, енергозбереження;

5) відповідність рішень, що приймаються, умовам безпеки навколишнього природного середовища;

6) електромагнітна сумісність запроектованих автоматизованих систем управління, релейного захисту, диспетчерсько-технологічного зв'язку та інших технічних засобів.

При цьому електропостачання треба розглядати в комплексі з урахуванням можливостей і доцільності технологічного резервування.

Під час вирішення питань резервування слід ураховувати перевантажувальну здатність елементів електроустановок, а також наявність резерву в технологічному обладнанні.

1.2.12 Під час вирішення питань розвитку систем електропостачання слід ураховувати ремонтні, аварійні та післяаварійні режими.

1.2.13 Під час вибору незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, які є об'єктами енергосистеми, слід ураховувати ймовірність одночасного залежного короткочасного зниження або повного зникнення напруги на час дії релейного захисту і автоматики в разі пошкоджень у електричній частині енергосистеми, а також одночасного тривалого зникнення напруги на цих джерелах живлення в разі важких системних аварій.

1.2.14 Вимоги **1.2.11–1.2.13** треба враховувати на всіх проміжних етапах розвитку енергосистем і систем електропостачання споживачів.

1.2.15 Проектування електричних мереж має здійснюватися з урахуванням способу їх обслуговування (постійне чергування, виїзні бригади тощо).

1.2.16 Робота електричних мереж напругою від 3 кВ до 35 кВ може бути передбачена як з ізольованою нейтраллю, так і з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор або резистор, а також заземленою одночасно через дугогасний реактор і резистор. Захист від замикань на землю повинен надійно спрацьовувати за обраного способу заземлення нейтралі.

Компенсацію ємнісного струму замикання на землю через дугогасні реактори треба застосовувати за таких значень цього струму в нормальних режимах:

– у мережах напругою від 6 кВ до 10 кВ, які мають залізобетонні та металеві опори на повітряних лініях електропередавання (ПЛ), – понад 10 А;

– у межах напругою 20 кВ, які мають залізобетонні та металеві опори на ПЛ, – понад 5 А;

– у всіх мережах 35 кВ – понад 10 А;

– у мережах, які не мають залізобетонних і металевих опор на ПЛ: напругою 6 кВ – понад 30 А; напругою 10 кВ – понад 20 А; напругою від 15 кВ до 20 кВ – понад 15 А.

За наявності обґрунтування дозволено застосовувати компенсацію в мережах 6–35 кВ також із значеннями ємнісного струму, меншими від вищенаведених.

У разі обладнання електричних мереж напругою від 6 кВ до 35 кВ пристроями селективного захисту від однофазного замикання на землю, що діють на вимикання пошкодженого приєднання, компенсація ємнісного струму не вимагається.

З метою забезпечення селективного вимикання пошкодженого кабелю у разі однофазного замикання на землю в електричних кабельних мережах напругою від 6 кВ до 35 кВ дозволено заземлення нейтралі через резистор або обладнання дугогасного реактора додатковою обмоткою для короткочасного підключення резистора.

Робота електричних мереж напругою від 110 кВ до 150 кВ може передбачатися як з ефективно заземленою нейтраллю (**1.7.4**), так і з глухозаземленою нейтраллю (**1.7.5**).

Електричні мережі напругою 220 кВ і вище повинні працювати тільки з глухозаземленою нейтраллю.

КАТЕГОРІЇ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ І ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.2.17 Електроприймачі за надійністю електропостачання поділяють на такі три категорії:

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, переривання електропостачання яких може спричинити: небезпеку для життя людей, значний матеріальний збиток споживачам електричної енергії (пошкодження дорогого основного обладнання, масовий брак продукції), розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства.

У складі електроприймачів I категорії виділяється **особлива група** електроприймачів, безперебійна робота яких є необхідною для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрозі життю людей, вибухам, пожежам і пошкодженням високовартісного основного обладнання, втраті важливої інформації.

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

Електроприймачі III категорії – решта електроприймачів, що не підпадають під визначення I та II категорій.

Категорії надійності електропостачання визначають залежно від технології основного виробництва споживача електроенергії згідно з вимогами ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».

Остаточно категорії надійності узгоджуються замовником проекту електропостачання споживача від зовнішніх джерел електроенергії.

1.2.18 Електроприймачі I категорії треба забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, і перерву їх електропостачання в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення можна допускати лише на час автоматичного відновлення живлення.

Перемикання джерел живлення треба здійснювати за мінімально короткий час і по можливості не змінювати режим роботи обладнання споживачів.

Для електропостачання особливої групи електроприймачів I категорії має передбачатися додаткове живлення від третього незалежного взаєморезервуючого джерела живлення.

Як третє незалежне джерело живлення для особливої групи електроприймачів і як друге незалежне джерело живлення для решти електроприймачів I категорії може бути використано місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї тощо.

Якщо резервуванням електропостачання не можна забезпечити необхідну безперервність технологічного процесу або якщо резервування електропостачання є економічно недоцільним, то технологічне резервування забезпечується, наприклад, шляхом установлення взаєморезервуючих технологічних агрегатів, спеціальних пристроїв безаварійної зупинки технологічного процесу, які діють у разі порушення електропостачання.

Електропостачання електроприймачів I категорії з особливо складним безперервним технологічним процесом, який потребує тривалого часу на відновлення робочого режиму, за наявності техніко-економічних обґрунтувань рекомендовано здійснювати від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, до яких висуваються додаткові вимоги, що визначаються особливостями технологічного процесу.

1.2.19 Електроприймачі II категорії необхідно забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення.

Для електроприймачів II категорії в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення переривання електропостачання є допустимим на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

1.2.20 Для електроприймачів III категорії електропостачання може здійснюватися від одного джерела живлення за умови, що час переривання електропостачання, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

РІВНІ ТА РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

1.2.21 Для електричних мереж слід передбачати технічні заходи щодо забезпечення якості напруги електричної енергії відповідно до вимог ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

1.2.22 Пристрої регулювання напруги мають забезпечувати підтримання напруги на тих шинах напругою від 6 до 20 кВ електростанцій та підстанцій, до яких приєднано розподільні мережі, у межах не нижче ніж 105 % номінального в період найбільших навантажень і не вище ніж 100 % номінального – в період найменших навантажень цих мереж.

1.2.23 Вибирати і розміщувати пристрої компенсації реактивної потужності в електричних мережах слід згідно з відповідними нормативними документами щодо компенсації реактивної потужності.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20 червня 2014 р. № 469

ГЛАВА 1.3
ВИБІР ПРОВІДНИКІВ ЗА НАГРІВОМ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.3.1 Вимоги цієї глави поширюються на вибір перерізів електричних провідників (неізольовані та ізольовані проводи, кабелі та шини) за нагрівом. Якщо переріз провідника, визначений за цих вимог, виявився меншим від перерізу, який вимагають інші умови (термічна і електродинамічна стійкість за струмів КЗ, втрати та відхилення напруги, механічна міцність, захист від перевантаження), то треба приймати найбільший переріз, який вимагають ці умови.

Додаткові вимоги щодо вибору і застосування електричних провідників наведено у главах 2.1–2.5, 4.1–4.2, 6.1–6.3 цих Правил.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цій главі вжито терміни, визначені в законах і нормативних документах України, які стосуються електроенергетики та електротехніки.

ВИБІР ПЕРЕРІЗІВ ПРОВІДНИКІВ ЗА НАГРІВОМ

1.3.2 Провідники будь-якого призначення мають задовольняти вимогам щодо гранично допустимого нагріву з урахуванням не тільки нормальних, а й післяаварійних режимів, а також режимів у період ремонту і можливих нерівномірностей розподілу струмів між лініями, секціями шин тощо.

Температура нагріву струмовідних частин кабелів, проводів і шин не повинна перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.1–1.3.3.

Під час перевірки на нагрів приймається півгодинний максимум струму, найбільший із середніх півгодинних струмів цього елемента мережі.

Тривалі допустимі струми кабелів визначають за тривало допустимою температурою нагріву жил згідно з ДСТУ IEC 60287-(1-1–1-3):2009 «Кабелі електричні. Обчислення номінальної сили струму» або цими Правилами.

Допустимий тривалий струм проводів і кабелів, які не наведено в цій главі, визначають за документами виробника провідниково-кабельної продукції.

1.3.3 Під час повторно-короткочасного та короткочасного режимів роботи електроприймачів (із загальною тривалістю циклу до 10 хв і тривалістю робочого періоду, не більшою ніж 4 хв) як розрахунковий струм для перевірки перерізу провідників за нагрівом приймають струм, приведений до тривалого режиму. При цьому:

– для мідних провідників перерізом до 6 мм^2, а для алюмінієвих провідників до 10 мм^2 струм приймають таким самим, як для установок з тривалим режимом роботи;

– для мідних провідників перерізом понад 6 мм^2, а для алюмінієвих провідників понад 10 мм^2 струм визначають множенням допустимого тривалого струму на коефіцієнт $0{,}875/\sqrt{T_{\text{т.у.}}}$, де $T_{\text{т.у.}}$ – відносна тривалість робочого періоду (тривалість увімкнення по відношенню до тривалості циклу).

1.3.4 Для короткочасного режиму роботи з тривалістю увімкнення, не більшою ніж 4 хв, і перервами між увімкненнями, достатніми для охолодження провідників до температури навколишнього середовища, найбільші допустимі струми слід визначати за нормами повторно-короткочасного режиму (див. **1.3.3**). За тривалості увімкнення понад 4 хв, а також під час перерв недостатньої тривалості між увімкненнями найбільші допустимі струми слід визначати як для установок з тривалим режимом роботи.

1.3.5 Вимоги до нормальних навантажень та післяаварійних перевантажень стосуються кабелів і встановлених на них з'єднувальних та кінцевих муфт і окінцювань.

У разі прокладання кабелю в різних умовах охолодження допустимі тривалі струми треба приймати відповідно до **2.3.35** та **2.3.36** цих Правил.

Для кабельних ліній, які перебувають в експлуатації понад 15 років, перевантаження струмом повинне становити не більше ніж 10 % . Перевантажувати кабельні лінії напругою 20–35 кВ заборонено.

1.3.6 *N*-провідники систем трифазного струму повинні мати провідність, не меншу ніж 50 % провідності фазних провідників. У необхідних випадках (несиметричне навантаження, нелінійне навантаження) їх провідність потрібно збільшувати до 100 % провідності фазних провідників (див. також **1.7.146**).

Таблиця 1.3.1 – Допустимі значення температури нагріву жил кабелів з паперовою просоченою ізоляцією згідно з ГОСТ 18410-73 «Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией. Технические условия»

Номінальна напруга, кВ	Тривало допустима температура нагріву жил, °С		Максимальна допустима температура нагріву жил, °С	
	одножильних (в окремій оболонці по кожній жилі)	з поясною ізоляцією	у разі перевантаження	у разі струму КЗ
1	80	80	105	250
6	–	80/65	105/90	200
10	–	70/60	90/80	200
20 і 35	65	–	–	130

Примітка. У чисельнику наведено значення температури для кабелів з ізоляцією, просоченою неспливаючою сумішшю, і кабелів з ізоляцією, просоченою в'язкою ізоляційною маслоканіфольною сумішшю; у знаменнику – для кабелів з ізоляцією, просоченою в'язкою сумішшю, яка містить поліетиленовий віск – загусник.

Таблиця 1.3.2 – Допустимі значення температури нагріву жил кабелів з пластмасовою і гумовою ізоляцією згідно з ДСТУ IEC 60502-1:2009 «Кабелі силові з екструдованою ізоляцією й арматура до них на номінальну напругу від 1 кВ (U_m = 1,2 кВ) до 30 кВ (U_m = 36 кВ). Частина 1. Кабелі на номінальну напругу 1 кВ (U_m = 1,2 кВ) і 3 кВ (U_m = 3,6 кВ) (IEC 60502-1, IDT)»

Матеріал ізоляції кабелю	Допустима температура нагріву жил, °С		Максимальна допустима температура нагріву жил, °С	
	тривала	короткочасна в разі перевантаження	у разі струму КЗ	за умови незагоряння у разі КЗ
Полівінілхлоридний пластикат	70	90	160/140[1)]	350
Полівінілхлоридний пластикат пониженої пожежної небезпеки				
Полімерна композиція, що не містить галогенів				
Зшитий поліетилен[2)]	90	130	250[4)]	400
Етилен-пропіленова гума[3)]	90	130	160	350

[1)] У знаменнику – для кабелів із струмовідними жилами перерізом понад 300 мм^2.

[2)] Вимоги застосовують до кабелів напругою до 330 кВ.

[3)] Для кабелів із гумовою ізоляцією тривала допустима температура нагріву жил становить 65 °С; короткочасна у разі перевантаження – 110 °С; максимально допустима у разі КЗ – 150 °С; за умови незагоряння у разі КЗ – 350 °С.

[4)] Допустима температура екранів кабелів у разі КЗ становить 350 °С.

Таблиця 1.3.3 – Допустимі значення температури нагріву неізольованих проводів і пофарбованих шин

Конструктивні особливості, матеріал	Допустима температура нагріву, °С		Максимальна допустима температура нагріву, °С
	тривала[1)]	короткочасна у разі перевантаження	у разі струму КЗ
Шини:			
– алюмінієві	70	90	200
– мідні	70	90	300
– сталеві, що мають безпосередній контакт з апаратами	70	90	300
– сталеві, що не мають безпосереднього контакту з апаратами	70	90	400

Кінець таблиці 1.3.3

Конструктивні особливості, матеріал	Допустима температура нагріву, °С		Максимальна допустима температура нагріву, °С
	тривала[1)]	короткочасна у разі перевантаження	у разі струму КЗ
Проводи неізольовані мідні за натягу, Н/мм²:			
– менше 20	70/90	90	250
– 20 і більше	70/90	90	200
Проводи неізольовані алюмінієві за натягу, Н/мм²:			
– менше 10	70/90	90	200
– 10 і більше	70/90	90	160
Алюмінієва частина сталеалюмінієвих проводів	70/90	90	200
Високотемпературні проводи	150	180	260

[1)] У знаменнику – згідно з ГОСТ 839-80 «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия».

1.3.7 Під час визначення допустимих тривалих струмів для кабелів, неізольованих та ізольованих проводів і шин, а також для жорстких і гнучких струмопроводів, прокладених у середовищі, температура якого істотно відрізняється від зазначеної в **1.3.8**, **1.3.15**, **1.3.20**, **1.3.29**, **1.3.34** і **1.3.37**, застосовують відповідні коригувальні коефіцієнти.

ДОПУСТИМІ ТРИВАЛІ СТРУМИ ДЛЯ ПРОВОДІВ, ШНУРІВ І КАБЕЛІВ З ГУМОВОЮ АБО ПЛАСТМАСОВОЮ ІЗОЛЯЦІЄЮ НА НАПРУГУ ДО 660 В

1.3.8 Допустимі температури нагріву жил кабелів не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.2, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

Допустимі тривалі струми жил проводів з гумовою або полівінілхлоридною ізоляцією, шнурів з гумовою ізоляцією та кабелів з гумовою або пластмасовою ізоляцією у свинцевій, полівінілхлоридній та гумовій оболонках за нормального режиму роботи і завантаження 100 % не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.4–1.3.8, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції. Допустимі тривалі струми визначено для прокладання за умов, якщо:

– температура оточуючого середовища в разі прокладання кабелів у повітрі становить +25 °С, у разі прокладання в землі +15 °С;

– глибина прокладання кабелів в землі становить 0,7 м;

– питомий тепловий опір землі становить 1,2 К • м/Вт.

1.3.9 У разі визначення кількості проводів, які прокладають в одній трубі (або жил багатожильного провідника), *N*-провідник чотирипровідної системи трифазного струму, а також захисні *PE*-, *PEN*-провідники не враховують.

Дані, які містяться в табл. 1.3.4 і 1.3.5, слід застосовувати незалежно від кількості труб і місця їх прокладання (у повітрі, перекриттях, фундаментах).

1.3.10 Допустимі тривалі струми для проводів і кабелів, прокладених у коробах, під шаром штукатурки, а також у лотках пучками, треба приймати: для проводів – за табл. 1.3.4 і 1.3.5 як для проводів, прокладених у трубах; для кабелів – за табл. 1.3.6–1.3.8 як для кабелів, прокладених у повітрі. За кількості одночасно навантажених проводів понад чотири, прокладених у трубах, коробах, а також у лотках пучками, струми для проводів треба приймати за табл. 1.3.4 і 1.3.5 як для проводів, прокладених відкрито (у повітрі), з уведенням знижувальних коефіцієнтів: 0,68 – для 5 і 6 проводів; 0,63 – від 7 до 9 і 0,6 – від 10 до 12.

Для провідників вторинних кіл знижувальні коефіцієнти не вводять.

1.3.11 Допустимі тривалі струми для проводів, прокладених у лотках, у разі однорядного прокладання (не в пучках) слід приймати як для проводів, прокладених у повітрі.

Допустимі тривалі струми для проводів і кабелів, які прокладають у коробах, приймають за табл. 1.3.4–1.3.7 як для одиничних проводів і кабелів, прокладених відкрито (у повітрі), із застосуванням знижувальних коефіцієнтів, зазначених у табл. 1.3.9.

1.3.12 Під час визначення допустимих тривалих струмів для кабелів і ізольованих проводів, прокладених у середовищі, температура якого істотно відрізняється від зазначеної в **1.3.8**, слід застосовувати коефіцієнти, наведені в табл. 1.3.10.

Під час вибору контрольних та резервних проводів і кабелів знижувальні коефіцієнти не враховують.

1.3.13 На період ліквідації післяаварійного режиму для кабелів з поліетиленовою ізоляцією допускається перевантаження до 10 %, а для кабелів з полівінілхлоридною ізоляцією – до 15 % номінального на час максимумів навантаження тривалістю, не більшою ніж 6 год на добу протягом 5 діб, якщо навантаження в решті періодів часу цих діб не перевищує номінальне.

Таблиця 1.3.4 – Допустимий тривалий струм для проводів і шнурів з мідними жилами із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А, для проводів, прокладених					
	відкрито	у одній трубі				
		двох одножильних	трьох одножильних	чотирьох одножильних	одного двожильного	одного трижильного
0,5	11	–	–	–	–	–
0,75	15	–	–	–	–	–

Кінець таблиці 1.3.4

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А, для проводів, прокладених					
	відкрито	у одній трубі				
		двох одножильних	трьох одножильних	чотирьох одножильних	одного двожильного	одного трижильного
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	–	–	–
185	510	–	–	–	–	–
240	605	–	–	–	–	–
300	695	–	–	–	–	–
400	830	–	–	–	–	–

Таблиця 1.3.5 – Допустимий тривалий струм для проводів з алюмінієвими жилами із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А, для проводів, прокладених					
	відкрито	у одній трубі				
		двох одножильних	трьох одножильних	чотирьох одножильних	одного двожильного	одного трижильного
2	21	19	18	15	17	14

Кінець таблиці 1.3.5

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А, для проводів, прокладених					
	відкрито	у одній трубі				
		двох одно-жильних	трьох одно-жильних	чотирьох одно-жильних	одного двожиль-ного	одного трижиль-ного
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	–	–	–
185	390	–	–	–	–	–
240	465	–	–	–	–	–
300	535	–	–	–	–	–
400	645	–	–	–	–	–

Таблиця 1.3.6 – Допустимий тривалий струм для проводів з мідними жилами з гумовою ізоляцією в металевих захисних оболонках і кабелів з мідними жилами з гумовою ізоляцією у свинцевій, полівінілхлоридній, найритовій або гумовій оболонках, броньованих і неброньованих

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А, для проводів і кабелів				
	одножильних	двожильних		трижильних	
	у разі прокладання				
	у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90

Кінець таблиці 1.3.6

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А, для проводів і кабелів				
	одножильних	двожильних		трижильних	
	у разі прокладання				
	у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	385	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
185	510	405	570	350	500
240	605	–	–	–	–

Примітка. Струми наведено для проводів і кабелів як з *PEN*-(*N*-)жилою, так і без неї.

Таблиця 1.3.7 – Допустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими жилами з гумовою або пластмасовою ізоляцією у свинцевій, полівінілхлоридній та гумовій оболонках, броньованих і неброньованих

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А, для кабелів				
	одножильних	двожильних		трижильних	
	у разі прокладання				
	у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	–	–	–	–

Примітка. Допустимі тривалі струми для чотирижильних кабелів з пластмасовою ізоляцією на напругу до 1 кВ можна вибирати за табл. 1.3.7 як для трижильних кабелів, але з коефіцієнтом 0,92.

Таблиця 1.3.8 – Допустимий тривалий струм для переносних шлангових легких і середніх шнурів, переносних шлангових важких кабелів, шахтних гнучких шлангових, прожекторних кабелів і переносних проводів із мідними жилами

Переріз струмовідної жили, мм^2	Струм, А, для шнурів, проводів і кабелів		
	одножильних	двожильних	трижильних
0,5	–	12	–
0,75	–	16	14
1,0	–	18	16
1,5	–	23	20
2,5	40	33	28
4	50	43	36
6	65	55	45
10	90	75	60
16	120	95	80
25	160	125	105
35	190	150	130
50	235	185	160
70	290	235	200

Примітка. Струми стосуються шнурів, проводів і кабелів як з *PEN*-(*N*-)жилою, так і без неї.

Таблиця 1.3.9 – Понижувальний коефіцієнт для проводів і кабелів, які прокладають у коробах

Спосіб прокладання	Кількість прокладених проводів і кабелів		Понижувальний коефіцієнт для проводів, які живлять	
	одно-жильних	багато-жильних	окремі електро-приймачі з коефіцієнтом використання до 0,7	групи електро-приймачів і окремі приймачі з коефіцієнтом використання понад 0,7
Багатошаровий і пучками	–	До 4	1,0	–
	2	5–6	0,85	–
	3–9	7–9	0,75	–
	10–11	10–11	0,7	–
	12–14	12–14	0,65	–
	15–18	15–18	0,6	–
Одношаровий	2–4	2–4	–	0,67
	5	5	–	0,6

Таблиця 1.3.10 – Коригувальні коефіцієнти на струми кабелів і проводів залежно від температури землі та повітря

Спосіб прокладання	Нормована температура жил, °С	Коригувальні коефіцієнти на струми за розрахункової температури середовища, °С											
		–5 і нижче	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
У повітрі	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
У землі	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
У повітрі	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
У землі	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
У повітрі	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
У землі	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
У повітрі	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
У землі	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	–
У повітрі	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	–

ДОПУСТИМІ ТРИВАЛІ СТРУМИ ДЛЯ КАБЕЛІВ З ГУМОВОЮ АБО ПЛАСТМАСОВОЮ ІЗОЛЯЦІЄЮ НА НАПРУГУ ПОНАД 660 В ДО 3(6) кВ

1.3.14 Допустимі температури нагріву жил кабелів не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.2, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

1.3.15 Допустимі тривалі струми жил кабелів з пластмасовою ізоляцією на номінальну напругу до 3(6) кВ за нормального режиму роботи і завантаження 100 % не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.11–1.3.16, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції. Допустимі тривалі струми визначено за умов, якщо:

– температура оточуючого середовища в разі прокладання кабелів у повітрі становить +25 °С, у разі прокладання в землі +15 °С;

– глибина прокладання кабелів у землі становить 0,7 м;

– питомий тепловий опір землі становить 1,2 К · м/Вт.

1.3.16 Допустимі тривалі струми жил кабелів з ізоляцією із полівінілхлоридного пластикату або полімерної композиції, що не містить галогенів, у режимі перевантаження обчислюють шляхом множення допустимого тривалого струму нормального режиму на коефіцієнт 1,13 у разі прокладання кабелів у землі і на коефіцієнт 1,16 – у разі прокладання кабелів у повітрі.

1.3.17 Допустимі тривалі струми жил кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену в режимі перевантаження обчислюють шляхом множення допустимого тривалого

струму нормального режиму на коефіцієнт 1,17 у разі прокладання кабелів у землі і на коефіцієнт 1,20 – у разі прокладання кабелів у повітрі.

Таблиця 1.3.11 – Допустимий тривалий струм кабелів з мідними жилами та ізоляцією з полівінілхлоридного пластикату і полімерних композицій, що не містять галогенів

Номінальний переріз жили, мм²	Допустимі струмові навантаження кабелів, А					
	одножильних				багатожильних[2]	
	за постійного струму		за змінного струму[1]		за змінного струму	
	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
1,5	29	41	22	30	21	27
2,5	37	55	30	39	27	36
4	50	71	39	50	36	47
6	63	90	50	62	46	59
10	86	124	68	83	63	79
16	113	159	89	107	84	102
25	153	207	121	137	112	133
35	187	249	147	163	137	158
50	227	295	179	194	167	187
70	286	364	226	237	211	231
95	354	436	280	285	261	279
120	413	499	326	324	302	317
150	473	561	373	364	346	358
185	547	637	431	412	397	405
240	655	743	512	477	472	471
300	760	845	591	539	542	533
400	894	971	685	612	633	611
500	1054	1121	792	690	–	
625/630	1252	1299	910	774		
800	1481	1502	1030	856		
1000	1718	1709	1143	933		

[1] Прокладання за схемою «у трикутник» впритул.

[2] Для визначення допустимих струмових навантажень чотирижильних кабелів з жилами однакового перерізу в чотирипровідних мережах у разі завантаження всіх жил в усталеному режимі, а також для п'ятижильних кабелів ці значення потрібно помножити на коефіцієнт 0,93.

Таблиця 1.3.12 – Допустимий тривалий струм кабелів з алюмінієвими жилами та ізоляцією з полівінілхлоридних пластикатів і полімерних композицій, які не містять галогенів

Номінальний переріз жили, мм²	Допустимі струмові навантаження кабелів, А					
	одножильних				багатожильних[2]	
	за постійного струму		за змінного струму[1]		за змінного струму	
	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
2,5	30	32	22	30	21	28
4	40	41	30	39	29	37
6	51	52	37	48	37	44
10	69	68	50	63	50	59
16	93	83	68	82	67	77
25	117	159	92	106	87	102
35	143	192	113	127	106	123
50	176	229	139	150	126	143
70	223	282	176	184	161	178
95	275	339	217	221	197	214
120	320	388	253	252	229	244
150	366	434	290	283	261	274
185	425	494	336	321	302	312
240	508	576	401	374	359	363
300	589	654	464	423	424	417
400	693	753	544	485	501	482
500	819	870	636	556	–	
625/630	971	1007	744	633		
800	1146	1162	858	713		
1000	1334	1327	972	793		

[1] Прокладання за схемою «у трикутник» впритул.

[2] Для визначення допустимих струмових навантажень чотирижильних кабелів з жилами однакового перерізу в чотирипровідних мережах у разі завантаження всіх жил в усталеному режимі, а також для п'ятижильних кабелів ці значення потрібно помножити на коефіцієнт 0,93.

Таблиця 1.3.13 – Тривалі допустимі струми кабелів з ізоляцією із полівінілхлоридного пластикату на напругу 6 кВ

Номінальний переріз жили, мм²	Допустимі струмові навантаження кабелів, А			
	з алюмінієвими жилами		з мідними жилами	
	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
10	50	55	65	70

Кінець таблиці 1.3.13

Номінальний переріз жили, мм^2	Допустимі струмові навантаження кабелів, А			
	з алюмінієвими жилами		з мідними жилами	
	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
16	65	70	85	92
25	85	90	110	122
35	105	110	135	147
50	125	130	165	175
70	155	160	210	215
95	190	195	255	260
120	220	220	300	295
150	250	250	335	335
185	290	285	385	380
240	345	335	460	445

Таблиця 1.3.14 – Допустимий тривалий струм кабелів з мідними жилами і з ізоляцією із зшитого поліетилену на напругу до 3 кВ

Номінальний переріз жили, мм^2	Допустимі струмові навантаження кабелів, А					
	одножильних				багатожильних[2)]	
	за постійного струму		за змінного струму[1)]		за змінного струму	
	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
1,5	35	48	28	33	25	31
2,5	46	63	36	42	34	40
4	60	82	47	54	45	52
6	76	102	59	67	56	64
10	105	136	82	89	78	86
16	139	175	108	115	104	112
25	188	228	146	147	141	144
35	230	274	180	176	172	173
50	281	325	220	208	209	205
70	356	399	279	255	265	253
95	440	478	345	306	327	304
120	514	546	403	348	381	347
150	591	614	464	392	437	391
185	685	695	538	443	504	442
240	821	812	641	515	598	515
300	956	924	739	501	688	583

Кінець таблиці 1.3.14

Номінальний переріз жили, мм²	Допустимі струмові навантаження кабелів, А					
	одножильних				багатожильних[2]	
	за постійного струму		за змінного струму[1]		за змінного струму	
	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
400	1124	1060	860	661	807	669
500	1328	1223	997	746	–	
625/630	1576	1416	1149	840		
800	1857	1632	1302	932		
1000	2163	1862	1451	1019		

[1] Прокладання за схемою «у трикутник» вприту л.

[2] Для визначення допустимих струмових навантажень чотирижильних кабелів з жилами однакового перерізу в чотирипровідних мережах у разі завантаження всіх жил в усталеному режимі, а також для п'ятижильних кабелів ці значення потрібно помножити на коефіцієнт 0,93.

Таблиця 1.3.15 – Допустимий тривалий струм кабелів з алюмінієвими жилами та ізоляцією із зшитого поліетилену на напругу до 3 кВ

Номінальний переріз жили, мм²	Допустимі струмові навантаження кабелів, А					
	одножильних				багатожильних[2]	
	за постійного струму		за змінного струму[1]		за змінного струму	
	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
2,5	35	36	26	34	24	32
4	46	46	35	44	34	42
6	59	59	43	54	43	50
10	80	77	58	71	58	67
16	108	94	79	93	78	87
25	144	176	112	114	108	112
35	176	211	138	136	134	135
50	217	251	171	161	158	157
70	276	309	216	198	203	195
95	340	371	267	237	248	233
120	399	423	313	271	290	267
150	457	474	360	304	330	299
185	531	539	419	346	382	341
240	636	629	501	403	453	397
300	738	713	580	455	538	455
400	871	822	682	523	636	527

Кінець таблиці 1.3.15

Номінальний переріз жили, мм²	Допустимі струмові навантаження кабелів, А					
	одножильних				багатожильних[2]	
	за постійного струму		за змінного струму[1]		за змінного струму	
	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
500	1030	949	800	599	–	
625/630	1221	1098	936	685		
800	1437	1262	1081	773		
1000	1676	1443	1227	862		

[1] Прокладання за схемою «у трикутник» впритул.

[2] Для визначення допустимих струмових навантажень чотирижильних кабелів з жилами однакового перерізу в чотирипровідних мережах у разі завантаження всіх жил в усталеному режимі, а також для п'ятижильних кабелів ці значення потрібно помножити на коефіцієнт 0,93.

1.3.18 Допустимі тривалі струми жил шлангових кабелів із мідними жилами і мідних проводів з гумовою ізоляцією наведено в табл. 1.3.16–1.3.18.

Таблиця 1.3.16 – Допустимий тривалий струм для переносних шлангових із мідними жилами з гумовою ізоляцією кабелів для торфопідприємств

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм[1], А, для кабелів напругою, кВ		
	0,5	3	6
6	44	45	47
10	60	60	65
16	80	80	85
25	100	105	105
35	125	125	130
50	155	155	160
70	190	195	–

[1] Струми стосуються кабелів із *PEN*-(*N*-)жилою та без неї.

Таблиця 1.3.17 – Допустимий тривалий струм для шлангових із мідними жилами з гумовою ізоляцією кабелів для пересувних електроприймачів

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм[1], А, для кабелів напругою, кВ		Переріз струмовідної жили, мм²	Струм[1], А, для кабелів напругою, кВ	
	3	6		3	6
16	85	90	70	215	220
25	115	120	95	260	265

Кінець таблиці 1.3.17

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм[1], А, для кабелів напругою, кВ		Переріз струмовідної жили, мм²	Струм[1], А, для кабелів напругою, кВ	
	3	6		3	6
35	140	145	120	305	310
50	175	180	150	345	350

[1] Струми стосуються кабелів із *PEN*-(*N*-)жилою та без неї.

Таблиця 1.3.18 – Допустимий тривалий струм для проводів із мідними жилами з гумовою ізоляцією для електрифікованого транспорту 1,3 і 4 кВ

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А	Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А	Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А
1	20	16	115	120	390
1,5	25	25	150	150	445
2,5	40	35	185	185	505
4	50	50	230	240	590
6	65	70	285	300	670
10	90	95	340	350	745

ДОПУСТИМІ ТРИВАЛІ СТРУМИ ДЛЯ КАБЕЛІВ З ПАПЕРОВОЮ ПРОСОЧЕНОЮ ІЗОЛЯЦІЄЮ

1.3.19 Допустимі температури нагріву жил кабелів не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.1, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

1.3.20 Допустимі тривалі струми жил кабелів з паперовою просоченою ізоляцією за нормального режиму роботи і завантаження 100 % не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.19–1.3.25, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції. Допустимі тривалі струми визначено для прокладання одного кабелю за умов, якщо:

– температура оточуючого середовища в разі прокладання кабелів у повітрі становить +25 °С, у разі прокладання в землі +15 °С;

– глибина прокладання кабелів в землі становить 0,7 м;

– питомий тепловий опір землі становить 1,2 К • м/Вт.

Таблиця 1.3.19 – Допустимі тривалі струми жил одножильних кабелів з паперовою просоченою ізоляцією напругою 1 кВ у разі їх прокладання в землі, повітрі та у воді

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А			
	з мідною жилою		з алюмінієвою жилою	
	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі
10	106	108	81	82

Кінець таблиці 1.3.19

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А			
	з мідною жилою		з алюмінієвою жилою	
	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі
16	138	143	105	109
25	179	191	135	142
35	213	234	163	174
50	261	295	199	216
70	323	363	246	276
95	384	438	292	334
120	438	507	333	387
150	498	586	379	446
185	559	667	426	508
240	651	793	496	604
300	738	912	562	695
400	870	1100	663	838
500	987	1268	752	966
625	1124	1472	856	1122
800	1295	1729	987	1318

Примітка 1. Струмові навантаження наведено для постійного струму.

Примітка 2. Кабелі розташовано в горизонтальній площині на відстані 35–125 мм один від одного.

Примітка 3. У разі прокладання кабелів із захисним покриттям типу Кл у воді значення струмового навантаження в землі треба помножувати на коефіцієнт $K = 1{,}3$.

Таблиця 1.3.20 – Допустимі тривалі струми жил трижильних і чотирижильних кабелів з паперовою просоченою ізоляцією напругою 1 кВ у разі їх прокладання в землі, повітрі та у воді

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А			
	з мідною жилою		з алюмінієвою жилою	
	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі
6	58	53	45	40
10	78	73	60	55
16	102	97	79	72
25	134	127	102	95
35	163	157	126	118
50	200	195	153	146
70	241	247	184	180

Кінець таблиці 1.3.20

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А			
	з мідною жилою		з алюмінієвою жилою	
	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі
95	287	301	219	218
120	325	348	248	261
150	365	400	281	300
185	404	451	314	342
240	455	522	359	402

Примітка 1. Струмові навантаження наведено для змінного струму.

Примітка 2. У разі прокладання кабелів із захисним покриттям типу Кл у воді значення струмового навантаження в землі треба помножувати на коефіцієнт K =1,3.

Примітка 3. Для чотирижильних кабелів з *PEN*-(*N*-)жилою меншого перерізу струмові навантаження не змінюються. Струмові навантаження чотирижильного кабелю з жилами однакового перерізу в чотирипровідних мережах за навантаження у всіх жилах треба помножувати на коефіцієнт K = 0,93.

Таблиця 1.3.21 – Допустимі тривалі струми жил трижильних кабелів напругою 6 кВ і 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією в разі їх прокладання в землі, повітрі та у воді

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А							
	з мідною жилою				з алюмінієвою жилою			
	у землі		у повітрі		у землі		у повітрі	
	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ
10	77	–	74	–	59	–	55	–
16	101	92	98	89	77	74	73	67
25	132	119	130	115	100	91	95	87
35	160	144	160	142	121	110	117	106
50	197	176	200	175	149	134	146	132
70	236	212	244	219	180	162	178	161
95	280	251	296	265	213	192	214	194
120	318	284	342	305	243	218	248	234
150	358	318	392	349	275	246	285	264
185	396	352	442	393	307	275	333	298
240	448	396	512	455	351	314	389	347

Примітка 1. Струмові навантаження наведено для змінного струму.

Примітка 2. У разі прокладання кабелів із захисним покриттям типу Кл у воді значення струмового навантаження в землі треба помножувати на коефіцієнт K = 1,3.

Примітка 3. Струми навантаження наведено для ґрунтів з питомим тепловим опором 1,2 °С · м/Вт (глибина прокладання – 0,7 м).

Таблиця 1.3.22 – Допустимі тривалі струми жил одножильних кабелів напругою 20 кВ з паперовою просоченою ізоляцією в разі їх прокладання в повітрі

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А			
	з мідною жилою розташованих за схемою		з алюмінієвою жилою розташованих за схемою	
	«у площині» з відстанню в просвітку 35–125 мм	«у трикутник» впритул	«у площині» з відстанню в просвітку 35–125 мм	«у трикутник» впритул
25	135	125	100	95
35	165	155	120	115
50	200	185	150	140
70	250	240	190	180
95	300	285	230	220
120	350	330	270	255
150	400	380	310	295
185	455	435	350	335
240	530	510	410	395
300	600	580	470	455
400	700	690	560	540

Примітка. Струмові навантаження наведено для змінного струму.

Таблиця 1.3.23 – Допустимі тривалі струми жил трижильних кабелів напругою 20 кВ з паперовою просоченою ізоляцією в разі їх прокладання в землі, повітрі та у воді

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А			
	з мідною жилою		з алюмінієвою жилою	
	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі
25	125	120	100	95
35	150	145	115	110
50	180	175	140	135
70	220	220	170	170
95	265	265	205	205
120	300	310	235	240
150	340	350	265	270
185	380	400	300	315

Примітка 1. Струмові навантаження наведено для змінного струму.

Примітка 2. У разі прокладання кабелів із захисним покриттям типу К у воді значення струмового навантаження в землі треба помножувати на коефіцієнт $K = 1{,}1$.

Таблиця 1.3.24 – Допустимі тривалі струми жил одножильних кабелів напругою 35 кВ з паперовою просоченою ізоляцією в разі їх прокладання в землі або повітрі

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А					
	з мідною жилою		з алюмінієвою жилою			
	розташованих у повітрі за схемою		розташованих у землі за схемою		розташованих у повітрі за схемою	
	«у площині» з відстанню в просвіті 35–125 мм	«у трикутник» впритул	«у площині» з відстанню в просвіті 35–125 мм	«у трикутник» впритул	«у площині» з відстанню в просвіті 35–125 мм	«у трикутник» впритул
120	360	335	245	235	280	260
150	410	380	275	265	320	300
185	470	440	310	300	370	340
240	560	520	360	345	440	405
300	630	590	405	390	500	465
400	720	690	455	445	580	540
Примітка. Струмові навантаження наведено для змінного струму.						

Таблиця 1.3.25 – Допустимі тривалі струми жил трижильних кабелів напругою 35 кВ з паперовою просоченою ізоляцією в разі їх прокладання в землі або повітрі

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А			
	з мідною жилою		з алюмінієвою жилою	
	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі
120	285	300	225	235
150	325	340	250	265
Примітка 1. Струмові навантаження наведено для змінного струму. **Примітка 2.** У разі прокладання кабелів із захисним покриттям типу К у воді значення струмового навантаження в землі треба помножувати на коефіцієнт $K = 1{,}1$.				

1.3.21 За питомого теплового опору землі, відмінного від 1,2 К • м/Вт, до струмових навантажень, наведених у табл. 1.3.19–1.3.25 та 1.3.29, необхідно застосовувати коригувальні коефіцієнти, наведені в табл. 1.3.26.

Таблиця 1.3.26 – Коригувальні коефіцієнти на допустимий тривалий струм для кабелів з паперовою просоченою ізоляцією, прокладених у землі, залежно від питомого теплового опору землі

Характеристика землі	Питомий тепловий опір, К • м/Вт	Коригувальний коефіцієнт
Пісок вологістю понад 9 %, піщано-глинистий ґрунт вологістю понад 1 %	0,80	1,05

Кінець таблиці 1.3.26

Характеристика землі	Питомий тепловий опір, К • м/Вт	Коригувальний коефіцієнт
Нормальні ґрунт і пісок вологістю 7–9 %, піщано-глинистий ґрунт вологістю 12–14 %	1,20	1,00
Пісок вологістю понад 4 % і менше 7 %, піщано-глинистий ґрунт вологістю 8–12 %	2,00	0,87
Пісок вологістю до 4 %, кам'янистий ґрунт	3,00	0,75

1.3.22 У разі прокладання кабелів у середовищі, температура якого відрізняється від наведеної в **1.3.20**, допустимі тривалі струми жил кабелів з паперовою просоченою ізоляцією потрібно помножувати на коригувальні коефіцієнти, наведені в табл. 1.3.27.

Таблиця 1.3.27 – Коригувальні коефіцієнти, які враховують залежність допустимого тривалого струму навантаження кабелів з паперовою просоченою ізоляцією від температури навколишнього середовища

Номінальна напруга кабелю, кВ	Значення коригувального коефіцієнта залежно від температури навколишнього середовища, °С										
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Прокладання в повітрі											
1–6	1,2	1,17	1,13	1,09	1,04	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,74
10	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
20–35	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
Прокладання в землі											
1–6	1,11	1,08	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,73	0,73	0,68
10	1,13	1,09	1,04	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,74	0,67	0,6
20–35	1,14	1,1	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55

1.3.23 Допустимі тривалі струми для одиничних кабелів, які прокладають у трубах у землі, треба приймати такими самими, як для кабелів, що прокладають у повітрі, за температури, яка дорівнює температурі землі.

1.3.24 У разі прокладання декількох кабелів з паперовою просоченою ізоляцією у землі (включаючи прокладання в трубах) допустимі тривалі струми мають бути зменшеними шляхом уведення коефіцієнтів, наведених у табл. 1.3.28. Коригувальні коефіцієнти, наведені в табл. 1.3.28, потрібно застосовувати для визначення тривалих струмових навантажень за умови, що навантаження для 6, 5, 4, 3 і 2 прокладених поряд в одній траншеї кабелів перевищують відповідно 53 %, 56 %, 62 %, 67 % і 82 % допустимого навантаження одного кабелю. При цьому враховувати резервні кабелі не треба.

Прокладати декілька кабелів у землі з відстанями між ними, меншими ніж 100 мм у просвіті, не рекомендовано.

Таблиця 1.3.28 – Коригувальний коефіцієнт на кількість кабелів, які лежать поряд у землі (у трубах або без них)

Відстань між кабелями в просвіті, мм	Коефіцієнт за кількості кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

1.3.25 Допустимі тривалі струми для кабелів, які прокладають у блоках, визначають за емпіричною формулою:

$$I = abcI_0,$$

де I_0 – допустимий тривалий струм для трижильного кабелю напругою 10 кВ з мідними або алюмінієвими жилами, який визначають за табл. 1.3.29;

a – коефіцієнт, який вибирають за табл. 1.3.30 залежно від перерізу і розташування кабелю в блоці;

b – коефіцієнт, який вибирають залежно від напруги кабелю:

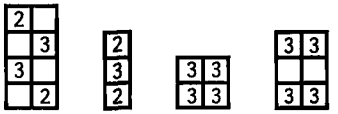
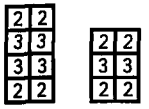
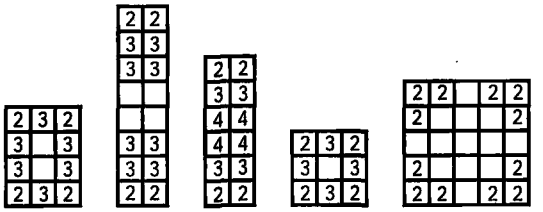
Номінальна напруга кабелю, кВ	до 3	6	10
Коефіцієнт b.....	1,09	1,05	1,0;

c – коефіцієнт, який вибирають залежно від середньодобового завантаження всього блока:

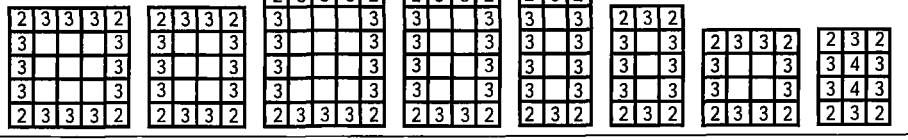
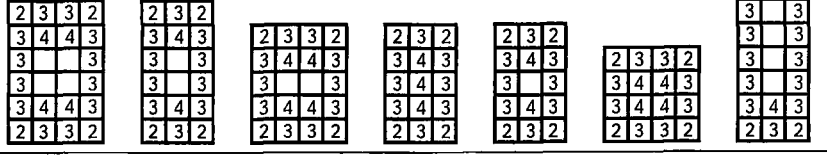
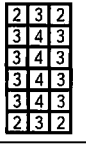
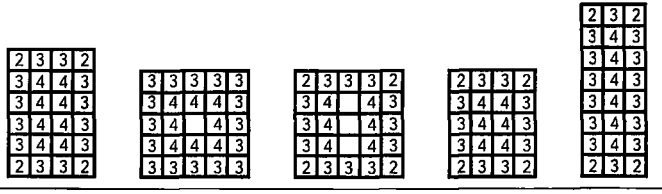
Середньодобове завантаження $S_{\text{сер.доб}}/S_{\max}$	1	0,85	0,7
Коефіцієнт c 1		1,07	1,16.

Резервні кабелі допускається прокладати в незанумерованих каналах блока, якщо їх задіяно, коли робочі кабелі вимкнуто.

Таблиця 1.3.29 – Допустимий тривалий струм для кабелів 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією із мідними або алюмінієвими жилами перерізом 95 мм², які прокладають у блоках

Група	Конфігурація блоків	Номер каналу	Струм I_0, А, для кабелів	
			мідних	алюмінієвих
1	*2*	*3*	*4*	*5*
I		1	191	147
II		2 3	173 167	133 129
III		2	154	119
IV		2 3	147 138	113 106
V		2 3 4	143 135 131	110 104 101
VI		2 3 4	140 132 118	103 102 91

Кінець таблиці 1.3.29

1	2	3	4	5
VII		2 3 4	136 132 119	105 102 92
VIII		2 3 4	135 124 104	104 96 80
IX		2 3 4	135 118 100	104 91 77
X		2 3 4	133 116 81	102 90 62
XI		2 3 4	129 114 79	99 88 55

Таблиця 1.3.30 – Коригувальний коефіцієнт *a* на переріз кабелю

Переріз струмовідної жили, мм²	Коефіцієнт для номера каналу в блоці			
	1	2	3	4
25	0,44	0,46	0,47	0,51
35	0,54	0,57	0,57	0,60
50	0,67	0,69	0,69	0,71
70	0,81	0,84	0,84	0,85
95	1,00	1,00	1,00	1,00
120	1,14	1,13	1,13	1,12
150	1,33	1,30	1,29	1,26
185	1,50	1,46	1,45	1,38
240	1,78	1,70	1,68	1,55

1.3.26 Допустимі тривалі струми для кабелів, які прокладають у двох паралельних блоках однакової конфігурації, треба зменшувати шляхом помножування на коефіцієнт залежно від відстані між блоками:

Відстань між блоками, мм	500	1000	1500	2000	2500	3000
Коефіцієнт	0,85	0,89	0,91	0,93	0,95	0,96

1.3.27 Для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією, які несуть навантаження, менші від номінальних, можна допускати короткочасне систематичне перевантаження, значення якого наведено в табл. 1.3.31.

На період ліквідації післяаварійного режиму для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою ізоляцією допускають перевантаження до 5 діб у межах, зазначених у табл. 1.3.32.

Таблиця 1.3.31 – Допустиме короткочасне перевантаження для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією

Коефіцієнт попереднього навантаження	Спосіб прокладання	Допустиме перевантаження щодо номінального за тривалості максимуму, годин		
		0,5	1,0	3,0
0,6	у землі	1,35	1,30	1,15
	у повітрі	1,25	1,15	1,10
	у трубах (у землі)	1,20	1,10	1,0
0,8	у землі	1,20	1,15	1,10
	у повітрі	1,15	1,10	1,05
	у трубах (у землі)	1,10	1,05	1,00

Таблиця 1.3.32 – Допустиме на період ліквідації післяаварійного режиму перевантаження для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією

Коефіцієнт попереднього навантаження	Спосіб прокладання	Допустиме перевантаження відносно номінального за тривалості максимуму, год		
		1	3	6
0,6	у землі	1,5	1,35	1,25
	у повітрі	1,35	1,25	1,25
	у трубах (у землі)	1,30	1,20	1,15
0,8	у землі	1,35	1,25	1,20
	у повітрі	1,30	1,25	1,25
	у трубах (у землі)	1,20	1,15	1,10

ДОПУСТИМІ ТРИВАЛІ СТРУМИ ДЛЯ КАБЕЛІВ З ІЗОЛЯЦІЄЮ ІЗ ЗШИТОГО ПОЛІЕТИЛЕНУ НА НОМІНАЛЬНУ НАПРУГУ ВІД 6 кВ ДО 330 кВ

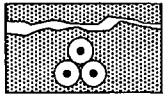
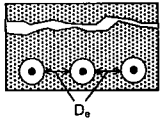
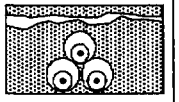
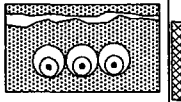
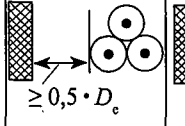
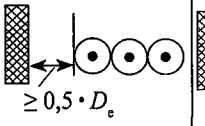
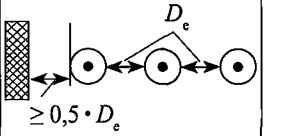
1.3.28 Допустимі температури нагріву жил кабелів не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.2, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

1.3.29 Допустимі тривалі струми жил кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену в стандартних умовах (див. табл. 1.3.33) не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.34–1.3.39, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

Таблиця 1.3.33 – Стандартні умови прокладання кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену

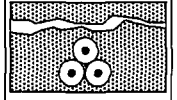
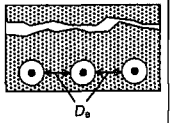
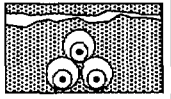
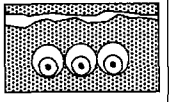
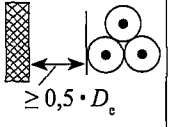
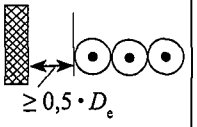
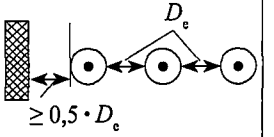
Показник	Номінальна напруга, кВ	
	До 35 кВ	110 кВ і більше
Температура повітря, °С	30	30
Температура землі, °С	20	20
Глибина прокладання в землі, м	0,8	1,5
Питомий тепловий опір ґрунту, К • м/Вт	1,5	1,0
Фактор навантаження	1,0	1,0
Наявність поблизу прокладених кабелів	Відсутні	Відсутні
Наявність ділянок у трубах	Керамічні труби	Відсутні
Спосіб з'єднання екранів	На обох кінцях КЛ	

Таблиця 1.3.34 – Тривалі допустимі струми одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з мідними жилами напругою до 35 кВ включно

Номінальний переріз жили, мм²	Тривало допустимий струм, А						
	Кабелі прокладено безпосередньо в землі за схемами		Кабелі прокладено в окремих трубах в землі за схемами		Кабелі прокладено в повітрі за схемами		
	«у трикутник» 	«у площині» 	«у трикутник» 	«у площині» 	«у трикутник» 	«у площині» доторкаються 	«у площині» на відстані 
35	166	172	157	159	198	203	238
50	196	203	186	188	238	243	286
70	239	246	227	229	296	303	356
95	285	293	271	274	361	369	434
120	323	332	308	311	417	426	500
150	361	366	343	347	473	481	559
185	406	410	387	391	543	550	637
240	469	470	447	453	641	647	745
300	526	524	504	510	735	739	846
400	590	572	564	571	845	837	938
500	651	630	631	617	980	957	1056
630	724	694	702	680	1113	1077	1182
800	795	756	771	741	1255	1203	1312

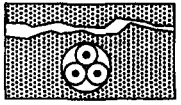
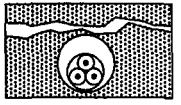
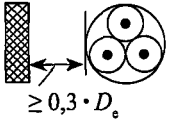
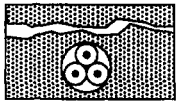
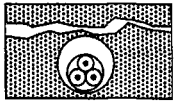
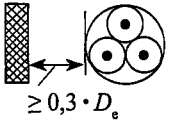
Примітка. D_e – зовнішній діаметр кабелю.

Таблиця 1.3.35 – Тривалі допустимі струми одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з алюмінієвими жилами напругою до 35 кВ включно

Номінальний переріз жили, мм²	Тривало допустимий струм, А						
	Кабелі прокладено безпосередньо в землі за схемами		Кабелі прокладено в окремих трубах у землі за схемами		Кабелі прокладено в повітрі за схемами		
	«у трикутник»	«у площині»	«у трикутник»	«у площині»	«у трикутник»	«у площині» доторкаються	«у площині» на відстані
							
35	129	134	122	123	154	157	185
50	152	157	144	146	184	189	222
70	186	192	176	178	230	236	278
95	221	229	210	213	280	287	338
120	252	260	240	242	324	332	391
150	281	288	267	271	368	376	440
185	317	324	303	307	424	432	504
240	367	373	351	356	502	511	593
300	414	419	397	402	577	586	677
400	470	466	451	457	673	676	769
500	526	522	505	512	786	785	881
630	593	584	569	572	907	899	1001
800	664	647	637	634	1041	1024	1132

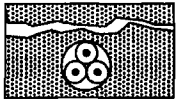
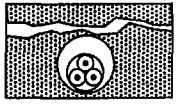
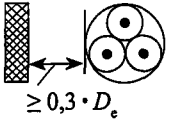
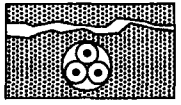
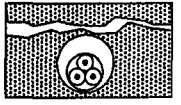
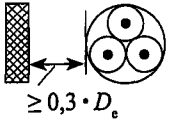
Примітка. D_e – зовнішній діаметр кабелю.

Таблиця 1.3.36 – Тривалі допустимі струми трижильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з мідними жилами напругою до 35 кВ включно

Номінальний переріз жил, мм²	Тривало допустимий струм, А					
	Небронювані кабелі прокладено			Броньовані кабелі прокладено		
	безпосередньо в землі 	у трубі, прокладеній у землі 	(відкрито) у повітрі 	безпосередньо в землі 	у трубі, прокладеній у землі 	(відкрито) у повітрі 
35	153	133	170	154	134	172
50	181	158	204	181	158	205
70	221	193	253	220	194	253
95	262	231	304	263	232	307
120	298	264	351	298	264	352
150	334	297	398	332	296	397
185	377	336	455	374	335	453
240	434	390	531	431	387	529
300	489	441	606	482	435	599

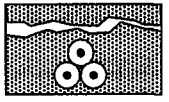
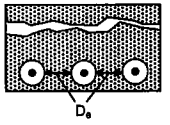
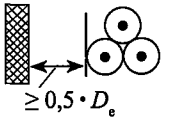
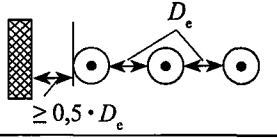
Примітка. D_e – зовнішній діаметр кабелю.

Таблиця 1.3.37 – Тривалі допустимі струми трижильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з алюмінієвими жилами напругою до 35 кВ включно

Номінальний переріз жил, мм²	Тривало допустимий струм, А					
	Небронювані кабелі прокладено			Броньовані кабелі прокладено		
	безпосередньо в землі 	у трубі, прокладеній у землі 	(відкрито) у повітрі 	безпосередньо в землі 	у трубі, прокладеній у землі 	(відкрито) у повітрі 
35	119	103	132	119	104	133
50	140	122	158	140	123	159
70	171	150	196	171	150	196
95	203	179	236	204	180	238
120	232	205	273	232	206	274
150	260	231	309	259	231	309
185	294	262	355	293	262	354
240	340	305	415	338	304	415
300	384	346	475	380	343	472

Примітка. D_e – зовнішній діаметр кабелю.

Таблиця 1.3.38 – Тривалі допустимі струми одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з мідними жилами напругою понад 35 кВ

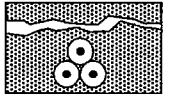
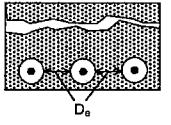
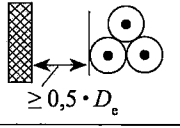
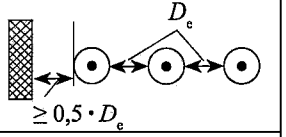
Номінальний переріз жили, мм²	Тривало допустимий струм, А			
	Кабелі, прокладені безпосередньо в землі за схемами		Кабелі прокладено в повітрі за схемами	
	«у трикутник» 	«у площині» 	«у трикутник» 	«у площині» 
1	*2*	*3*	*4*	*5*
напругою 110 та 150 кВ				
240	498	475	619	658
300	554	519	695	722
350	581	540	733	753
400	619	567	784	792
500	687	615	881	860
630	761	664	989	934
800	827	705	1086	987
1000	887	741	1180	1036
1200	1012	824	1476	1358
1400	1057	847	1546	1366
1600	1092	865	1602	1379
2000	1149	892	1690	1387

Кінець таблиці 1.3.38

1	*2*	*3*	*4*	*5*
напругою 220 кВ				
400	630	582	808	827
500	705	636	922	925
630	785	690	1044	1023
800	865	741	1175	1126
1000	937	785	1300	1218
1200	1020	840	1468	1341
1400	1076	870	1575	1411
1600	1118	892	1654	1458
2000	1189	928	1796	1542
напругою 330 кВ				
500	638	592	827	844
630	715	647	942	944
800	798	703	1075	1054
1000	878	755	1209	1159
1200	1022	843	1470	1345
1400	1078	874	1577	1414
1600	1121	896	1657	1465
2000	1193	933	1801	1550

Примітка. D_e – зовнішній діаметр кабелю.

Таблиця 1.3.39 – Тривалі допустимі струми одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з алюмінієвими жилами напругою понад 35 кВ

Номінальний переріз жили, мм²	Тривало допустимий струм, А			
	Кабелі, прокладені безпосередньо в землі за схемами		Кабелі прокладені в повітрі за схемами	
	«у трикутник» 	«у площині» 	«у трикутник» 	«у площині» 
1	*2*	*3*	*4*	*5*
напругою 110 та 150 кВ				
240	394	388	487	533
300	440	428	549	591
400	466	450	585	624
500	497	475	626	660
630	559	524	711	730
800	627	576	810	809
1000	694	623	905	873
1200	760	668	1005	936
1400	866	746	1245	1216
1600	914	775	1319	1240
1800	955	797	1382	1265
2000	1024	834	1488	1295

Кінець таблиці 1.3.39

1	*2*	*3*	*4*	*5*
напругою 220 кВ				
400	504	485	642	679
500	570	539	739	771
630	643	595	847	867
800	720	651	968	973
1000	796	703	1092	1074
1200	867	755	1226	1185
1400	925	791	1329	1261
1600	971	818	1410	1316
2000	1053	864	1561	1416
напругою 330 кВ				
500	510	492	656	690
630	577	547	754	783
800	653	606	871	890
1000	731	662	995	999
1200	868	758	1226	1185
1400	926	794	1328	1261
1600	973	821	1410	1319
2000	1055	868	1562	1420

Примітка. D_e – зовнішній діаметр кабелю.

1.3.30 У разі відхилення умов прокладання кабелю від стандартних допустимі тривалі струми жил кабелів обчислюють помножуванням значення допустимого тривалого струму, наведеного в табл. 1.3.34–1.3.39, на коригувальні коефіцієнти, що враховують:

– можливе збільшення навантаження залежно від фактора навантаження m (рис. 1.3.1, 1.3.2);

– схему з'єднання екранів (рис. 1.3.3, 1.3.4);

– відхилення від стандартних умов прокладання, наведених у табл. 1.3.33 (див. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова»).



Рисунок 1.3.1 – Коригувальний коефіцієнт до фактора навантаження m кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою до 35 кВ включно



Рисунок 1.3.2 – Коригувальний коефіцієнт до фактора навантаження m кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою 110 кВ і більше

Фактор навантаження m, який враховує теплову інерцію землі в разі підземного прокладання кабелю, розраховують за формулою:

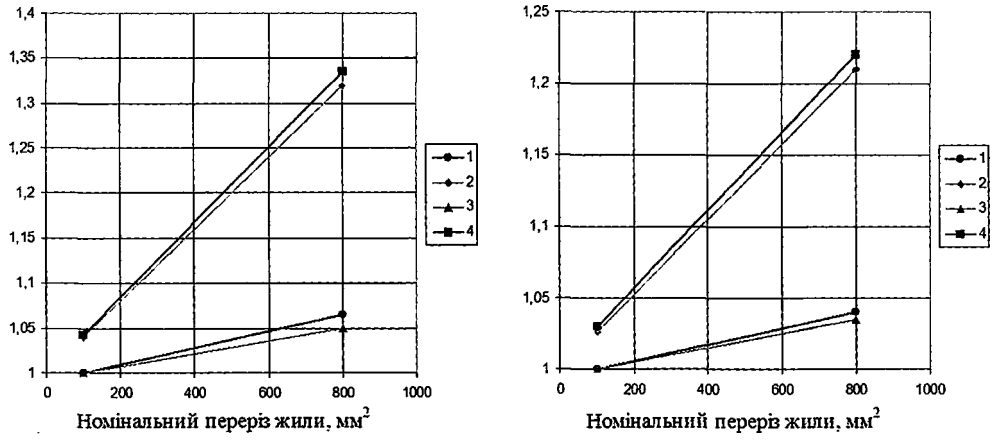
$$m = \frac{\sum_i S_i}{24 S_{\max}},$$

де $S_{\max}$ – максимальна потужність найбільш завантаженої доби, кВ • А;

S_i – потужність, споживана в i-ту годину найбільш завантаженої доби, кВ • А.

Значення коригувальних коефіцієнтів, які враховують відхилення від стандартних умов прокладання кабелів у частині теплового опору землі, глибини прокладання кабелів, відстані між геометричними осями окремих кіл багатоколових КЛ, відстань між окремими кабелями одноколових КЛ тощо вибирають згідно із СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова».

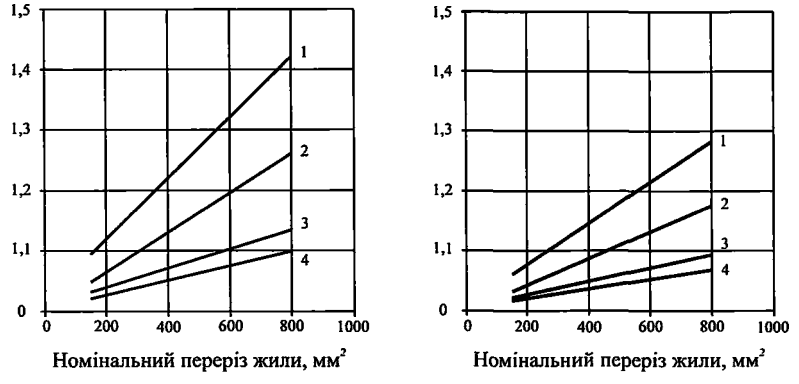
1.3.31 Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену, які прокладено в землі, здатні до короткочасного перевантаження, обумовленого теплоємністю і теплопровідністю землі. Залежності допустимої тривалості перевантаження $t_{\text{пер}}$ попередньо не нагрітих електричним струмом кабелів від перевантаження $I/I_{\text{ном}}$ наведено на рисунках 1.3.5–1.3.7.



а) *б)*

а – для кабелів з мідною жилою; б – для кабелів з алюмінієвою жилою; 1 – кабелі прокладено в землі за схемою «у трикутник»; 2 – кабелі прокладено в повітрі за схемою «у трикутник»; 3 – кабелі прокладено в землі за схемою «у площині»; 4 – кабелі прокладено в повітрі за схемою «у площині»

Рисунок 1.3.3 – Коригувальний коефіцієнт до схеми з'єднання екранів кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою до 35 кВ

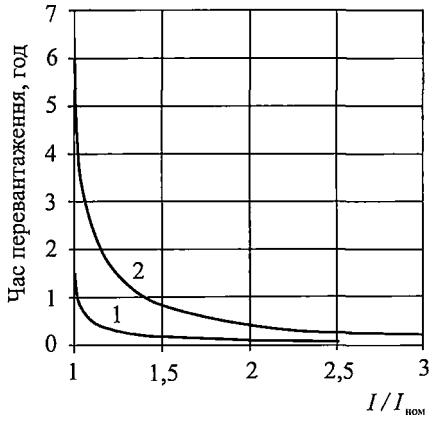


а) *б)*

а – для кабелів з мідною жилою; б – для кабелів з алюмінієвою жилою; 1 – кабелі прокладено в землі за схемою «у площині»; 2 – кабелі прокладено в повітрі за схемою «у площині»; 3 – кабелі прокладено в землі за схемою «у трикутник»; 4 – кабелі прокладено в повітрі за схемою «у трикутник»

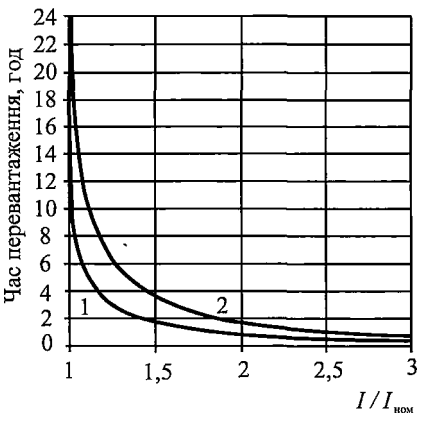
Рисунок 1.3.4 – Коригувальний коефіцієнт до схеми з'єднання екранів кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою 110 кВ і більше

Допустиме перевантаження кабелю, попередньо нагрітого тривалим струмом, визначають відповідно до СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова».



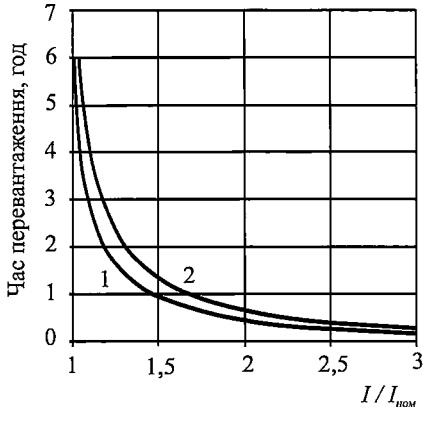
1 – для жили перерізом 35 мм²;
2 – для жили перерізом 800 мм²

Рисунок 1.3.5 – Допустима тривалість перевантаження одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою до 35 кВ включно в разі увімкнення без перегрівання жили



1 – для жили перерізом 35 мм²;
2 – для жили перерізом 800 мм²

Рисунок 1.3.6 – Допустима тривалість перевантаження трижильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою до 35 кВ включно в разі увімкнення без перегрівання жили



1 – для жили перерізом 240 мм²; 2 – для жили перерізом 800 мм²

Рисунок 1.3.7 – Допустима тривалість перевантаження одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою 110 кВ і більше в разі увімкнення без перегрівання жили

ДОПУСТИМІ ТРИВАЛІ СТРУМИ ДЛЯ САМОУТРИМНИХ І ЗАХИЩЕНИХ ПРОВОДІВ

1.3.32 Допустимі температури нагріву жил самоутримних ізольованих проводів (СІП) і захищених проводів не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.2, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

1.3.33 Допустимі тривалі струми жил СІП і захищених проводів (за нормального режиму роботи і завантаження 100 %) не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.40, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції. Допустимі тривалі струми визначено для підвішування проводів в умовах:

– температура повітря становить +25 °С;

– швидкість вітру становить 0,6 м/с;

– інтенсивність сонячної радіації становить 1000 Вт/м^2.

1.3.34 У разі підвішування СІП і захищених проводів у середовищі, температура якого відрізняється від наведеної в **1.3.33**, значення допустимих тривалих струмів жил проводів потрібно помножувати на коригувальні коефіцієнти, наведені в табл. 1.3.41.

Таблиця 1.3.40 – Допустимий тривалий струм для алюмінієвих самоутримних ізольованих проводів (СІП) і захищених проводів

Номінальний переріз основних жил, мм^2	Допустимий струм, А, не більше			
	самоутримних ізольованих проводів на напругу до 1 кВ з ізоляцією із		захищених проводів з ізоляцією із силанольно зшитого поліетилену в мережах напругою	
	термопластичного поліетилену	силанольно зшитого поліетилену	20 кВ	35 кВ
10	65	90	–	–
16	75	100	–	–
25	95	130	–	–
35	115	160	200	220
50	140	195	245	270
70	180	240	310	340
95	220	300	370	400
120	250	340	430	460
150	–	380	485	520
185	–	436	560	600
240	–	515	600	670

Таблиця 1.3.41 – Коригувальні коефіцієнти для допустимих струмів самоутримних ізольованих проводів і захищених проводів

Температура струмовідної жили, °С	Коригувальні коефіцієнти за температури повітря, °С											
	–5 і нижче	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

ДОПУСТИМІ ТРИВАЛІ СТРУМИ ДЛЯ НЕІЗОЛЬОВАНИХ ПРОВОДІВ І ШИН

1.3.35 Допустимі температури нагріву неізольованих проводів і шин не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.3, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

1.3.36 Допустимі тривалі струми неізольованих проводів і шин не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.42–1.3.48, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції. Допустимі тривалі струми визначено для температури повітря +25 °С, вітер відсутній.

Для порожнистих алюмінієвих проводів марок ПА500 і ПА600 допустимий тривалий струм слід приймати:

Марка проводу	ПА500	ПА600
Струм, А.....	1340	1680

Таблиця 1.3.42 – *Допустимі тривалі струми для неізольованих проводів за* ГОСТ 839-80 «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия»

Номінальний переріз, мм²	Струм, А, для проводів марок						
	АС, АСКС, АСК, АСКП			М	А і АКП	М	А і АКП
	Переріз (алюміній/сталь), мм²	ззовні приміщень	усередині приміщень	ззовні приміщень		усередині приміщень	
10	10/1,8	84	53	95	–	60	–
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
	120/27	375	–	–	–	–	–
150	150/19	450	365	570	440	465	355
	150/24	450	365	–	–	–	–
	150/34	450	–	–	–	–	–
185	185/24	520	430	650	500	540	410
	185/29	510	425	–	–	–	–
	185/43	515	–	–	–	–	–
240	240/32	605	505	760	590	685	490
	240/39	610	505	–	–	–	–
	240/56	610	–	–	–	–	–

Кінець таблиці 1.3.42

Номінальний переріз, мм²	Струм, А, для проводів марок						
	АС, АСКС, АСК, АСКП			М	А і АКП	М	А і АКП
	Переріз (алюміній/сталь), мм²	ззовні приміщень	усередині приміщень	ззовні приміщень		усередині приміщень	
300	300/39	710	600	880	680	740	570
	300/48	690	585	–	–	–	–
	300/66	680	–	–	–	–	–
330	330/27	730	–	–	–	–	–
400	400/22	830	713	1050	815	895	690
	400/51	825	705	–	–	–	–
	400/64	860	–	–	–	–	–
500	500/27	960	830	–	980	–	820
	500/64	945	815		–	–	–
600	600/72	1050	920	–	1100	–	955
700	700/86	1180	1040	–	–	–	–

Таблиця 1.3.43 – Допустимий тривалий струм для неізольованих бронзових і сталебронзових проводів

Провід	Марка проводу	Струм[1)], А	Провід	Марка проводу	Струм[1)], А
Бронзовий	Б-50	215	Бронзовий	Б-240	600
Те саме	Б-70	265	Те саме	Б-300	700
« «	Б-95	330	Сталебронзовий	БС-185	515
« «	Б-120	380	Те саме	БС-240	640
« «	Б-150	430	« «	БС-300	750
« «	Б-185	500	« «	БС-400	890
–	–	–	« «	БС-500	980
[1)] Струми наведено для бронзи з питомим опором $\rho_{20} = 0{,}03$ Ом · мм²/м.					

Таблиця 1.3.44 – Допустимий тривалий струм для неізольованих сталевих проводів

Марка проводу	Струм, А	Марка проводу	Струм, А
ПСО-3	23	ПС-25	60
ПСО-3,5	26	ПС-35	75
ПСО-4	30	ПС-50	90
ПСО-5	35	ПС-70	125
–	–	ПС-95	135

Таблиця 1.3.45 – Допустимий тривалий струм для шин круглого і трубчастого перерізів

Струми в круглих шинах, А			Мідні труби		Алюмінієві труби		Сталеві труби				
										Змінний струм, А	
Діаметр, мм	мідних	алюмінієвих	Внутрішній і зовнішній діаметри, мм	Струм, А	Внутрішній і зовнішній діаметри, мм	Струм, А	Умовний прохід, мм	Товщина стінки, мм	Зовнішній діаметр, мм	без поздовжнього розрізу	з поздовжнім розрізом
6	155/155	120/120	12/15	340	13/16	295	8	2,8	13,5	75	–
7	195/195	150/150	14/18	460	17/20	345	10	2,8	17,0	90	–
8	235/235	180/180	16/20	505	18/22	425	15	3,2	21,3	118	–
10	320/320	245/245	18/22	555	27/30	500	20	3,2	26,8	145	–
12	415/415	320/320	20/24	600	26/30	575	25	4,0	33,5	180	–
14	505/505	390/390	22/26	650	25/30	640	32	4,0	42,3	220	–
15	565/565	435/435	25/30	830	36/40	765	40	4,0	48,0	255	–
16	610/615	475/475	29/34	925	35/40	850	50	4,5	60,0	320	–
18	720/725	560/560	35/40	1100	40/45	935	65	4,5	75,5	390	–
19	780/785	605/610	40/45	1200	45/50	1040	80	4,5	88,5	455	–
20	835/840	650/655	45/50	1330	50/55	1150	100	5,0	114	670	770
21	900/905	695/700	49/55	1580	54/60	1340	125	5,5	140	800	890
22	955/965	740/745	53/60	1860	64/70	1545	150	5,5	165	900	1000
25	1140/1165	885/900	62/70	2295	74/80	1770	–	–	–	–	–
27	1270/1290	980/1000	72/80	2610	72/80	2035	–	–	–	–	–
28	1325/1360	1025/1050	75/85	3070	75/85	2400	–	–	–	–	–
30	1450/1490	1120/1155	90/95	2460	90/95	1925	–	–	–	–	–
35	1770/1865	1370/1450	95/100	3060	90/100	2840	–	–	–	–	–
38	1960/2100	1510/1620	–	–	–	–	–	–	–	–	–
40	2080/2260	1610/1750	–	–	–	–	–	–	–	–	–
42	2200/2430	1700/1870	–	–	–	–	–	–	–	–	–
45	2380/2670	1850/2060	–	–	–	–	–	–	–	–	–

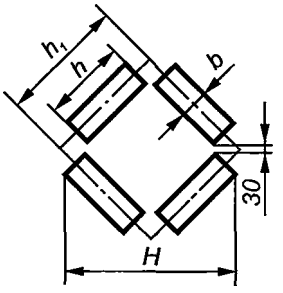
Примітка. У чисельнику наведено навантаження за змінного струму, у знаменнику – за постійного.

Таблиця 1.3.46 – Допустимий тривалий струм для шин прямокутного перерізу

Розміри, мм	Мідні шини				Алюмінієві шини				Сталеві шини	
	Струм, А, залежно від кількості смуг на один полюс або одну фазу								Розміри, мм	Струм, А
	1	2	3	4	1	2	3	4		
15×3	210	–	–	–	165	–	–	–	16×2,5	55/70
20×3	275	–	–	–	215	–	–	–	20×2,5	60/90
25×3	340	–	–	–	265	–	–	–	25×2,5	75/110
30×4	475	–	–	–	365/370	–	–	–	20×3	65/100
40×4	625	–/1090	–	–	480	–/855	–	–	25×3	80/120
40×5	700/705	–/1250	–	–	540/545	–/965	–	–	30×3	95/140
50×5	860/870	–/1525	–/1895	–	665/670	–/1180	–/1470	–	40×3	125/190
100×5	1550/1600	2075/2705	2650/3285	–	1190/1220	1615/2100	2085/2553	–	50×3	155/230
50×6	955/960	–/1700	–/2145	–	740/745	–/1315	–/1655	–	60×3	185/280
60×6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	–	870/880	1350/1555	1720/1940	–	70×3	215/320
80×6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	–	1150/1170	1630/2055	2100/2460	–	75×3	230/345
100×6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	–	1425/1455	1935/2515	2500/3040	–	80×3	245/365
60×8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	–	1025/1040	1680/1840	2180/2330	–	90×3	275/410
80×8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	–	1320/1355	2040/2400	2620/2975	–	100×3	305/460
100×8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	–	1625/1690	2390/2945	3050/3620	–	20×4	70/115
120×8	2400/2600	3400/4400	4340/5600	–	1900/2040	2650/3350	3380/4250	–	22×4	75/125
40×10	1000/1085	1415/1850	1805/2350	–	795/850	1105/1395	1405/1770	–	25×4	85/140
50×10	1225/1270	2135/2270	2750/2950	–	965/985	1675/1755	2205/2265	–	30×4	100/165
60×10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	–	1155/1180	2010/2110	2650/2720	–	40×4	130/220
80×10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	–	1480/1540	2410/2735	3100/3440	–	50×4	165/270
100×10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400	60×4	195/325
120×10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800	2070/2300	3200/3900	4100/4860	4650/5200	70×4	225/375
60×12,5	1845/1905	3195/3405	–	–					80×4	260/430
80×12,5	2375/2490	3875/4390	–	–					90×4	290/480
100×12,5	2890/3090	4515/5410	–	–					100×4	325/535

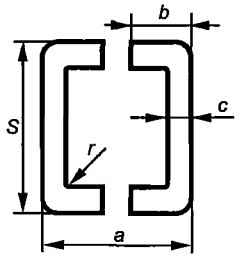
Примітка. У чисельнику наведено значення змінного струму, у знаменнику – постійного.

Таблиця 1.3.47 – Допустимий тривалий струм для чотирисмугових шин з розташуванням смуг по сторонах квадрата («порожній пакет»)



Розміри, мм				Поперечний переріз чотирисмугової шини, мм²	Струм, А, на пакет шин	
h	*b*	h_1	*H*		мідних	алюмінієвих
80	8	140	157	2560	5750	4550
80	10	144	160	3200	6400	5100
100	8	160	185	3200	7000	5550
100	10	164	188	4000	7700	6200
120	10	184	216	4800	9050	7300

Таблиця 1.3.48 – Допустимий тривалий струм для шин коробчастого перерізу



Розміри, мм				Поперечний переріз однієї шини, мм²	Струм, А, на дві шини	
a	*b*	*c*	*r*		мідні	алюмінієві
75	35	4	6	520	2730	–
75	35	5,5	6	695	3250	2670
100	45	4,5	8	775	3620	2820
100	45	6	8	1010	4300	3500
125	55	6,5	10	1370	5500	4640
150	65	7	10	1785	7000	5650
175	80	8	12	2440	8550	6430
200	90	10	14	3435	9900	7550
200	90	12	16	4040	10 500	8830
225	105	12,5	16	4880	12 500	10 300
250	115	12,5	16	5450	–	10 800

1.3.37 У разі розташування неізольованих проводів і шин у середовищі, температура якого відрізняється від наведеної в **1.3.36**, значення допустимих тривалих струмів проводів потрібно помножувати на коригувальні коефіцієнти, наведені в табл. 1.3.49.

Таблиця 1.3.49 – Коригувальні коефіцієнти на струми для неізольованих проводів і шин залежно від температури повітря

Спосіб прокладання	Нормована температура жил, °С	Коригувальні коефіцієнти на струми за розрахункової температури середовища, °С											
		–5 і нижче	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
У повітрі	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

У разі розташування шин прямокутного перерізу плазом струми, наведені в табл. 1.3.46, мають бути зменшеними на 5 % для шин із шириною смуг до 60 мм і на 8 % – для шин із шириною смуг понад 60 мм.

Під час вибору шин великих перерізів необхідно вибирати найбільш економічні за умовами пропускної спроможності конструкційні рішення, які забезпечують найменші додаткові втрати від поверхневого ефекту і ефекту близькості та найкращі умови охолодження (зменшення кількості смуг у пакеті, раціональна конструкція пакета, застосування профільних шин тощо).

1.3.38 Для новоспоруджуваних або реконструйованих ПЛ напругою 35–750 кВ потрібно передбачати перерізи проводів відповідно до **2.5.86** цих Правил, які не потребують перевірки за умовами утворення корони.

У нормальних режимах роботи густини струмів неізольованих проводів ПЛ 6–220 кВ не повинні, як правило, перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.50.

Таблиця 1.3.50 – Значення густини струму в неізольованих проводах ПЛ від 6 до 220 кВ

Проводи	Густина струму, А/мм^2, за числа годин використання максимуму навантаження на рік		
	понад 1000 до 3000	понад 3000 до 5000	понад 5000
Мідні	2,5	2,5–1,9	1,9–1,5
Алюмінієві	1,3	1,1–0,8	0,8–0,6

За наявності техніко-економічного обґрунтування допускається застосування високотемпературного режиму проводів ПЛ відповідно до **2.5.86** цих Правил.

1.3.39 Вибір перерізів проводів ліній електропередавання постійного та змінного струмів напругою 330 кВ і вище, потужних жорстких і гнучких струмопроводів, які працюють з великою кількістю годин використання максимуму навантаження, а також перерізів жил кабельних ліній, виконують на основі техніко-економічних розрахунків згідно з чинними методиками.

Цими вимогами слід керуватися також у випадках заміни існуючих проводів проводами більшого перерізу або під час прокладання додаткових ліній в разі зростання навантаження.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 30 липня 2015 р. № 478

ГЛАВА 1.4
ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І ПРОВІДНИКІВ ЗА УМОВАМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.4.1 Ця глава Правил установлює вимоги щодо вибору і перевірки електричних апаратів і провідників за умов електродинамічної і термічної стійкості, а також комутаційної здатності в разі коротких замикань (КЗ) в електроустановках змінного струму частотою 50 Гц, напругою до і понад 1 кВ.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания (Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку електродинамічної і термічної дії струму короткого замикання)

СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 Норми технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ та вище.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цій главі Правил використано такі терміни та визначення позначених ними понять:

автоматичне повторне ввімкнення

Автоматичне повторне ввімкнення вимикача, який вимкнувся через пошкодження частини електричної мережі, після проміжку часу, необхідного для усунення наслідків перехідного пошкодження

електродинамічна стійкість

Здатність елементів електричних мереж витримувати механічні напруження заданої величини, які обумовлено струмами короткого замикання

електроустановка з великими струмами замикання на землю

Електроустановка напругою понад 1000 В, у якій струм однофазного замикання на землю становить понад 500 А

електроустановка з малими струмами замикання на землю

Електроустановка напругою понад 1000 В, у якій струм однофазного замикання на землю дорівнює або є меншим ніж 500 А

комутаційна здатність (вмикальна/вимикальна здатність)

Здатність комутаційного апарата витримувати певну кількість вимикань/увімкнень. Розрізняють механічну комутаційну здатність, яка характеризує механічний ресурс комутаційного апарата, та електричну, яка характеризує електричний ресурс комутаційного апарата

перехідне пошкодження

Пошкодження ізоляції, яке лише тимчасово впливає на її діелектричні властивості, які відновлюються за короткий проміжок часу

повна тривалість вимкнення вимикача

Проміжок часу від подачі на вимикач команди на вимкнення від релейного захисту або ключа керування до погасання дуги в усіх його полюсах

термічна стійкість

Здатність елементів електричних мереж витримувати теплову дію струмів короткого замикання без пошкоджень протягом установленого проміжку часу

ударний струм короткого замикання

Найбільше миттєве значення струму короткого замикання

швидкодійне автоматичне повторне ввімкнення

Автоматичне повторне ввімкнення, яке діє впродовж приблизно 1 с після вимкнення пошкодження.

ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

У цій главі Правил застосовано такі скорочення:

АПВ – автоматичне повторне ввімкнення;

ЗПЕ – зшитий поліетилен;

КА – комутаційний апарат;

КЗ – коротке замикання;

ПЛ – повітряна лінія електропередавання;

ПЛЗ – повітряна лінія із захищеними проводами;

ПС – підстанція.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.4.2 За режимом короткого замикання (КЗ) потрібно перевіряти (окрім винятків, зазначених у **1.4.3**):

1) в електроустановках напругою понад 1 кВ:

а) електричні апарати, струмопроводи, жили кабелів та їх екрани, фазні проводи повітряних ліній електропередавання із захищених проводів (ПЛЗ) та інші провідники, а також опорні та несучі конструкції для них;

б) повітряні лінії електропередавання (ПЛ) за ударного струму КЗ понад 50 кА для запобігання схльостуванню проводів за електродинамічної дії струму КЗ.

Крім того, для ліній з розщепленими проводами треба перевіряти відстані між розпірками розщеплених проводів для запобігання пошкодженню розпірок і проводів у разі схльостування.

Проводи ПЛ, обладнаних пристроями швидкодійного АПВ, треба перевіряти також на термічну стійкість.

2) в електроустановках напругою до 1 кВ:

а) розподільні щити;

б) струмопроводи;

в) ізольовані проводи і кабелі;

г) силові шафи.

Трансформатори струму за режимом КЗ не перевіряють.

Апарати, призначені для вимикання струмів КЗ або такі, що можуть за умовами своєї роботи вмикати короткозамкнене коло, повинні, крім того, мати здатність здійснювати ці операції за всіх можливих струмів КЗ.

Стійкими до струмів КЗ є ті апарати й провідники, які за розрахунковими умовами витримують дію цих струмів, не піддаючись електричним, механічним та іншим руйнуванням або деформаціям, що перешкоджають їх подальшій нормальній експлуатації.

1.4.3 За режимом КЗ за напруги понад 1 кВ не перевіряють:

1) апарати та провідники, захищені плавкими запобіжниками зі вставками на номінальний струм до 60 А, – щодо електродинамічної стійкості;

2) апарати та провідники, захищені плавкими запобіжниками незалежно від їх номінального струму і типу, – щодо термічної стійкості.

Коло вважається захищеним плавким запобіжником, якщо його здатність до вимкнення вибрано відповідно до вимог цих Правил і він здатен вимикати *найменший можливий струм аварійного режиму в цьому колі*;

3) провідники в колах до індивідуальних електроприймачів, зокрема до цехових трансформаторів загальною потужністю до 2,5 МВ · А і з обмоткою високої напруги до 20 кВ, якщо дотримано одночасно таких умов:

а) в електричній або технологічній частині передбачено необхідний ступінь резервування, виконаного таким чином, що вимкнення зазначених електроприймачів не викликає порушень технологічного процесу;

б) пошкодження провідника в разі виникнення КЗ не може викликати вибуху або пожежі;

в) можлива заміна провідника без значних труднощів;

4) провідники до індивідуальних електроприймачів, зазначені в переліку 3), а також до окремих невеликих розподільних пунктів, якщо такі електроприймачі та розподільні пункти є невідповідальними за своїм призначенням і якщо для них виконано як мінімум умову, наведену в переліку 3),б);

5) трансформатори струму в колах напругою до 20 кВ, які живлять трансформатори або лінії з реакторами, у разі, коли вибір трансформаторів струму за умовами КЗ потребує такого завищення коефіцієнтів трансформації, за якого не може бути забезпечено необхідний клас точності приєднаних вимірювальних приладів (наприклад, розрахункових лічильників); при цьому з боку вищої напруги в колах силових трансформаторів рекомендовано уникати застосування трансформаторів струму, не стійких до струму КЗ, а прилади обліку рекомендовано приєднувати до трансформаторів струму з боку нижчої напруги силових трансформаторів;

6) проводи ПЛ (див. також **1.4.2**, перелік 1),б);

7) апарати і шини кіл трансформаторів напруги в разі розташування їх в окремій камері або за додатковим резистором, вбудованим у запобіжник чи встановленим окремо.

1.4.4 Під час вибору розрахункової схеми для визначення струмів КЗ треба виходити з передбачуваних для цієї електроустановки умов тривалої її роботи (у тому числі ремонтні та післяаварійні схеми) та не враховувати короткочасні зміни

схеми цієї електроустановки, які не передбачені для тривалої експлуатації (наприклад, у разі перемикань).

Розрахункова схема для струмів КЗ має враховувати перспективу розвитку зовнішніх мереж та генерувальних джерел, з якими електрично зв'язано установку, яка розглядається, на період (відповідно до СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101):

– 15 років – для системотвірної електричної мережі;

– 10 років – для розподільної електричної мережі;

– введення в роботу (освоєння потужності) – для мережі зовнішнього електропостачання промислових підприємств, електрифікованих ділянок залізниць, перекачувальних станцій магістральних нафтопроводів, газопроводів, видачі потужності електростанцій тощо.

При цьому дозволено розраховувати струми КЗ наближено для початкового моменту часу.

1.4.5 Як розрахунковий вид КЗ приймають:

1) для визначення електродинамічної стійкості:

а) апаратів і жорстких шин з підтримувальними та опорними конструкціями, які належать до них, – трифазне КЗ (див. також **1.4.14**);

б) гнучких провідників – двофазне КЗ (див. також **1.4.14**);

2) для визначення термічної стійкості апаратів і провідників – трифазне КЗ; на генераторній напрузі електростанцій – трифазне або двофазне залежно від того, яке з них призводить до більшого нагрівання;

3) для вибору апаратів за комутаційною здатністю в електроустановках:

а) з великими струмами замикання на землю – більше із значень, які отримують для випадків трифазного і однофазного КЗ на землю. Якщо вимикач характеризується двома значеннями комутаційної здатності – трифазною і однофазною – відповідно за обома значеннями;

б) з малими струмами замикання на землю – трифазне КЗ;

4) для перевірки жил та екранів кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену (ЗПЕ) за термічною стійкістю треба дотримуватися вимог, викладених у главі 2.3 цих Правил.

1.4.6 Розрахунковий струм КЗ треба визначати виходячи з умови можливого пошкодження в такій точці електричного кола, в якій апарати й провідники цього кола в разі КЗ знаходяться у найбільш важких умовах (винятки див. у **1.4.7** і **1.4.17**, перелік 3).

Випадки одночасного замикання на землю різних фаз у двох різних точках схеми необхідно враховувати для електричних мереж з малими струмами замикання на землю під час:

а) перевірки всіх видів секціонуючих комутаційних апаратів за термічною стійкістю. Розрахунковим видом КЗ треба приймати подвійне КЗ на землю, яке відбувається в двох місцях – біля ПС (у одній фазі), від якої живиться лінія електропередавання, що секціонується, та за секціонуючим комутаційним апаратом (на другій фазі);

б) перевірки екранів кабелів з ізоляцією із ЗПЕ (відповідно до **2.3.121**).

1.4.7 На лініях з реакторами в закритих розподільних установках провідники та апарати, розташовані до реактора і відокремлені від збірних шин живлення (на відгалуженнях від ліній – від елементів основного кола) перегородками, перекрит-

тями тощо, вибирають за струмом КЗ за реактором, якщо останній розташовано в тій самій будівлі і з'єднання виконане за допомогою шин.

Шинні відгалуження від збірних шин до перегородок і прохідні ізолятори в перегородках треба вибирати виходячи із сили струму КЗ до реактора.

1.4.8 Під час розрахунку термічної стійкості за розрахункову тривалість струму КЗ треба приймати суму проміжків часу:

а) дії основного захисту (з урахуванням дії АПВ), установленого біля найближчого до місця КЗ вимикача;

б) повної тривалості вимкнення вимикача (до погасання дуги в усіх полюсах).

За наявності зони нечутливості в основному захисті (за струмом, напругою, опором тощо) термічну стійкість необхідно додатково перевіряти виходячи з тривалості дії захисту, який реагує на пошкодження в цій зоні, з урахуванням повної тривалості вимкнення вимикача. При цьому як розрахунковий струм КЗ треба приймати те його значення, яке відповідає цьому місцю пошкодження.

Трансформатори струму і струмопроводи в колах генераторів потужністю 60 МВт і більше потрібно перевіряти за термічною стійкістю виходячи з розрахункової тривалості струму КЗ, яку визначають додаванням часу дії основних захистів (у разі встановлення двох основних захистів) або основного і резервного захисту (у разі наявності останнього) та повного часу вимикання генераторного вимикача.

Комутаційні електричні апарати в колах генераторів потужністю 60 МВт і більше потрібно перевіряти на термічну стійкість за тривалістю дії струму КЗ, який визначають часом спрацьовування основного і резервного захистів та повним часом вимикання вимикача, за допомогою якого генератор має відключатися під час КЗ.

ВИЗНАЧЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ДЛЯ ВИБОРУ АПАРАТІВ І ПРОВІДНИКІВ

1.4.9 В електроустановках напругою до 1 кВ і більше під час визначення струмів КЗ для вибору апаратів і провідників та визначення їх дії на несучі конструкції треба виходити з таких міркувань:

– усі джерела, які беруть участь у живленні точки КЗ, яка розглядається, працюють одночасно з номінальним навантаженням;

– усі синхронні машини мають автоматичні регулятори напруги та пристрої форсування збудження;

– коротке замикання настає в такий момент часу, за якого струм КЗ матиме найбільше значення;

– електрорушійні сили всіх джерел живлення збігаються за фазою;

– розрахункову напругу кожного класу напруги приймають на 5 % більшою за номінальну;

– потрібно враховувати вплив на струми КЗ приєднаних до даної мережі синхронних компенсаторів, синхронних і асинхронних електродвигунів.

Вплив асинхронних електродвигунів на струми КЗ не враховують:

а) за потужності електродвигунів до 100 кВт на один електродвигун, якщо електродвигуни відокремлено від місця КЗ одним ступенем трансформації;

б) за будь-якої потужності електродвигунів, якщо їх відокремлено від місця КЗ двома або більше ступенями трансформації або якщо струм від них може надходити

до місця КЗ лише через ті елементи, через які проходить основний струм КЗ від мережі та які мають істотний опір (лінії, трансформатори тощо).

1.4.10 В електроустановках напругою понад 1 кВ як розрахункові опори треба приймати індуктивні опори електричних машин, силових трансформаторів і автотрансформаторів, реакторів, повітряних і кабельних ліній, а також струмопроводів. Активний опір треба враховувати лише для ПЛ з алюмінієвими проводами перерізом до 95 мм^2 і мідними перерізом до 50 мм^2, а також для КЛ перерізом до 95 мм^2 довжиною понад 500 м.

1.4.11 В електроустановках напругою до 1 кВ в розрахункові опори слід включати індуктивні та активні опори всіх елементів кола, а також активні опори перехідних контактів кола. Допустимо нехтувати опорами одного типу (активними або індуктивними), якщо при цьому повний опір кола зменшується не більше ніж на 10 %.

1.4.12 У разі живлення електричних мереж напругою до 1 кВ від трансформаторів під час розрахунку струмів КЗ треба виходити з умови, що підведена до трансформатора напруга є незмінною і дорівнює його номінальній напрузі.

1.4.13 Елементи кола, захищеного плавким запобіжником зі струмообмежувальною дією, слід перевіряти на електродинамічну стійкість за найбільшим миттєвим значенням струму КЗ, який пропускається запобіжником.

ВИБІР ПРОВІДНИКІВ ТА ІЗОЛЯТОРІВ, ПЕРЕВІРКА НЕСУЧИХ КОНСТРУКЦІЙ ЗА УМОВАМИ ДИНАМІЧНОЇ ДІЇ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

1.4.14 Зусилля, які діють на жорсткі шини і передаються ними на ізолятори та підтримувальні жорсткі конструкції, треба розраховувати за найбільшим миттєвим значенням струму трифазного КЗ i_y з урахуванням зсуву між струмами у фазах і без урахування механічних коливань шинної конструкції.

В окремих випадках (наприклад, за граничного розрахункового механічного напруження) може бути враховано механічні коливання шин та шинних конструкцій.

Імпульси сили, які діють на гнучкі провідники та ізолятори, що їх підтримують, виводи й конструкції, розраховують за середньоквадратичним (за час проходження) струмом двофазного КЗ між сусідніми фазами. Для розщеплених провідників і гнучких струмопроводів взаємодію струмів КЗ у провідниках однієї й тієї ж фази визначають за діючим значенням струму трифазного КЗ.

Гнучкі струмопроводи треба перевіряти на схльостування відповідно до ГОСТ 30323.

1.4.15 Визначені розрахунком відповідно до **1.4.14** механічні зусилля, які передаються в разі виникнення КЗ жорсткими шинами на опорні та прохідні ізолятори, мають становити в разі застосування одиночних ізоляторів не більше ніж 60 % відповідних гарантованих значень найменшого руйнівного зусилля; у разі застосування спарених опорних ізоляторів – не більше ніж 100 % руйнівного зусилля одного ізолятора.

У разі застосування шин, фази яких складаються з окремих профілів (багатосмугові, з двох швелерів тощо), механічне напруження визначають як арифметичну суму напруження від взаємодії фаз і взаємодії елементів кожної шини між собою.

Найбільше механічне напруження в матеріалі жорстких шин не має перевершувати 0,7 тимчасового опору розриву, установленого нормативним документом на шини.

ВИБІР ПРОВІДНИКІВ ЗА УМОВАМИ НАГРІВАННЯ ПІД ЧАС ВИНИКНЕННЯ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

1.4.16 Температура нагрівання провідників під час КЗ не має перевищувати гранично допустимих значень, унормованих за **1.3.2** цих Правил.

Перевірку *PE*-проводів на нагрівання струмами КЗ потрібно виконувати з урахуванням **1.7.138** цих Правил.

Допустимі температури проводів і кабелів у разі КЗ, які не наведено в цих главах, визначають за документами виробника провідниково-кабельної продукції.

1.4.17 Перевірку ізольованих проводів і кабелів на нагрівання струмами КЗ у випадках, передбачених **1.4.2** і **1.4.3**, потрібно виконувати для:

– одиночних кабелів однієї монтажної довжини виходячи з того, що КЗ виникло на початку кабелю;

– одиночних кабелів зі ступінчастими перерізами по довжині виходячи з КЗ на початку кожної ділянки нового перерізу;

– пучка з двох і більше паралельно увімкнених кабелів виходячи з того, що КЗ виникло безпосередньо за пучком.

Під час перевірки потрібно враховувати температуру оточуючого середовища, нагрівання ізольованих проводів і кабелів струмом режиму, який передує КЗ, та нагрівання струмовідних частин, розташованих просто неба, сонячним випромінюванням.

1.4.18 Під час перевірки на термічну стійкість апаратів і провідників ліній, обладнаних пристроями швидкодійного АПВ, треба враховувати підвищення температури нагріву через збільшення сумарної тривалості проходження струму КЗ по таких лініях.

Розщеплені проводи ПЛ під час перевірки за термічною стійкістю потрібно розглядати як один провід сумарного перерізу.

ВИБІР АПАРАТІВ ЗА КОМУТАЦІЙНОЮ ЗДАТНІСТЮ

1.4.19 Вимикачі з номінальною напругою понад 1 кВ треба вибирати:

– за вимикальною здатністю з урахуванням параметрів відновлювальної напруги;

– за вмикальною здатністю. При цьому вимикачі генераторів, установлені з боку генераторної напруги, перевіряють лише на несинхронне вмикання в умовах протифази.

1.4.20 Запобіжники треба вибирати за вимикальною здатністю. При цьому за розрахунковий струм треба приймати діюче значення періодичної складової початкового струму КЗ без урахування струмообмежувальної здатності запобіжників.

1.4.21 Вимикачі навантаження треба вибирати за гранично допустимим струмом, який виникає в разі їх увімкнення на КЗ.

1.4.22 Роз'єднувачі не потрібно перевіряти за комутаційною здатністю в разі виникнення КЗ. У разі використання роз'єднувачів для вимкнення-увімкнення ненавантажених ліній, ненавантажених трансформаторів або зрівняльних струмів паралельних кіл роз'єднувачі треба перевіряти за режимом такого вимкнення-увімкнення.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20 червня 2014 р. № 469

ГЛАВА 1.5
ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.5.1 Ця глава Правил містить вимоги до улаштування обліку електроенергії в електроустановках нового будівництва, а також тих, які реконструюють або технічно переоснащують.

1.5.2 Додаткові вимоги до улаштування обліку електроенергії встановлено «Правилами користування електричною енергією», затвердженими постановою Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України від 31.07.96 № 28 (зі змінами від 04.02.2010 № 105) (далі – ПКЕЕ), «Інструкцією про порядок комерційного обліку електричної енергії», затвердженою постановою Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України від 19.10.98 № 1349 (далі – ІКОЕ), ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення», СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-93:2014 (МВУ 031/08-2013) «Кількість електричної енергії та електрична потужність. Типова методика виконання вимірювань», ИКЭС-Р-005 «Регламент учета межгосударственных перетоков электроэнергии», СОУ-Н МПЕ 40.1.35.110:2005 «Додаткові вимоги до засобів обліку електроенергії, спрямовані на запобігання несанкціонованому втручанню в їх роботу», керівним документом Міненерговугілля України «Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика», відповідними розділами цих Правил та іншими нормативними документами.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

1.5.3 Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

вимірювальний комплекс (ВК)

Сукупність обладнання та засобів вимірювальної техніки, з'єднаних між собою за встановленою схемою з метою забезпечення вимірювання та обліку електричної енергії в заданій точці електричної мережі. Типовий ВК складається із засобів вимірювальної техніки (трансформатори струму, трансформатори напруги, лічильники електроенергії), засобів захисту (автоматичні вимикачі або запобіжники), вторинних кіл струму і напруги та інших допоміжних засобів (збірки затискачів, реле, перетворювачі імпульсів, інформаційно-вимірювальні системи тощо). Характеристики складу ВК мають бути достатніми для вимірювання електричної енергії та потужності із заданими періодичністю та похибкою

вимірювальний комплекс розрахункового обліку (розрахунковий ВК)

Вимірювальний комплекс, результати вимірювань з якого використовують для фінансових (комерційних) розрахунків

вимірювальний комплекс технічного обліку (технічний ВК)

Вимірювальний комплекс, результати вимірювань з якого використовують для контролю технологічних процесів роботи електричної мережі

генеруючий блок (генеруюча установка)

Одиниця електрогенеруючого обладнання, що складається з одного або більшої кількості генераторів, вироблення електроенергії на яких можна окремо вимірювати

засіб вимірювальної техніки (ЗВТ)

Технічний засіб, який має нормовані метрологічні характеристики і який застосовують під час вимірювань

засоби обліку

Засоби вимірювальної техніки і кола обліку, які використовують для визначення кількості електричної енергії та величини споживання електричної потужності

локальне устаткування збору і оброблення даних (ЛУЗОД)

Сукупність засобів обліку (або один засіб обліку) та обладнання для передачі даних, які забезпечують вимірювання, збір, накопичення, оброблення результатів вимірювань за відповідними періодами часу (формування первинної вимірювальної інформації про обсяги і параметри потоків електричної енергії та значення споживаної потужності) на окремій площадці вимірювання та мають інтерфейс дистанційного зчитування даних для роботи в складі автоматизованої системи обліку електричної енергії.

У передбачених нормативно-правовими актами випадках або за наявності техніко-економічного обґрунтування ВК та/або ЛУЗОД об'єднують у автоматизовану систему обліку електроенергії

автоматизована система обліку електроенергії (АСОЕ)

Сукупність ВК та/або ЛУЗОД, каналів зв'язку, апаратного та програмного забезпечення, а також баз даних обліку, функціонально об'єднаних з метою забезпечення збору, оброблення та передачі результатів вимірювань і формування даних обліку, які використовують у процесі обліку електроенергії.

АСОЕ, їх складові і дані, які використовують для комерційних (фінансових) розрахунків, називаються розрахунковими (комерційними).

АСОЕ, їх складові і дані, які використовують для контролю витрати електроенергії в технологічних процесах на електростанціях, підстанціях, підприємствах, у будівлях тощо, називають технічними (контрольними, внутрішніми)

результат вимірювання

Значення фізичної величини, знайдене шляхом її вимірювання

дані обліку

Значення облікових показників, які отримано в процесі здійснення обліку електроенергії

облік електроенергії

Процес формування даних обліку для забезпечення фінансових розрахунків на ринку електричної енергії або контролю витрати електроенергії в технологічних процесах

точка вимірювання

Місце в електричній мережі, в якому за допомогою засобів обліку вимірюють кількість електроенергії і значення електричної потужності

лічильник електроенергії інтервальний

Лічильник електроенергії, який вимірює, фіксує та відображає кількість електроенергії, яка перетікає через точку вимірювання, за кожен з періодів інтеграції у вигляді масиву даних і за розрахунковий період у цілому

період інтеграції

Інтервал часу, протягом якого інтервальний лічильник вимірює, фіксує та/або відображає кількість електроенергії

лічильник електроенергії інтегральний

Лічильник електричної енергії, який вимірює і відображає кількість електроенергії, яка перетекла через точку вимірювання від початку вимірювання

лічильник електроенергії розрахунковий

Лічильник, який використовують для розрахункового (комерційного) обліку електроенергії

лічильник електроенергії технічного обліку

Лічильник, який використовують для технічного обліку електроенергії

повірочна лабораторія

Підприємство, установа, організація чи їх окремий підрозділ, що здійснює повірку засобів вимірювальної техніки

тавро

Засіб пломбування виробника засобів вимірювальної техніки, повірочної лабораторії або електропередавальної організації

технічні умови на приєднання до електричних мереж (ТУ)

Установлений електропередавальною організацією згідно з чинним законодавством комплекс умов і вимог до інженерного забезпечення електроустановок споживача, які повинні відповідати розрахунковим параметрам їх енергопостачання. ТУ можуть містити технічні рекомендації в частині улаштування ЛУЗОД або АСОЕ

межа балансової належності

Точка розподілу електричних мереж між суб'єктами господарювання

багатофункціональний лічильник електроенергії

Лічильник електроенергії, який крім вимірювання електроенергії та електричної потужності виконує ряд другорядних функцій, у тому числі видачу інформації в цифровому вигляді, моніторинг параметрів електричної мережі та якості електроенергії, відтворення та/або складання імпульсних сигналів, видачу або прийом команд тощо

приєднана потужність

Сума номінальних потужностей генераторів, трансформаторів та (або) струмоприймачів електричної енергії, безпосередньо приєднаних до електричної мережі в точці приєднання.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.5.4 Установлювані ЗВТ мають бути дозволеними до використання в Україні та мати чинний відбиток тавра виробника або повірочної лабораторії.

Технічні характеристики складових ВК, ЛУЗОД та АСОЕ мають відповідати умовам використання і вимогам документації виробника.

За наявності зустрічних перетікань електроенергії в точці вимірювання лічильники мають вимірювати і фіксувати кількість електроенергії для кожного напрямку окремо.

Облік активної електроенергії має забезпечувати визначення кількості енергії:

– переданої та отриманої іншими країнами та електроенергетичними системами;

– виробленої генераторами електростанцій;

– спожитої на власні та господарські (окремо) потреби електростанцій та підстанцій;

– відпущеної споживачам по лініях, які відходять від шин електростанції безпосередньо до споживачів;

– переданої іншим електропередавальним організаціям або отриманої від них;

– відпущеної споживачам з електричної мережі;

– відпущеної електростанціями в мережі електропередавальних організацій;

– спожитої споживачами екологічної броні;

– яка надійшла до електричних мереж електропередавальної організації з електричних мереж споживача.

Крім того, облік активної електроенергії в електропередавальній організації має забезпечувати можливість:

– визначення надходження електроенергії до електричних мереж різних класів напруги;

– складання балансів електроенергії;

– визначення втрат електричної енергії в елементах електричної мережі;

– здійснення контролю за дотриманням споживачами заданих ним режимів споживання електроенергії.

1.5.5 Облік реактивної електроенергії має забезпечувати також можливість визначення кількості реактивної електроенергії, отриманої суб'єктом господарювання чи споживачем від електропередавальної організації або переданої їй тільки в тому разі, якщо за цими даними виконують розрахунки за неї або здійснюють контроль за дотриманням погодженого режиму роботи засобів генерації реактивної потужності споживача.

МІСЦЯ ВСТАНОВЛЕННЯ ЗАСОБІВ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.5.6 Розрахункові ВК потрібно встановлювати на межі поділу мережі за балансовою належністю або на визначеній межі експлуатаційної відповідальності (за винятком випадків, передбачених **1.5.10–1.5.11**).

Якщо напруга в точці вимірювання становить 110 кВ і більше, ВК має бути забезпечено основним і дублюючим лічильниками електричної енергії. Дублюючі лічильники, як правило, повинні отримувати вимірювальні сигнали від інших обмоток трансформаторів струму, ніж основні лічильники.

Засоби обліку треба встановлювати таким чином, щоб забезпечити технічну можливість безперешкодного доступу до них відповідальних працівників зацікавлених сторін.

1.5.7 Розрахункові ВК активної електроенергії на електростанції потрібно встановлювати:

1) на кожному генераторі з таким розрахунком, щоб враховувалася вся вироблена генератором електроенергія (для блоків генератор-трансформатор розрахункові ВК установлюють, як правило, на стороні вищої напруги трансформатора);

2) на сонячних батареях (групі сонячних батарей), генераторах (групі генераторів) вітрових електростанцій та інших електростанціях альтернативної енергетики;

3) для всіх приєднань шин генераторної напруги, за якими можлива реверсивна робота – ВК, які обліковують відпущену і отриману електроенергію;

4) на міжсистемних лініях електропередавання – ВК, які обліковують відпущену і отриману електроенергію; ЗВТ повинні бути одного класу точності і мати однакові знаки похибки;

5) для ліній усіх класів напруги, які відходять від шин електростанцій і належать споживачам (див. також **1.5.10**).

Для ліній напругою до 10 кВ, які відходять від шин електростанцій, у всіх випадках треба передбачати кола обліку, збірки затискачів (див. **1.5.23**) і місця для встановлення лічильників;

6) для всіх трансформаторів і ліній, які живлять шини основної напруги (вище 1 кВ) власних потреб, ВК установлюють на стороні вищої напруги в разі, якщо трансформатори власних потреб електростанції живляться від шин 35 кВ і вище або відгалуженням від блоків на напругу вище 10 кВ; дозволено також установлювати ВК на стороні нижчої напруги трансформаторів;

7) для ліній господарських потреб (наприклад, живлення механізмів і установок ремонтно-виробничих баз) і сторонніх споживачів, приєднаних до розподільного пристрою ВП електростанцій;

8) для кожного обхідного вимикача або для шиноз'єднувального (міжсекційного) вимикача, який використовують як обхідний для приєднань, що мають розрахунковий облік, – ВК, який обліковує відпущену і отриману електроенергію.

Електростанції потрібно обладнувати АСОЕ; зазначені системи слід використовувати для централізованого розрахункового і технічного обліку електроенергії.

1.5.8 На електростанції потужністю до 1 МВт розрахункові ВК активної електроенергії дозволено встановлювати лише: для генераторів і трансформаторів власних потреб; для трансформаторів власних потреб та відхідних ліній; у місцях отримання електроенергії для власних потреб та видачі виробленої електроенергії.

1.5.9 Розрахункові ВК активної електроенергії на підстанції потрібно встановлювати:

1) для кожної лінії електропередавання, якщо вона живить окремого споживача, розрахунки з яким здійснюють за показами лічильника, що входить до складу ВК;

2) для ліній електропередавання між двома електропередавальними організаціями – ВК, які обліковують відпущену і отриману електроенергію; за наявності відгалужень від цих ліній до мереж інших електропередавальних організацій – ВК, які обліковують відпущену і отриману електроенергію, на вводах у підстанції цих електропередавальних організацій;

3) на трансформаторах власних потреб;

4) для ліній господарських потреб та/або споживачів, приєднаних до шин власних потреб;

5) для кожного обхідного вимикача або для шиноз'єднувального (міжсекційного) вимикача, використовуваного як обхідний для приєднань, що мають розрахунковий облік, – ВК, який обліковує відпущену і отриману електроенергію.

Для ліній електропередавання напругою 6 кВ і більше у всіх випадках має бути виконано кола обліку, збірки затискачів (див. **1.5.23**), а також передбачено місця для встановлення лічильників.

1.5.10 Розрахункові ВК, які передбачено відповідно до **1.5.7** (підпункт 4) і **1.5.9** (підпункт 1), дозволено встановлювати не з боку живлення лінії електропередавання, а на приймальному кінці лінії в споживача у випадках, коли трансформатори струму на електростанціях і підстанціях, які вибрано за струмом КЗ або за характеристиками диференціального захисту шин, не забезпечують необхідної точності вимірювання.

1.5.11 Розрахункові ВК на підстанції, що належить споживачеві, потрібно встановлювати:

1) на вводі (приймальному кінці) лінії електропередавання в розподільний пристрій споживача відповідно до **1.5.10** за відсутності електричного зв'язку з іншою підстанцією енергосистеми або іншого споживача на напрузі живлення;

2) на стороні вищої напруги трансформаторів підстанції споживача за наявності електричного зв'язку з іншою підстанцією електропередавальної організації або наявності іншого споживача на напрузі живлення.

Дозволено встановлювати ВК на стороні нижчої напруги силових трансформаторів у разі, якщо трансформатори струму, які вибрано за струмом короткого замикання або за характеристиками диференціального захисту шин, не забезпечують необхідної точності вимірювання кількості електроенергії, а також у разі, якщо в наявних убудованих трансформаторах струму відсутня обмотка необхідного класу точності.

У разі, якщо встановити додаткові комплекти трансформаторів струму зі сторони нижчої напруги силових трансформаторів для увімкнення розрахункових лічильників неможливо, засоби обліку електроенергії дозволено встановлювати на відхідних лініях електропередавання 6–10 кВ.

Для об'єкта споживача (крім багатоквартирних житлових будинків і населених пунктів) з приєднаною потужністю 150 кВт і більше або середньомісячним споживанням електроенергії понад 50 тис. кВт • год (фактичним за попередні 12 місяців або плановим) передбачають встановлення ЛУЗОД; за наявності на об'єкті двох або більше точок обліку із сумарною приєднаною потужністю понад 150 кВт треба передбачати об'єднання ЛУЗОД в АСОЕ;

3) на стороні середньої та нижчої напруг силових трансформаторів, якщо на стороні вищої напруги застосовувати вимірювальні трансформатори не потрібно для інших цілей;

4) на трансформаторах власних потреб, якщо електроенергія, відпущена на власні потреби, не обліковується іншими ВК; при цьому ВК, як правило, встановлюють на стороні нижчої напруги;

5) на межі балансової належності мереж основного споживача і стороннього споживача (субспоживача), якщо від лінії або трансформаторів споживачів живиться ще сторонній споживач (субспоживач), який перебуває на самостійному балансі.

Окремі площадки вимірювання треба забезпечувати ВК, які дають можливість організувати розрахунковий облік за відповідним тарифом на всій площадці вимірювання.

За наявності в споживача електроустановок різних тарифікаційних груп розрахункові лічильники встановлюють на кожну тарифну групу, а за наявності в споживача струмоприймачів з різними режимами роботи установлюють багатотарифні розрахункові лічильники.

1.5.12 Для споживача, який розраховується за спожиту реактивну електроенергію або має на балансі джерела реактивної енергії, засоби обліку реактивної електроенергії потрібно встановлювати на тих самих елементах схеми, на яких встановлено засоби обліку активної електроенергії.

Якщо споживач може видавати реактивну електроенергію в мережу енергосистеми, то необхідно встановлювати лічильники, які обліковують відпущену і отриману реактивну електроенергію окремо.

ВИМОГИ ДО РОЗРАХУНКОВИХ ЛІЧИЛЬНИКІВ

1.5.13 Кожен установлений розрахунковий лічильник повинен мати на гвинтах, які кріплять кожух лічильника, пломбу з чинним відбитком тавра виробника або повірочної лабораторії, а на затискній кришці – пломбу електропередавальної організації. У разі використання лічильника для розрахунків з кількома юридичними особами на лічильнику допускається встановлювати пломби всіх зацікавлених сторін.

Лічильники та їх кола треба опломбовувати таким чином, щоб забезпечити безперешкодне (без зняття пломб) технічне обслуговування іншого електрообладнання цієї електроустановки.

1.5.14 Облік електроенергії трифазного струму потрібно виконувати трифазними триелементними лічильниками. Облік електроенергії однофазного струму потрібно виконувати однофазними лічильниками безпосереднього увімкнення.

Основний і дублюючий лічильники одного приєднання повинні бути одного класу точності і мати однакові функціональні можливості. Струмові кола основного і дублюючого лічильників, як правило, потрібно приєднувати до різних вторинних обмоток трансформаторів струму і трансформаторів напруги.

Таблиця 1.5.1 – Технічні характеристики лічильників електроенергії

Напруга, кВ	Приєднана потужність	Наявність функцій інтервального обліку і дистанційного зчитування показів	Клас точності лічильника енергії	
			активної	реактивної
220–750	Понад 63 МВ · А	Наявні	0,2*S*	2
	До 63 МВ · А	Те саме	0,5*S*	2
110–150	Понад 63 МВ · А	« «	0,2*S*	2
	До 63 МВ · А	« «	0,5*S*	2
6–35	Понад 1 МВ · А	« «	0,5*S*	2
	Від 160 кВ · А до 1 МВ · А	« «	1,0	2
	До 160 кВ · А	Згідно з ТУ	1,0	2
0,4	Понад 63 кВ · А	Те саме	1,0	2
	До 63 кВ · А	« «	2,0	3

1.5.15 Класи точності і технічні характеристики лічильників електроенергії (розрахункових і технічних) мають бути не гіршими від наведених у табл. 1.5.1.

Лічильники електроенергії, які вмикають через трансформатори напруги, мають здійснювати контроль наявності використовуваних під час обліку напруг і видавати інформацію (сигнал) у разі їх зникнення.

ОБЛІК ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

1.5.16 Класи точності трансформаторів струму і трансформаторів напруги для приєднання розрахункових лічильників електроенергії мають бути не гіршими від наведених у табл. 1.5.2.

Дозволено використовувати блоки трансформаторів струму-трансформаторів напруги (комбіновані трансформатори), класи точності яких відповідають вимогам табл. 1.5.2.

У разі встановлення дублюючих лічильників трансформатори струму повинні мати не менше двох вторинних обмоток для вимірювання і обліку необхідного класу точності.

Таблиця 1.5.2 – Класи точності трансформаторів струму і трансформаторів напруги

Напруга, кВ	Приєднана потужність	Клас точності трансформаторів	
		струму	напруги
220–750	Понад 50 МВт	0,2*S*	0,2
	До 50 МВт	0,2*S*	0,2
110–150	Понад 50 МВт	0,2*S*	0,2
	До 50 МВт	0,2*S*	0,2
6–35	Понад 1 МВт	0,5*S*	0,5
	Від 150 кВт до 1 МВт	0,5*S*	0,5
	До 150 кВт	0,5*S*	0,5
0,4	Понад 50 кВт	0,5*S*	–
	До 50 кВт	–	–

Марка, технічні характеристики і заводський номер вимірювального трансформатора мають бути доступними для зчитування; вимірювальний трансформатор треба позначати відповідно до схеми електроустановки.

1.5.17 Дозволено застосовувати трансформатори струму із завищеним коефіцієнтом трансформації (за умов електродинамічної та термічної стійкості або захисту цих), якщо:

у разі застосування трансформаторів струму класу точності 0,5*S* за максимального навантаження в точці обліку струм у вторинній обмотці трансформатора струму становитиме не менше ніж 40 % номінального струму лічильника, а за мінімального навантаження – не менше ніж 5 %;

– у разі застосування трансформаторів струму класу точності 0,2*S* за максимального навантаження в точці обліку струм у вторинній обмотці трансформатора струму становитиме не менше ніж 20 % номінального струму лічильника, а за мінімального навантаження – не менше ніж 1 %.

1.5.18 Приєднувати струмові кола основних лічильників до вторинних обмоток трансформаторів струму треба окремо від кіл захисту та електровимірювальних приладів.

Дозволено виконувати спільне приєднання струмових кіл основних лічильників і кіл захисту в разі, якщо окреме їх приєднання потребує встановлення додаткових трансформаторів струму, а спільне приєднання не призводить до зростання похибки вимірювання і забезпечує необхідні характеристики пристроїв релейного захисту.

Використовувати проміжні трансформатори струму для увімкнення розрахунк ових лічильників заборонено.

1.5.19 Навантаження вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів, до яких приєднують лічильники, мають відповідати діапазону значень, для яких унормовано клас точності.

Вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів і лічильники потрібно з'єднувати мідним ізольованим проводом (кабелем).

Переріз і довжину проводів і кабелів у колах напруги розрахункових лічильників потрібно вибирати такими, щоб втрати напруги в цих колах не перевищували:

– 0,12 % номінальної напруги – на виводах трансформатора напруги класу точності 0,2*S*;

– 0,25 % номінальної напруги – на виводах трансформатора напруги класу точності 0,5*S*.

Для забезпечення цієї вимоги дозволено застосовувати окремі кабелі від трансформаторів напруги до лічильників.

1.5.20 Для приєднання розрахункових лічильників на напругу 110 кВ і вище потрібно встановлювати додаткові трансформатори струму (за відсутності вторинних обмоток для приєднання дублюючих лічильників, для забезпечення роботи лічильників у необхідному класі точності, за умов навантаження на вторинні обмотки тощо).

1.5.21 Для обхідних вимикачів напругою 110 і 220 кВ із вбудованими трансформаторами струму дозволено знижувати клас точності цих трансформаторів струму відносно зазначеного в **1.5.16**, але не гірше ніж клас точності 0,5*S*.

Для обхідного вимикача напругою 110 кВ і шиноз'єднувального (міжсекційного) вимикача напругою 110 кВ, який використовують як обхідний, з окремо встановленими трансформаторами струму (які мають не більше трьох вторинних обмоток), дозволено вмикати струмові кола лічильника спільно з колами захисту.

Таке саме увімкнення лічильників дозволено для шиноз'єднувального (міжсекційного) вимикача на напругу 220 кВ, використовуваного як обхідний, з окремо встановленими трансформаторами струму, і на напругу 110–220 кВ із вбудованими трансформаторами струму.

1.5.22 Для живлення кіл лічильників можна застосовувати як однофазні, так і трифазні трансформатори напруги, у тому числі чотири- і п'ятистержневі, які застосовують для здійснення контролю ізоляції.

1.5.23 Кола обліку слід виводити на самостійні збірки затискачів або секції в загальному ряду затискачів. За відсутності збірок затискачів необхідно встановлювати випробувальні блоки.

Затискачі мають забезпечувати закорочування вторинних кіл трансформаторів струму, вимкнення струмових кіл лічильника і кіл напруги в кожній фазі лічильника в разі його заміни або повірки, а також увімкнення еталонного лічильника без від'єднання проводів і кабелів.

Конструкція збірок і коробок затискачів розрахункових лічильників має забезпечувати можливість їх пломбування.

1.5.24 Трансформатор напруги, використовуваний тільки для обліку і захищений на стороні вищої напруги запобіжниками, має бути обладнаним пристроєм контролю цілісності запобіжників, який видає сигнал (світловий, звуковий, телемеханіки).

1.5.25 За декількох систем шин і в разі приєднання кожного трансформа тора напруги тільки до своєї системи шин має бути передбачено пристрій для перемикання кіл лічильників кожного приєднання на трансформатори напруги відповідних систем шин.

1.5.26 На підстанціях споживачів конструкція решіток і дверей камер, у яких встановлено запобіжники на стороні вищої напруги трансформаторів напруги, які використовують для розрахункового обліку, має забезпечувати можливість їх пломбування.

Приводи роз'єднувачів трансформаторів напруги, використовуваних для розрахункового обліку, повинні мати пристосування для їх пломбування.

УСТАНОВЛЕННЯ ЛІЧИЛЬНИКІВ І ЕЛЕКТРОПРОВОДКА ДО НИХ

1.5.27 Лічильники потрібно розміщувати в легкодоступних для обслугову вання сухих приміщеннях, у вільному і не тісному для роботи місці. Робочий температурний діапазон лічильника має відповідати температурі умов використання протягом року. Лічильники загальнопромислового виконання заборонено встановлювати в приміщенні з агресивним середовищем.

Лічильники дозволено розміщувати в неопалюваних приміщеннях і коридорах розподільних пристроїв електростанцій і підстанцій, а також у шафах зовнішнього установлення.

1.5.28 Лічильники, призначені для обліку електроенергії, яку виробляють генератори електростанцій, слід розміщувати в приміщеннях із середньою температурою навколишнього повітря від +15 до +25 °С. За відсутності таких приміщень лічильники рекомендовано розміщувати в спеціальних шафах, де зазначену температуру підтримують протягом усього року.

1.5.29 Лічильники треба встановлювати в шафах, камерах комплектних розподільних пристроїв, на панелях, щитах, у нішах, на стінах, які мають жорстку конструкцію.

Лічильники потрібно кріпити до пластмасових або металевих щитків. Висота від підлоги до коробки затискачів лічильника має бути в межах 0,8–1,7 м.

1.5.30 Для розрахункових лічильників, установлюваних на будівельних конструкціях і панелях, потрібно передбачати шафу (оболонку) відповідного кліма-

тичного виконання або нішу з дверцятами. Відстані між корпусом розрахункового лічильника і стінками та дверцятами мають бути не меншими ніж 0,05 м. Дверцята треба закривати на механічний замок. Конструкція дверцят має забезпечувати можливість їх пломбування, зняття показів лічильника та увімкнення/вимкнення захисного апарата (за наявності) або контроль цілісності запобіжників (у разі їх встановлення) без відкривання дверцят і зняття пломби. Номінальні струми плавких вставок запобіжників і струми уставок спрацьовування захисних апаратів мають відповідати номінальному струму лічильника і значенню дозволеної до використання потужності.

Аналогічні шафи (ніші) потрібно використовувати для спільного розміщування лічильників і трансформаторів струму в разі виконання обліку на стороні нижчої напруги (на вводі у споживача).

Розрахункові лічильники приватних домоволодінь потрібно розміщувати в місцях, доступних для персоналу енергопостачальної компанії. Місце встановлення лічильника має бути визначене проектом та погоджене зі споживачем.

У багатоквартирних будинках, як правило, використовують лічильники з дистанційним зчитуванням показів.

1.5.31 Конструкції та розміри шаф, оболонок, ніш, щитків тощо мають забезпечувати зручний доступ до затискачів лічильників і трансформаторів струму. Крім того, має бути забезпечено можливість зручної заміни лічильника та установлення його з допустимим кутом нахилу (не більше ніж 3 градуси для індукційних лічильників класу точності 2*S* і 0,5 градуса для індукційних лічильників класу точності 0,5*S*). Конструкція кріплення має також забезпечувати можливість установлення і знімання лічильника з лицьового боку.

1.5.32 У електропроводці до лічильників заборонено виконувати з'єднання, окрім передбачених **1.5.23**. На пристроях (кришках), які закривають первинні і вторинні кола засобів обліку, кришках кнопок управління комутаційних апаратів та автоматичних вимикачів, установлених у цих колах, кришках на збірках і колодках затискачів ліній зв'язку АСОЕ (ЛУЗОД) та в інших місцях, які унеможливлюють доступ до струмовідної частини схеми обліку, треба передбачати можливість встановлення пломб.

1.5.33 Електропроводка до лічильників має відповідати вимогам цих Правил.

1.5.34 Перерізи проводів і кабелів, які приєднують до лічильників, мають відповідати вимогам **3.4.4** (див. також **1.5.19**), якщо інше не передбачено заводом-виробником в експлуатаційній документації.

1.5.35 Під час монтажу електропроводки для приєднання лічильників безпосереднього увімкнення біля лічильників необхідно залишати кінці проводів завдовжки не менше ніж 120 мм. Ізоляція або оболонка нейтрального провідника на довжині 100 мм перед лічильником мають відрізнятися забарвленням від ізоляції (оболонки) фазних проводів.

1.5.36 Для безпечного встановлення і заміни лічильників у мережах напругою до 380 В потрібно передбачати можливість вимкнення лічильника за допомогою встановленого до нього на відстані, не більшій ніж 10 м, комутаційного апарата або запобіжників. Зняття напруги треба передбачати з усіх фаз, які приєднують до лічильника.

Трансформатори струму, які використовують для приєднання лічильників на напругу до 380 В, потрібно встановлювати після комутаційних апаратів у напрямку потоку потужності.

1.5.37 Заземлення лічильників, трансформаторів струму і трансформаторів напруги слід виконувати відповідно до вимог глави 1.7 цих Правил.

1.5.38 Марка, технічні характеристики, заводський номер і тавра, що є на корпусі лічильника, мають бути доступними до зчитування.

За наявності на об'єкті декількох приєднань з окремим обліком електроенергії на панелі лічильників треба наносити маркування відповідно до однолінійної схеми електропостачання та розрахункові коефіцієнти приєднань.

ТЕХНІЧНИЙ ОБЛІК

1.5.39 На електростанціях з агрегатами (блоками), не обладнаними АСОЕ, слід установлювати стаціонарні ВК або застосовувати інвентарні переносні ВК технічного обліку в системі ВП для можливості виконання розрахунків техніко-економічних показників. При цьому ВК активної електроенергії потрібно встановлювати в колах електродвигунів, які живляться від шин розподільного пристрою основної напруги (вище 1 кВ) власних потреб, і в колах усіх трансформаторів, які живляться від цих шин.

1.5.40 На електростанціях з поперечними зв'язками (які мають загальний паропровід) потрібно передбачати установлення ВК технічного обліку активної електроенергії на стороні генераторної напруги підвищувальних трансформаторів.

1.5.41 Вимірювальні комплекси активної електроенергії для технічного обліку треба установлювати на підстанціях напругою 35 кВ і вище електропередавальних організацій: на сторонах середньої та нижчої напруг силових трансформаторів; на кожній відхідній лінії електропередавання напругою 6 кВ і вище, яка знаходиться на балансі електропередавальної організації.

1.5.42 На підприємствах треба передбачати установлення стаціонарних або застосування інвентарних переносних ВК для контролю за дотриманням лімітів витрат електроенергії цехами, технологічними лініями, окремими енергоємними агрегатами, для визначення витрат електроенергії на одиницю продукції або напівфабрикату.

Дозволено встановлювати ВК технічного обліку на вводі підприємства, якщо розрахунковий облік із цим підприємством виконують за допомогою лічильників, які встановлено на підстанціях або електростанціях енергосистем.

1.5.43 Засоби вимірювальної техніки технічного обліку на підприємствах (лічильники і вимірювальні трансформатори) мають перебувати у віданні користувачів. Вимоги до пломбування лічильників технічного обліку визначають виключно їх користувачі.

АВТОМАТИЗОВАНИЙ ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.5.44 Автоматизацію обліку електричної енергії потрібно передбачати за допомогою ЛУЗОД та/або АСОЕ. Характеристики лічильників мають відповідати вимогам **1.5.15** і нормативних документів, наведених у **1.5.2**. Додаткові вимоги щодо АСОЕ наведено в розділі 3 цих Правил.

1.5.45 Проект улаштування ЛУЗОД та/або АСОЕ для електроустановок споживача потрібно виконувати відповідно до технічного завдання, яке розробляють згідно з технічними умовами електропередавальної організації з урахуванням технічних рекомендацій.

Технічні рекомендації, як правило, включають відомості щодо:

– переліку даних, які передають до електропередавальної організації;

– протоколу передачі даних;

– переліку місць установлення засобів обліку;

– переліку місць установлення комунікаційного обладнання;

– параметрів каналів зв'язку, які будуть застосовуватись для зчитування даних з ЛУЗОД або обміну даними з АСОЕ споживача;

– апаратного та програмного інтерфейсу лічильників;

– граничних показників похибки вимірювання обсягу (кількості) електричної енергії;

– граничних показників розсинхронізації часу;

– алгоритму приведення даних вимірювань з лічильників до даних, які будуть використовувати для проведення комерційних розрахунків;

– умов спільного використання ЛУЗОД.

Розроблення та погодження технічного завдання на проектування ЛУЗОД та/або АСОЕ виконують відповідно до вимог чинних стандартів України, ПКЕЕ, цих Правил та інших нормативних документів щодо улаштування АСОЕ.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20 червня 2014 р. № 469

ГЛАВА 1.6
ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ВЕЛИЧИН

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.6.1 Вимоги цієї глави поширюються на вимірювання електричних величин (напруги, струму, потужності, частоти) у колах електроустановок, яке здійснюють за допомогою стаціонарних засобів вимірювальної техніки (показуючих, реєструючих приладів, вимірювальних перетворювачів тощо).

Правила не поширюються на лабораторні вимірювання і на вимірювання, здійснювані за допомогою переносних приладів.

Вимірювання неелектричних величин, а також інших електричних величин, які потрібні у зв'язку з особливостями технологічного процесу або основного устаткування, але які не регламентовано цією главою, виконують на підставі відповідних нормативних документів.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цій главі вжито терміни, визначені в законах і нормативних документах України, які стосуються електроенергетики та електротехніки.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.6.2 Усі засоби вимірювальної техніки електричних величин необхідно повіряти, калібрувати або проводити їх метрологічну атестацію в установленому порядку. Необхідно застосовувати засоби вимірювальної техніки, внесені до державного реєстру засобів вимірювальної техніки України, або ті, що пройшли метрологічну атестацію. Вони мають задовольняти таким основним вимогам:

– клас точності щитових вимірювальних приладів безперервного вимірювання має бути не гірше 1,5 (допускається застосовувати щитові вимірювальні прилади класу точності 2,5, якщо за їх допомогою не здійснюють безперервний контроль технологічного режиму роботи устаткування), вимірювальних приладів – не гірше 0,5;

– класи точності вимірювальних шунтів, додаткових резисторів, вимірювальних трансформаторів і перетворювачів мають бути не гірше класів точності, наведених у табл. 1.6.1;

– межі вимірювання приладів необхідно вибирати з урахуванням можливих найбільших відхилень вимірюваних величин від номінальних значень;

– прилади, що мають електроживлення тільки від зовнішнього незалежного джерела (без вбудованого в прилад додаткового незалежного джерела) необхідно обладнувати сигналізацією про зникнення цього електроживлення.

Таблиця 1.6.1 – Класи точності засобів вимірювальної техніки

Клас точності			
приладу	шунта, додаткового резистора	вимірювального перетворювача	вимірювального трансформатора
0,5	0,2	0,2	0,2 (допускається 0,5)
1,0	0,5	0,5	0,5
1,5	0,5	0,5	0,5
1,5 (2,5) (див. 1.6.2)	0,5	1,0	1,0

1.6.3 Установлювати засоби вимірювальної техніки, як правило, необхідно в пунктах, звідки здійснюють управління або періодичний контроль технологічного режиму роботи обладнання.

На підстанціях і гідроелектростанціях без постійного чергування виробничого (електротехнічного) персоналу стаціонарні показуючі засоби вимірювальної техніки допускається не встановлювати. При цьому необхідно передбачати:

– установлення засобів вимірювальної техніки з можливістю автоматичного або «за викликом» передавання необхідних параметрів каналами телекомунікацій на диспетчерський пункт вищого рівня;

– місця для приєднання переносних засобів вимірювальної техніки виробничим (електротехнічним) персоналом.

1.6.4 Вимірювання на лініях електропередавання (ЛЕП) напругою 330 кВ і вище, а також на генераторах і силових трансформаторах необхідно здійснювати безперервно.

На генераторах і силових трансформаторах гідроелектростанцій допускається здійснювати вимірювання періодично за допомогою засобів централізованого контролю.

Допускається здійснювати вимірювання «за викликом» на спільний для декількох приєднань (за винятком зазначених у першому абзаці) комплект показуючих засобів вимірювальної техніки, а також застосовувати інші засоби централізованого контролю.

1.6.5 У разі встановлення реєструючих засобів вимірювальної техніки у оперативному контурі пункту управління, показуючі засоби вимірювальної техніки для безперервного вимірювання тих самих величин допускається не встановлювати.

ВИМІРЮВАННЯ СТРУМУ

1.6.6 Струм необхідно вимірювати в колах усіх напруг, де це необхідно для систематичного контролю технологічного процесу або устаткування.

1.6.7 Постійний струм необхідно вимірювати в колах:

– генераторів постійного струму і силових перетворювачів;

– акумуляторних батарей, зарядних, підзарядних і розрядних пристроїв;

– збудження синхронних генераторів, компенсаторів, а також електродвигунів із регульованим збудженням;

– електродвигунів приводу живлення подачі палива;

– електродвигунів аварійних маслонасосів змащування турбоагрегатів;

– електродвигунів аварійних маслонасосів ущільнення валів турбогенераторів.

Засоби вимірювальної техніки постійного струму повинні мати індикацію щодо напрямку перетікання струму або двосторонні шкали, якщо можлива зміна напрямку струму.

1.6.8 У колах змінного трифазного струму слід, як правило, вимірювати струм однієї фази.

Струм кожної фази необхідно вимірювати в колах:

– синхронних, асинхронізованих генераторів, компенсаторів незалежно від потужності;

– ліній електропередавання з пофазним керуванням вимикачем;

– ліній електропередавання з поздовжньою компенсацією і ліній електропередавання, для яких передбачається можливість тривалої роботи в неповнофазному режимі.

В обґрунтованих випадках може бути передбачено вимірювання струму кожної фази ЛЕП напругою 330 кВ і вище з трифазним управлінням вимикачем;

– установок, які працюють із несиметрією навантажень по фазах (наприклад, електродугові печі, електротермічні, електрозварювальні установки тощо).

1.6.9 Реєстрацію струму необхідно здійснювати:

– на одній із фаз статора генератора потужністю 12 МВт і більше;

– на одній із фаз статора синхронного компенсатора потужністю 25 МВАр і більше;

– ротора генераторів із безпосереднім охолодженням 12 МВт і більше;

– на одній із фаз ЛЕП напругою від 220 кВ до 500 кВ електростанцій і трьох фаз ЛЕП напругою 750 кВ.

ВИМІРЮВАННЯ НАПРУГИ

1.6.10 Напругу, як правило, вимірюють:

– на секціях збірних шин постійного і змінного струму, які можуть працювати окремо, а також на ЛЕП у разі відсутності збірних шин розподільних пристроїв підстанцій (схеми «місток», «блок лінія-трансформатор», «чотирикутник», «розширений чотирикутник» тощо).

Допускається встановлювати один засіб вимірювальної техніки із перемиканням на декілька точок вимірювання.

На підстанціях допускається вимірювати напругу тільки на боці нижчої напруги, якщо встановлювати трансформатор напруги на боці вищої напруги не має потреби для інших цілей;

у колах генераторів постійного і змінного струму, синхронних компенсаторів, а також в окремих випадках у колах агрегатів спеціального призначення. У разі автоматизованого пуску генераторів або інших агрегатів установлювати на них засіб вимірювальної техніки для безперервного вимірювання напруги не обов'язково;

– у колах збудження синхронних машин потужністю 1 МВт і більше. У колах збудження гідрогенераторів вимірювати напругу не обов'язково;

– на боці нижчої або середньої напруги автотрансформаторів 330 кВ і вище з регулюванням напруги в нейтралі для можливості контролю перезбудження магнітопроводу;

– у колах силових перетворювачів, акумуляторних батарей, зарядних і підзарядних пристроїв;

– у колах установок, які працюють із несиметрією навантажень по фазах (наприклад, електродугові печі, електротермічні, електрозварювальні установки тощо).

1.6.11 У трифазних мережах вимірюють, як правило, одну міжфазну напругу. У мережах напругою понад 1 кВ з ефективно заземленою нейтраллю для контролю справності кіл напруги допускається вимірювати три міжфазні напруги за допомогою одного засобу вимірювальної техніки (із перемиканням).

1.6.12 Клас точності щитових засобів вимірювальної техніки безперервного вимірювання на збірних шинах напругою 110 кВ і вище електростанцій і підстанцій, які є вузловими в енергосистемі (у частині ведення режиму), має бути не гірше 1,0.

1.6.13 На збірних шинах напругою 110 кВ і вище електростанцій і підстанцій, які є вузловими в енергосистемі (у частині ведення режиму), на блочних синхронних та асинхронізованих генераторах потужністю 12 МВт і більше, синхронних компенсаторах потужністю 25 МВАр і більше необхідно реєструвати значення однієї міжфазної напруги (або відхилення напруги від заданого значення).

КОНТРОЛЬ ІЗОЛЯЦІЇ

1.6.14 У мережах змінного струму напругою понад 1 кВ з ізольованою, компенсованою і/або заземленою нейтраллю через резистор, у мережах змінного струму напругою до 1 кВ з ізольованою нейтраллю, як правило, необхідно здійснювати автоматичний контроль ізоляції, що діє на сигнал у разі зниження опору ізоляції однієї з фаз нижче заданого значення, з наступним контролем асиметрії напруги за допомогою показуючого засобу вимірювальної техніки (із перемиканням).

У мережах постійного струму з ізольованими полюсами або з ізольованою середньою точкою, як правило, необхідно здійснювати автоматичний контроль ізоляції, що діє на сигнал у разі зниження опору ізоляції одного з полюсів нижче заданого значення, з наступним контролем асиметрії напруги за допомогою показуючого засобу вимірювальної техніки (із перемиканням).

У мережах об'єднаного силового та оперативного постійного струму з ізольованими полюсами електростанцій і підстанцій, як правило, здійснюють автоматичний контроль ізоляції, що діє на сигнал у разі зниження опору ізоляції одного з полюсів нижче заданого значення і вимірювання напруги між кожним з полюсів і «землею», а також між полюсами.

Необхідно здійснювати контроль ізоляції шляхом періодичних вимірювань напруг з метою візуального контролю асиметрії напруг.

На підстанціях напругою 330 кВ і вище необхідно реєструвати напругу полюсів акумуляторної батареї, при цьому максимальне значення напруги полюсів батареї відносно «землі» необхідно брати орієнтовно $1{,}5U_{\text{ак. бат.}}$.

ВИМІРЮВАННЯ ПОТУЖНОСТІ

1.6.15 Потужність необхідно вимірювати в колах:

– генераторів – активну і реактивну. На електростанціях із установленою потужністю 200 МВт і більше необхідно також вимірювати і сумарну активну потужність. Рекомендовано вимірювати сумарну активну потужність електростанцій із установленою потужністю, меншою ніж 200 МВт, за необхідності автоматичного передавання цього параметра на вищий рівень оперативного управління;

– на генераторах, якщо вони працюють у блоці з трансформатором – активну і реактивну.

Клас точності щитових показуючих засобів вимірювальної техніки на генераторах потужністю 100 МВт і більше має бути не гірше 1,0;

– конденсаторних батарей потужністю 25 МВАр і більше та синхронних компенсаторів – реактивну;

– трансформаторів і ЛЕП напругою 6 кВ і вище, що живлять власні потреби теплових електростанцій – активну;

– підвищувальних двообмоткових трансформаторів електростанцій – активну і реактивну;

– триобмоткових підвищувальних трансформаторів (або автотрансформаторів із використанням обмотки нижчої напруги) – активну і реактивну. Активну і реактивну потужності необхідно вимірювати на боці середньої і нижчої напруг;

– знижувальних трансформаторів напругою 220 кВ і вище – активну і реактивну потужності, напругою 110–150 кВ – активну потужність. Активну і реактивну потужності необхідно вимірювати на боці середньої і нижчої напруг;

– на підстанціях напругою від 110 кВ до 220 кВ без вимикачів на боці вищої напруги потужність допускається не вимірювати. При цьому необхідно передбачати місця для приєднання контрольних показуючих або реєструючих засобів вимірювальної техніки;

– ЛЕП напругою 110 кВ і вище з двостороннім живленням – активну і реактивну;

– ЛЕП напругою від 110 кВ до 220 кВ підстанцій за схемою «місток» (за наявності щита управління) – активну та реактивну;

– обхідних вимикачів – активну та реактивну.

1.6.16 У разі встановлення щитових показуючих засобів вимірювальної техніки у колах, у яких напрямок потужності може змінюватися, ці засоби вимірювальної техніки повинні мати індикацію щодо напрямку перетікання потужностей або двосторонню шкалу. Клас точності цих засобів вимірювальної техніки має бути не гірше 1,0, а вимірювальних перетворювачів – не гірше 0,5.

1.6.17 На інших елементах підстанцій, де для періодичного контролю режимів мережі необхідно вимірювати перетікання активної та реактивної потужностей, необхідно передбачати можливість приєднання контрольних переносних засобів вимірювальної техніки.

1.6.18 Реєстрацію потужності необхідно здійснювати:

на генераторах потужністю 60 МВт і більше – активну та реактивну;

на електростанціях із установленою потужністю 200 МВт і більше – сумарну активну.

ВИМІРЮВАННЯ ЧАСТОТИ

1.6.19 Вимірювання частоти необхідно здійснювати:

– на кожній секції шин генераторної напруги;

– на кожному генераторі блочної електростанції;

– на кожній системі (секції) шин вищої напруги електростанції;

– у вузлах можливого поділу енергосистеми на несинхронно працюючі частини.

1.6.20 *Реєстрацію частоти або її відхилення від заданого значення необхідно* здійснювати:

– на електростанціях із установленою потужністю 200 МВт і більше;

– на електростанціях із установленою потужністю 6 МВт і більше, які працюють ізольовано.

1.6.21 Абсолютна похибка реєструючих частотомірів на електростанціях, які беруть участь у регулюванні потужності, має бути не гірше ±0,1 Гц.

ВИМІРЮВАННЯ В РАЗІ СИНХРОНІЗАЦІЇ

1.6.22 Для вимірювань у разі точної (ручної або напівавтоматичної) синхронізації необхідно передбачати такі засоби вимірювальної техніки: два вольтметри (або подвійний вольтметр), два частотоміри (або подвійний частотомір), синхроноскоп.

РЕЄСТРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ВЕЛИЧИН В АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ

1.6.23 Для автоматичної реєстрації аварійних і аномальних процесів у електричній частині енергосистеми на всіх нововведених і реконструйованих об'єктах необхідно передбачати цифрові багатоканальні реєстратори аварійних сигналів (РАС) з аналоговими і дискретними входами, реєстрацією передаварійного режиму і можливістю автоматичного передавання даних каналами телекомунікацій, у тому числі окремих або вбудованих у пристрої захисту на мікропроцесорах.

Розстановку реєстраторів аварійних сигналів на об'єктах енергогенеруючих, енергопостачальних компаній, а також вибір електричних параметрів, які ними реєструють, *як правило, слід здійснювати за погодженням із об'єднаною* енергетичною системою України (електроенергетичними системами) та відповідно до рекомендацій, наведених у табл. 1.6.2 і 1.6.3, які також необхідно коригувати з урахуванням можливостей цифрової техніки.

Кількість сигналів, що реєструється реєстраторами аварійних подій, вибирають залежно від схеми об'єкта.

Вибір кількості реєстраторів має бути пов'язаним з необхідністю резервування запису певних параметрів у разі виведення одного з РАС.

За погодженням із об'єднаною енергетичною системою України (електроенергетичними системами) енергогенеруючі та енергопостачальні компанії можуть передбачати додаткове встановлення реєструючих засобів вимірювальної техніки *з прискореним записом у разі аварії (для реєстрації необхідних додаткових* електричних параметрів, не контрольованих за допомогою реєстраторів аварійних сигналів енергосистемою).

Таблиця 1.6.2 – Рекомендації щодо розстановки реєстраторів аварійних сигналів на об'єктах електроенергосистем

Напруга розподільного пристрою, кВ	Схема розподільного пристрою	Кількість ліній, підключених до секції (системи шин) розподільного пристрою	Кількість установлюваних реєстраторів аварійних сигналів
750	Будь-яка	Будь-яка	Один для кожної лінії
500	Те саме	Одна або дві	Один для кожної лінії
500	« «	Три або більше	Один для кожної лінії (переважно хоча б на одній з ліній із записом передаварійного режиму)
330	« «	Одна	Не встановлюється
330	« «	Дві або більше	Один для кожної лінії
220 (150)	Із секціями або системами шин	Одна або дві на кожну секцію або робочу систему шин	Один для двох секцій або робочих систем шин
220 (150)	Те саме	Три або чотири на кожну секцію або робочу систему шин	Один для кожної секції або робочої системи шин
220 (150)	« «	П'ять або більше на кожну секцію або робочу систему шин	Один-два для кожної секції або робочої системи шин з одним пусковим пристроєм
220 (150)	Полуторна або «багатокутник»	Три або більше	Один для трьох-чотирьох ліній або для кожної системи шин
220 (150)	Без вимикачів 220 кВ або з одним вимикачем	Одна або дві	Не встановлюється
220 (150)	«Трикутник», «чотирикутник», «місток»	Те саме	Допускається установлювати один реєстратор аварійних сигналів, якщо на протилежних кінцях ліній 220 кВ немає реєстраторів аварійних сигналів або підстанції на протилежних кінцях ліній мають іншого власника

Кінець таблиці 1.6.2

Напруга розподільного пристрою, кВ	Схема розподільного пристрою	Кількість ліній, підключених до секції (системи шин) розподільного пристрою	Кількість установлюваних реєстраторів аварійних сигналів
110	Із секціями або системами шин	Одна-три на кожну секцію або систему шин	Один для двох секцій або робочих систем шин
110	Те саме	Чотири-шість на кожну секцію або робочу систему шин	Один для кожної секції або робочої системи шин
110	« «	Сім або більше на кожну секцію або робочу систему шин	Один для кожної секції або робочої системи шин. Допускається установлювати два реєстратори аварійних сигналів для кожної секції або робочої системи шин
110	Без вимикачів на боці ліній 110 кВ, за схемами «місток», «трикутник», «чотирикутник»	Одна або дві	Не встановлюється

Таблиця 1.6.3 – Рекомендації щодо вибору електричних параметрів реєстраторів аварійних сигналів

Напруга розподільного пристрою, кВ	Параметри, рекомендовані для реєстрації аварійних сигналів
750, 500, 330	Фазна напруга трьох фаз ліній. Напруга і струм нульової послідовності ліній. Струми двох або трьох фаз ліній. Струм підсилювача потужності, струм приймання високочастотного приймача і положення контактів вихідного проміжного реле високочастотного захисту
220, 110	Фазна напруга і напруга нульової послідовності секції або робочої системи шин. Струми нульової послідовності ліній, приєднаних до секції або робочої системи шин. Фазні струми (двох або трьох фаз) найбільш відповідальних ліній. Струми приймання високочастотних приймачів диференціально-фазних захистів міжсистемних ліній електропередавання

1.6.24 На електричних станціях (блок-станціях), що належать споживачам і мають зв'язок з енергосистемою через ЛЕП напругою 110 кВ, на кожній системі шин напругою 110 кВ необхідно передбачати цифрові багатоканальні реєстратори аварійних сигналів, які використовують для аналізу роботи релейного захисту, автоматики і телемеханіки та визначення місць пошкоджень на лініях. Ці реєстратори, як правило, повинні реєструвати напруги (фазні і нульової послідовності) відповідної системи шин, струми генераторів за потужності 100 МВт і більше (блок генератор-трансформатор) та ЛЕП (фазні і нульової послідовності), які зв'язують блок-станцію з системою. Перелік реєстрованих параметрів погоджує енергосистема.

1.6.25 На енергооб'єктах напругою 110 кВ і вище необхідно реєструвати напругу від усіх вимірювальних ТН, установлених на енергооб'єкті, а саме:

– фазні напруги U_A, U_B, U_C від обмотки, включеної по схемі «зірка»;

– напруги нульової послідовності від обмотки, включеної по схемі «розімкнений трикутник».

За наявності на ЛЕП напругою 750 кВ двох ТН напруга має реєструватися напруга від обох ТН.

На енергооб'єктах напругою 330 кВ і вище необхідно реєструвати фазні струми I_A, I_B, I_C і струми нульової послідовності $3I_0$ всіх приєднань напругою 110 кВ і вище.

Для приєднань, що мають два вимикачі, необхідно реєструвати струми в кожному вимикачеві.

За наявності на ЛЕП шунтуючих реакторів необхідно реєструвати струми шунтуючого реактора.

За наявності на ЛЕП лінійних трансформаторів струму необхідно реєструвати струми ЛЕП.

1.6.26 Вимоги до живлення реєстраторів аварійних подій.

Для забезпечення безперебійного живлення всі реєстратори аварійних подій треба розраховувати на живлення від двох гальванічно не зв'язаних мереж первинного електроживлення:

– від мережі однофазного змінного струму частотою 50 Гц та мережі постійного струму напругою 220 В – для енергооб'єктів з однією акумуляторною батареєю;

– для енергоб'єктів, де встановлено дві акумуляторні батареї, живлення реєстраторів виконувати від двох акумуляторних батарей.

1.6.27 Для реєстрації дії пристроїв протиаварійної системної автоматики, релейного захисту та роботи телемеханіки на всіх нововведених і реконструйованих об'єктах додатково необхідно передбачати цифрові багатоканальні реєстратори аварійних сигналів. Розстановку цих реєстраторів і вибір параметрів, які ними реєструють, необхідно передбачати в проектах протиаварійної системної автоматики.

1.6.28 Для визначення місць пошкоджень на ЛЕП напругою 110 кВ і вище довжиною понад 20 км необхідно передбачати прилади для дистанційного визначення місць пошкоджень. Реєстратори необхідно підключати до обмоток трансформаторів струму класу 10Р (5Р).

Рекомендовано використовувати можливості визначення місць пошкодження на ЛЕП в реєстраторах аварійних сигналів.

1.6.29 На ЛЕП напругою 6–10 кВ рекомендовано встановлювати фіксуючі прилади:

амперметри;

– вольтметри;

– покажчики місць пошкоджень, що реагують на струм і напругу зворотної послідовності і за якими визначають місце пошкодження на лініях.

1.6.30 *На боці вищої напруги підстанції для визначення місць пошкоджень на* ЛЕП напругою від 330 кВ до 750 кВ і на ЛЕП напругою 220 кВ у разі наявності не менше двох ЛЕП напругою 220 кВ довжиною понад 100 км без відгалужень або довжиною її ділянки до першого відгалуження понад 80 км необхідно передбачати автоматичні імпульсні шукачі місць пошкоджень.

1.6.31 Для визначення місць пошкоджень ЛЕП напругою 220 кВ, які розташовано в зоні скельних порід, або ЛЕП з важкодоступними трасами у гірській або болотистій місцевості необхідно передбачати автоматичні імпульсні шукачі місць пошкоджень.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20 червня 2014 р. № 469

ГЛАВА 1.7
ЗАЗЕМЛЕННЯ І ЗАХИСНІ ЗАХОДИ ВІД УРАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИМ СТРУМОМ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.7.1 Ця глава Правил поширюється на електроустановки змінного і постійного струму, призначені для виробництва, перетворення, трансформації, передавання та розподілу електроенергії нового будівництва, а також на ті, які реконструюють або технічно переоснащують.

Вимоги цієї глави можуть також поширюватися на діючі електроустановки з метою підвищення їх електробезпеки.

Заходи від ураження електричним струмом в електроустановках напругою до 1 кВ будинків і споруд (житлових, адміністративно-побутових, громадських, цехових тощо) регламентуються ДБН В.2.5-27-2006 «Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд», якщо вони не понижують рівня вимог щодо безпеки, наведених у цій главі.

1.7.2 Щодо заходів від ураження електричним струмом електроустановки поділяють:

– на електроустановки напругою до 1 кВ в електричних мережах із глухозаземленою нейтраллю;

– на електроустановки напругою до 1 кВ в електричних мережах з ізольованою нейтраллю;

– на електроустановки напругою понад 1 кВ в електричних мережах з ізольованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю;

– на електроустановки напругою понад 1 кВ в електричних мережах із глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю.

Примітка. Вимоги цієї глави до електроустановок напругою до 1 кВ стосуються також електроустановок напругою до 1,5 кВ постійного та випрямленого струму, змінна складова якого не перевищує 10 % діючого значення.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

1.7.3 ураження електричним струмом (англ. еквівалент *«electric shock»*)

Патофізіологічний стан, спричинений проходженням електричного струму через тіло людини або тварини

1.7.4 електрична мережа з ефективно заземленою нейтраллю

Трифазна електрична мережа напругою понад 1 кВ, у якій коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4

коефіцієнт замикання на землю в трифазній мережі

Відношення різниці потенціалів між непошкодженою фазою і землею в точці замикання на землю другої або двох інших фаз до різниці потенціалів між фазою і землею в цій точці до замикання

1.7.5 глухозаземлена нейтраль

Нейтраль генератора або трансформатора, приєднана до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір (наприклад, через трансформатори струму). Глухозаземленим може бути також вивід джерела однофазного струму або полюс джерела постійного струму у двопровідних мережах, а також середня точка джерела в трипровідних мережах змінного і постійного струму

середня точка

Спільна точка між двома симетричними елементами електричного кола, протилежні кінці яких приєднано до різних лінійних провідників того самого кола

лінійний (фазний) провідник

Провідник, який у нормальному режимі роботи електроустановки перебуває під напругою і використовується для передавання і розподілу електричної енергії, але не є провідником середньої точки або нейтральним провідником

1.7.6 ізольована нейтраль

Нейтраль генератора або трансформатора, не приєднана до заземлювального пристрою або приєднана до нього через прилади сигналізації, вимірювання, захисту, заземлювальні дугогасні реактори і подібні до них пристрої, що мають великий опір

компенсована нейтраль

Нейтраль генератора або трансформатора, приєднана до заземлювального пристрою через дугогасні реактори для компенсації ємнісного струму в мережі з ізольованою нейтраллю під час однофазних замикань на землю

заземлена через резистор нейтраль

Нейтраль генератора або трансформатора в мережі з ізольованою або компенсованою нейтраллю, приєднана до заземлювального пристрою через резистор, наприклад, для захисту мережі від перенапруг або (і) виконання селективного захисту в разі замикання на землю

1.7.7 провідна частина

Будь-яка частина, яка має властивість проводити електричний струм

1.7.8 провідник

Провідна частина, призначена для проведення електричного струму певного значення

1.7.9 струмовідна частина

Провідник або провідна частина, що перебуває в процесі її нормальної роботи під напругою, включаючи нейтральний провідник, але не *PEN*-провідник

небезпечна струмовідна частина

Струмовідна частина, яка за певних умов може спричинювати небезпечне ураження електричним струмом

1.7.10 відкрита провідна частина

Провідна частина електроустановки, доступна для дотику, яка в процесі роботи не перебуває під робочою напругою, але може опинитися під напругою в разі пошкодження ізоляції струмовідних частин (наприклад, корпуси електрообладнання тощо)

1.7.11 стороння провідна частина

Провідна частина, яка не є частиною електроустановки, здатна виносити електричний потенціал, як правило, електричний потенціал локальної землі (наприклад, рейки під'їзних колій, будівельні металоконструкції, металеві труби і оболонки комунікацій тощо)

1.7.12 прямий дотик

Електричний контакт людей або тварин із струмовідними частинами, що перебувають під напругою, або наближення до них на небезпечну відстань

електричний контакт

Стан двох або більше провідних частин, які дотикаються одна до одної випадково або навмисно і утворюють єдину безперервну провідну частину

1.7.13 непрямий дотик

Електричний контакт людей або тварин з відкритою провідною частиною, яка опинилася під напругою внаслідок пошкодження ізоляції

1.7.14 основний захист

Захист, який запобігає ураженню електричним струмом за відсутності пошкодження ізоляції

1.7.15 захист за наявності пошкодження (у разі непрямого дотику)

Захист, який запобігає ураженню електричним струмом у разі одиничного пошкодження ізоляції

1.7.16 заземлювач

Провідна частина (провідник) або сукупність з'єднаних між собою провідних частин (провідників), які перебувають в електричному контакті із землею безпосередньо або через проміжне провідне середовище, наприклад, бетон

1.7.17 штучний заземлювач

Заземлювач, який спеціально виконують з метою заземлення

1.7.18 природний заземлювач

Провідна частина, яка крім своїх безпосередніх функцій одночасно може виконувати функції заземлювача (наприклад, арматура фундаментів та інженерних комунікацій будівель і споруд, підземна частина металевих і залізобетонних опор ПЛ тощо)

1.7.19 електрично незалежний заземлювач (незалежний заземлювач)

Заземлювач, розташований на такій відстані від інших заземлювачів, що струми розтікання з них суттєво не впливають на електричний потенціал незалежного заземлювача

1.7.20 заземлювальний провідник

Провідник, який з'єднує заземлювач з визначеною точкою системи або електроустановки чи обладнання

1.7.21 заземлювальний пристрій

Сукупність електрично з'єднаних між собою заземлювача і заземлювальних провідників, включаючи елементи їх з'єднання

1.7.22 заземлення

Виконання електричного з'єднання між визначеною точкою системи, установки або обладнання і заземлювальним пристроєм

захисне заземлення

Заземлення точки чи точок системи, установки або обладнання з метою забезпечення електробезпеки.

Примітка. У більш широкому розумінні поняття «заземлення» означає виконання електричного з'єднання між точкою системи, установки або обладнання і локальною землею (див. **1.7.31**). З'єднання з локальною землею може бути навмисним, ненавмисним і випадковим, а також постійним або тимчасовим.

функціональне (робоче) заземлення

Заземлення точки чи точок системи, установки або обладнання, не пов'язане з електробезпекою (наприклад, для забезпечення електромагнітної сумісності)

1.7.23 захисний провідник (*PE*-провідник, від англ. *«protective earthing»* – захисне заземлення)

Провідник, призначений для забезпечення захисту від ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції (наприклад, провідник для з'єднання відкритих провідних частин із заземлювачем, заземлювальним провідником, іншими відкритими провідними частинами, сторонніми провідними частинами, заземленою струмовідною частиною, глухозаземленою нейтральною точкою джерела живлення тощо)

захисний заземлювальний провідник

Заземлювальний провідник, призначений для захисного заземлення

провідник системи зрівнювання (вирівнювання) потенціалів

Захисний провідник, призначений для захисного зрівнювання (вирівнювання) потенціалів

1.7.24 нейтральний провідник (*N*-провідник)

Провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, електрично з'єднаний з нейтральною точкою джерела живлення, який використовують для розподілу електричної енергії

нейтральна точка

Спільна точка з'єднаної за схемою «у зірку» багатофазної системи або заземлена точка однофазної системи

провідник середньої точки (*M*-провідник)

Провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, електрично з'єднаний з середньою точкою джерела живлення, який використовують для розподілу електричної енергії

1.7.25 *PEN*-провідник

Провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, який поєднує в собі функції захисного (*PE*-) і нейтрального (*N*-) провідників.

Примітка. Терміни «нейтральний» і « захисний» провідники в системі TN є синонімами відповідних термінів «нульовий робочий» і «нульовий захисний» провідники, які були в попередніх нормативних документах України і не відповідали термінам міжнародних стандартів.

1.7.26 тип заземлення системи

Позначення, яке характеризує влаштування нейтрального провідника (*N*-провідника) або провідника середньої точки (*M*-провідника) і з'єднання з землею

струмовідних частин джерела живлення та відкритих провідних частин в електроустановках напругою до 1 кВ.

Відповідно до ГОСТ 30331.2-95 (МЭК 364-3-93) «Электроустановки зданий. Часть 3. Основные характеристики» у цій главі прийнято такі позначення типу заземлення системи:

система TN

Система, в якій мережа живлення має глухе заземлення однієї точки струмовідних частин джерела живлення, а електроприймачі і відкриті провідні частини електроустановки приєднуються до цієї точки за допомогою відповідно *N*- або *M*- і захисного *PE*-провідників;

система TN-S

Система TN, в якій *N*- або *M*- і *PE*-провідники розділено по всій мережі;

система TN-C

Система TN, в якій *N*- або *M*- і *PE*-провідники поєднано в одному *PEN*-провіднику по всій мережі;

система TN-C-S

Система TN, в якій *N*- або *M*- і *PE*-провідники поєднано в одному провіднику в частині мережі, починаючи від джерела живлення;

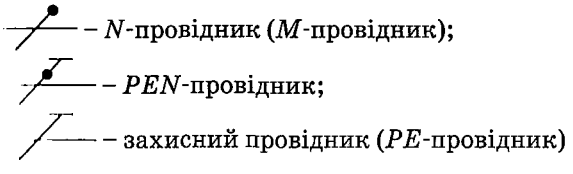
система TT

Система, одну точку струмовідних частин джерела живлення якої заземлено, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до *PE*-провідника, з'єднаного із заземлювачем, електрично не залежним від заземлювача, до якого приєднано точку струмовідних частин джерела живлення;

система IT

Система, в якій мережу живлення ізольовано від землі або її заземлено через прилади або (і) пристрої, що мають великий опір, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до заземленого *PE*-провідника.

На рисунках 1.7.1 і 1.7.2 подано приклади виконання систем TN, TT та IT у трифазних електроустановках змінного та в електроустановках постійного струму напругою до 1 кВ, де прийнято такі умовні позначення:



– *N*-провідник (*M*-провідник);

– *PEN*-провідник;

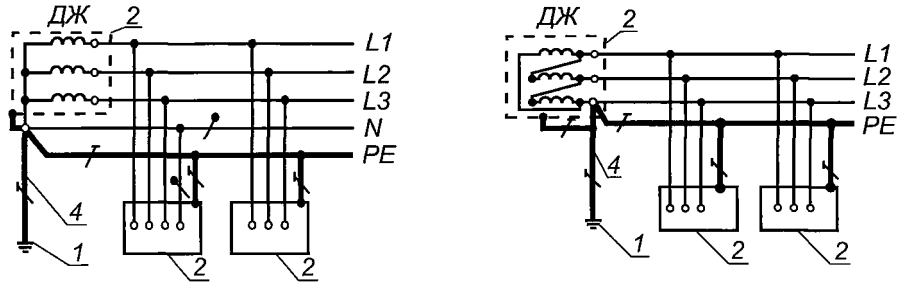
– захисний провідник (*PE*-провідник)

Буквені позначення типу заземлення системи означають:

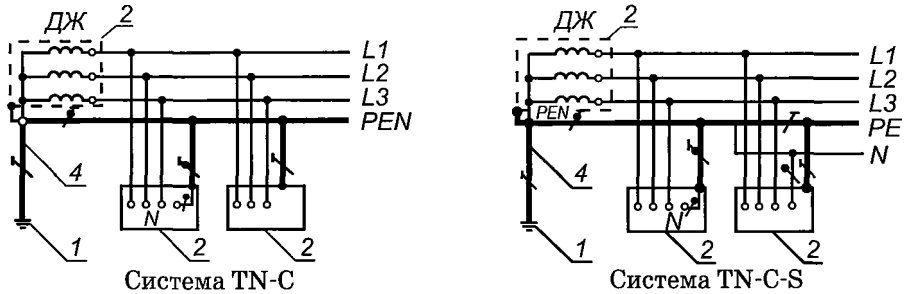
перша буква – характер заземлення джерела живлення:

T (від лат. «*terra*» – земля)

Безпосереднє приєднання однієї точки струмовідних частин джерела живлення до заземлювального пристрою. У трифазних мережах такою точкою, як правило, є нейтраль джерела живлення (якщо нейтраль недоступна, то заземлюють фазний провідник), у трипровідних мережах однофазного струму і постійного струму – середня точка, а у двопровідних мережах – один з виводів джерела однофазного струму або один з полюсів джерела постійного струму;

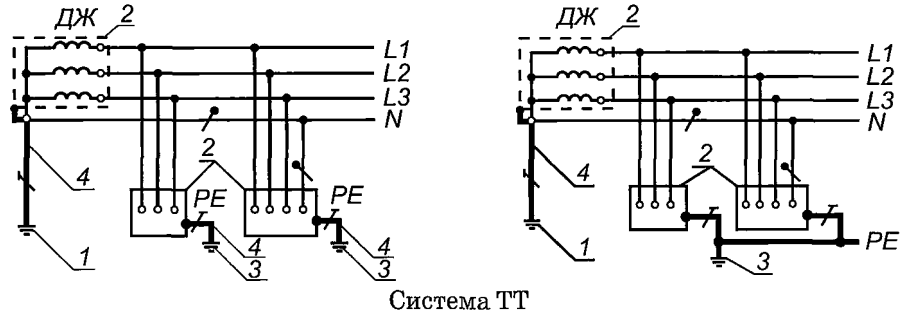


Система TN-S

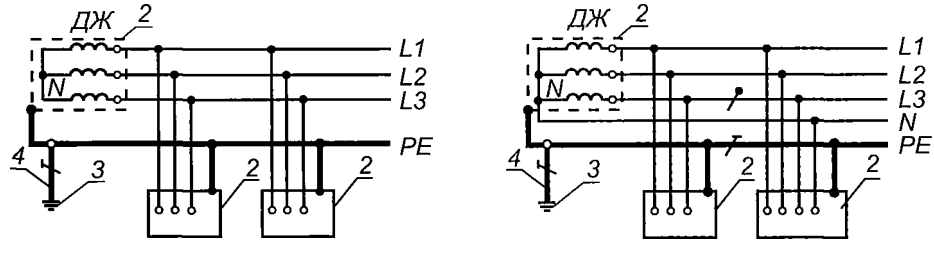


Система TN-C

Система TN-C-S



Система TT



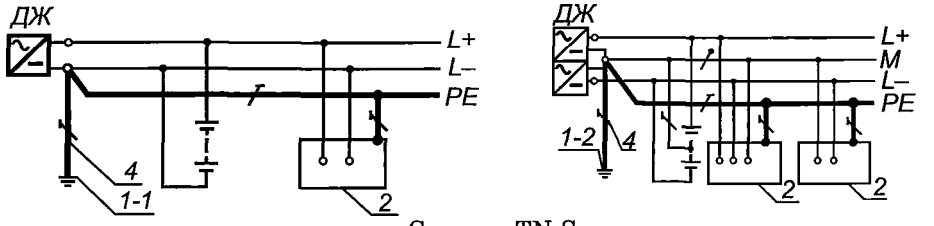
нейтраль
не розподілено

нейтраль
розподілено

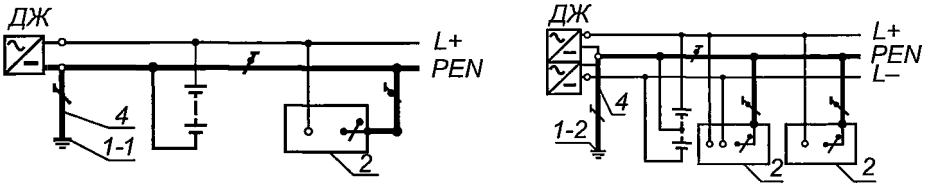
Система IT

ДЖ – джерело живлення; L1, L2, L3 – лінійні (фазні) провідники;
1 – заземлювач джерела живлення; 2 – відкриті провідні частини;
3 – заземлювач відкритих провідних частин; 4 – захисний заземлювальний провідник (заземлення системи позначено потовщеними лініями)

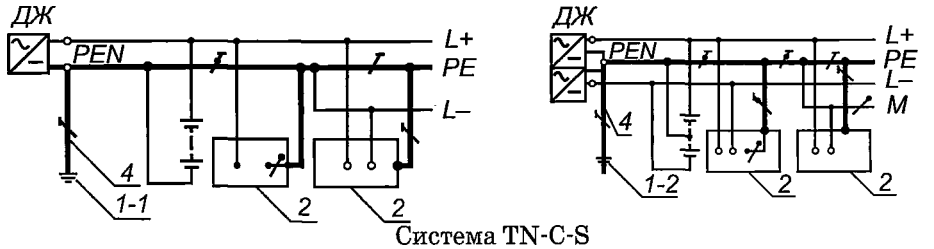
Рисунок 1.7.1 – Приклади виконання систем TN-S, TN-C, TN-C-S, TT і IT у трифазних електроустановках змінного струму напругою до 1 кВ



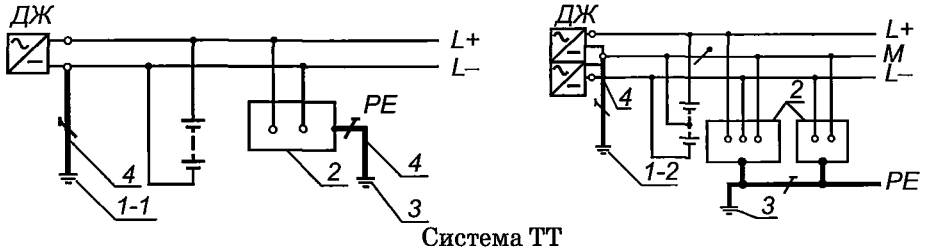
Система TN-S



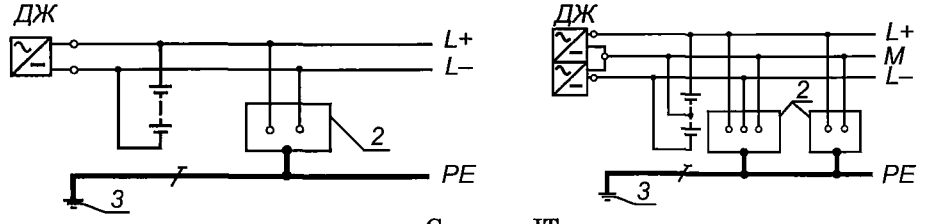
Система TN-C



Система TN-C-S



Система TT



Система IT

ДЖ – джерело живлення; L_+, L_- – лінійні провідники; M – провідник середньої точки; 1-1 – заземлювач лінійного провідника; 1-2 – заземлювач провідника середньої точки; 2 – відкриті провідні частини; 3 – заземлювач відкритих провідних частин; 4 – захисний заземлювальний провідник (заземлення системи позначено потовщеними лініями)

Рисунок 1.7.2 – Приклади виконання систем TN-S, TN-C, TN-C-S, TT і IT в електроустановках постійного струму напругою до 1 кВ

I (від англ. «*isolated*» – ізольований)

Усі струмовідні частини джерела живлення ізольовано від землі або одну точку заземлено через великий опір (наприклад, через опір приладів контролю ізоляції);

друга буква – характер заземлення відкритих провідних частин електроустановки:

N (від англ. «*neutral*» – нейтраль)

Безпосередній зв'язок відкритих провідних частин електроустановки з точкою заземлення джерела живлення;

T

Безпосередній зв'язок відкритих провідних частин із землею, незалежно від характеру заземлення джерела живлення із землею.

Наступні букви в системі TN позначають влаштування нейтрального *N*- і захисного *PE*-провідників:

S (від англ. «*separate*» – розділяти)

Функції *N*- і *PE*-провідників виконують окремі провідники;

C (від англ. «*combine*» – об'єднувати)

Функції *N*- і *PE*-провідників виконує один *PEN*-провідник.

Примітка. Вважається, що системи TN, IT і TT, у разі належного дотримання правил монтажу і експлуатації, еквівалентні стосовно захисту людини від ураження електричним струмом. Вибір тієї чи іншої системи визначається за сукупністю ряду факторів, основними з яких є: тип приміщень, в яких розташовано електроустановку, і наявність у них вибухонебезпечних і пожежонебезпечних зон; безперервність живлення; електромагнітна сумісність електрообладнання; умови експлуатації тощо

1.7.27 замикання на землю

Виникнення випадкового провідного кола між провідником, який перебуває під напругою, і землею (заземлювальним пристроєм) безпосередньо або через проміжні провідні частини (пошкоджену ізоляцію, будівельні конструкції, рослини тощо)

1.7.28 струм замикання на землю

Струм, який проходить у землю через місце замикання

1.7.29 струм витоку

Небажаний струм, який стікає із струмовідних частин у землю або неізольовані від землі провідні частини в разі відсутності пошкоджень у електричному колі

1.7.30 зона нульового потенціалу (еталонна земля)

Провідна частина землі, яка перебуває за межею зони впливу будь-якого заземлювального пристрою, електричний потенціал якої умовно прийнято за нульовий

1.7.31 зона розтікання (локальна земля)

Частина землі, яка перебуває в електричному контакті із заземлювачем і електричний потенціал якої не обов'язково дорівнює нулю.

Термін «земля», який використовують у цій главі, слід розуміти як «земля в зоні розтікання»

1.7.32 напруга на заземлювальному пристрої

Напруга, яка виникає в разі стікання струму із заземлювача в землю між точкою введення струму в заземлювач і зоною нульового потенціалу

1.7.33 опір заземлювального пристрою (заземлювача)

Відношення напруги на заземлювальному пристрої (заземлювачі) до струму, який стікає із заземлювача в землю

1.7.34 напруга дотику

Різниця потенціалів між провідними частинами (одна з яких може бути землею) *за одночасного дотику до них людини або тварини*

струм дотику

Електричний струм, що протікає через тіло людини або тварини у разі їх дотику до однієї або більше доступних частин електроустановки або електрообладнання

1.7.35 напруга кроку

Напруга між двома точками на поверхні локальної землі, розташованими на відстані 1 м одна від одної, яка відповідає довжині великого кроку людини

1.7.36 еквівалентний питомий опір землі з неоднорідною структурою

Електричний питомий опір землі з однорідною структурою, в якій опір заземлювального пристрою має те ж саме значення, що й у землі з неоднорідною структурою.

Термін «питомий опір», який використовують у цій главі для землі з неоднорідною структурою, слід розуміти як «еквівалентний питомий опір»

1.7.37 захисне вирівнювання потенціалів

Зниження напруги дотику і (або) напруги кроку шляхом укладання в землю чи в провідну підлогу або на їх поверхні провідних частин, приєднаних до заземлювального пристрою, або шляхом застосування спеціального покриття землі (підлоги).

Термін «вирівнювання потенціалів», який використовують у цій главі, треба розуміти як «захисне вирівнювання потенціалів»

1.7.38 захисне зрівнювання потенціалів

Досягнення однакового значення потенціалів провідних частин шляхом електричного з'єднання їх між собою.

Термін «зрівнювання потенціалів», який використовують у цій главі, треба розуміти як «захисне зрівнювання потенціалів»

1.7.39 головна заземлювальна шина (ГЗШ)

Затискач або збірна шина, які є частиною заземлювального пристрою електроустановки напругою до 1 кВ і дають змогу виконувати електричні з'єднання визначеної кількості провідників з метою заземлення і зрівнювання потенціалів

1.7.40 надструм

Струм, значення якого перевищує найбільше робоче (розрахункове) значення струму електричного кола

1.7.41 електричне коло

Сукупність провідних частин, через які може протікати електричний струм у нормальному або аварійному режимі роботи електроустановки і яку можна вимикати від джерела живлення комутаційним пристроєм, що є частиною цього електричного кола

розподільне коло (розподільна мережа)

Електричне коло в електроустановці до 1 кВ, від якого отримують живлення будь які розподільні пристрої (щити, щитки, пункти) в будинках різного призначення, цехах і виробничих ділянках промислових будівель тощо

кінцеве коло (кінцева або групова мережа)

Електричне коло в електроустановці до 1 кВ від розподільних пристроїв до штепсельних розеток, світильників та інших електроприймачів.

Термін «коло», який використовують у цій главі, слід розуміти як термін «електричне коло»

1.7.42 захисне автоматичне вимкнення живлення

Автоматичне розімкнення одного або кількох лінійних провідників і за потреби – нейтрального провідника, яке виконують з метою електробезпеки в електроустановках до 1 кВ.

Термін «автоматичне вимкнення живлення», який використовують у цій главі, треба розуміти як «захисне автоматичне вимкнення живлення»

пристрій захисного вимикнення (ПЗВ)

Пристрій захисного автоматичного вимикнення живлення, який реагує на диференційний струм.

Примітка. Диференційний струм – це векторна сума струмів, які проходять через пристрій

1.7.43 основна ізоляція

Ізоляція струмовідних частин в електроустановках напругою до 1 кВ, яка забезпечує захист від прямого дотику

1.7.44 додаткова ізоляція

Самостійна ізоляція, передбачена як додаткова до основної ізоляції в електроустановках напругою до 1 кВ і призначена для забезпечення захисту від ураження електричним струмом у разі пошкодження основної ізоляції

1.7.45 подвійна ізоляція

Ізоляція в електроустановках напругою до 1 кВ, яка складається з основної і додаткової ізоляції

1.7.46 посилена ізоляція

Єдина система ізоляції струмовідних частин в електроустановках напругою до 1 кВ, яка забезпечує такий самий ступінь захисту від ураження електричним струмом, як і подвійна ізоляція

1.7.47 захисний електричний екран

Електропровідний екран, який застосовують для відокремлення одного електричного кола та (або) провідників від небезпечних струмовідних частин

захисне електричне екранування

Відокремлення електричних кіл і (або) провідників від небезпечних струмовідних частин за допомогою електричного захисного екрана, який приєднують до основної системи зрівнювання потенціалів

1.7.48 захисне електричне відокремлення

Відокремлення одного електричного кола від іншого в електроустановках напругою до 1 кВ за допомогою подвійної ізоляції або основної ізоляції та електричного захисного екранування, або посиленої ізоляції

1.7.49 розділовий трансформатор

Трансформатор, вторинні обмотки якого відділено від первинної обмотки за допомогою захисного електричного відокремлення

1.7.50 безпечний розділовий трансформатор

Розділовий трансформатор, призначений для живлення електричних кіл наднизької напруги

1.7.51 наднизька (мала) напруга

Напруга між будь-якими провідниками або будь-яким провідником і землею, яка не перевищує 50 В для змінного струму і 120 В – для постійного

система безпечної наднизької напруги БННН (англ. еквівалент «*SELV system*»)

Електрична система, в якій напруга не може перевищувати наднизьку напругу за нормальних умов, а також за наявності одиничного пошкодження чи пошкодження заземлення в інших колах

система захисної наднизької напруги ЗННН (англ. еквівалент «*PELV system*»)

Система БННН у разі заземлення її кола, у якій напруга не може перевищувати наднизьку напругу за нормальних умов і за наявності одиничного пошкодження, за винятком пошкодження заземлення в інших колах

система функціональної наднизької напруги ФННН (англ. еквівалент «*FELV system*»)

Система наднизької напруги, в якій за умов експлуатації для живлення електроприймачів використовують наднизьку напругу. Якщо вимоги до систем БННН і ЗННН не можна виконати або застосовувати їх немає потреби, то для захисту від ураження електричним струмом у колі наднизької напруги використовують такі заходи захисту, як огорожі або ізоляцію, аналогічну ізоляції первинного кола, та автоматичне вимкнення живлення

1.7.52 бар'єр

Частина електроустановки, яка запобігає ненавмисному прямому дотику, але не перешкоджає навмисному прямому дотику

огорожа

Частина електроустановки, яка забезпечує захист від прямого дотику з боку можливого доступу

оболонка

Огорожа внутрішніх частин обладнання, яка запобігає доступу до струмовідних частин з будь-якого напрямку

зона досяжності

Зона, доступна дотику з будь-якої точки поверхні, де звичайно перебувають люди, до межі, яку людина може досягти, простягаючи голу руку без інструмента чи якихось пристроїв у будь-якому напрямку

непровідні (ізолювальні) приміщення, зони, площадки

Приміщення, зони, площадки, в яких (на яких) захист від непрямого дотику забезпечується високим опором підлоги і стін і в яких відсутні заземлені провідні частини

1.7.53 електрообладнання

Будь-яке обладнання, призначене для виробництва, перетворення, передавання, акумуляції, розподілу або споживання електричної енергії (наприклад, машини, трансформатори, апарати, вимірювальні прилади, захисні пристрої, кабельна продукція, побутові електроприлади)

стаціонарне електрообладнання

Незнімне електрообладнання, зафіксоване до постійного місця або постійно підключене електрообладнання, або електрообладнання, яке за рахунок його фізичних характеристик зазвичай не переміщують і, як правило, вмикають у ту саму штепсельну розетку.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.7.54 Небезпечні струмовідні частини електроустановки не мають бути доступними для випадкового прямого дотику, а доступні для дотику відкриті і сторонні провідні частини не мають бути небезпечними як за нормальних умов (екс-

плуатація електроустановки за призначенням і без пошкодження), так і за умови одиничного пошкодження.

1.7.55 Для запобігання ураженню електричним струмом у нормальному режимі (за відсутності пошкодження) слід застосовувати окремо або в поєднанні такі заходи захисту:

– основна ізоляція струмовідних частин (**1.7.71**);

– огорожі та оболонки (**1.7.72**);

– бар'єри (**1.7.73**);

– розміщення поза зоною досяжності (**1.7.74**);

– обмеження сили струму дотику в усталеному режимі та електричного заряду (**1.7.75**).

Для додаткового захисту від ураження електричним струмом у разі прямого дотику в електроустановках напругою до 1 кВ можна застосовувати ПЗВ (**1.7.76**).

Захист від прямого дотику не вимагається, якщо номінальна напруга не перевищує:

– 25 В змінного або 60 В постійного струму – у разі застосування системи БННН і за умови експлуатації електрообладнання в сухих приміщеннях;

– 25 В змінного або 60 В постійного струму – у разі застосування системи ЗННН, якщо електрообладнання перебуває в зоні дії системи зрівнювання потенціалів і експлуатується тільки в сухих приміщеннях, а ймовірність контакту з частинами, які перебувають під напругою, є незначною;

– 6 В змінного або 15 В постійного струму в усіх інших випадках.

1.7.56 Для запобігання ураженню електричним струмом у разі пошкодження ізоляції слід виконувати окремо або в поєднанні такі заходи захисту:

– захисне заземлення (**1.7.63**, **1.7.65**, **1.7.66**);

– автоматичне вимикання живлення (**1.7.61**, **1.7.63**);

– зрівнювання потенціалів (**1.7.78**);

– обладнання класу II або з рівноцінною ізоляцією (**1.7.86**, **1.7.87**);

– захисне електричне відокремлення (**1.7.86**, **1.7.88**);

– ізолювальні (непровідні) приміщення, зони, площадки (**1.7.86**, **1.7.89**);

– системи наднизької (малої) напруги БННН, ЗННН, ФННН (**1.7.68**–**1.7.70**);

– вирівнювання потенціалів (**1.7.65**, **1.7.66**).

Заходи захисту в разі непрямого дотику слід виконувати в усіх випадках, якщо номінальна напруга перевищує 50 В змінного і 120 В постійного струму.

У приміщеннях з підвищеною небезпекою, в особливо небезпечних і в зовнішніх установках виконання заходів захисту від ураження електричним струмом у разі непрямого дотику може знадобитися і за нижчих напруг, наприклад: 25 В змінного і 60 В постійного струму або 12 В змінного і 30 В постійного струму – за наявності вимог відповідних глав ПУЕ та інших нормативних документів.

1.7.57 Заходи захисту від ураження електричним струмом повинні бути достатніми і реалізованими під час виготовлення електрообладнання або в процесі монтажу електроустановки чи в обох випадках.

Два чи більше вжитих заходів захисту в електроустановці не повинні призводити до зниження ефективності кожного з них.

1.7.58 Для заземлення електроустановок можна використовувати штучні і природні заземлювачі.

Використання природних заземлювачів як елементів заземлювальних пристроїв не має призводити до їх пошкодження струмами коротких замикань або до порушення роботи пристроїв, з якими їх пов'язано.

Якщо в разі використання природних заземлювачів напруга дотику не перевищує допустимих значень, а також забезпечуються нормовані значення напруги на заземлювальному пристрої (опору заземлювального пристрою) і допустима густина струму в природних заземлювачах, то обладнувати штучні заземлювачі для електроустановки не обов'язково.

1.7.59 Для заземлення територіально зближених електроустановок різних призначень і напруги слід, як правило, застосовувати один спільний заземлювальний пристрій.

Заземлювальний пристрій, який використовують для заземлення електроустановок одного призначення або різних призначень і напруг, протягом усього періоду експлуатації має відповідати всім вимогам до заземлення цих електроустановок: захисту людей від ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції, умовам режимів роботи мереж, захисту електрообладнання від перенапруги, електромагнітної сумісності технічних засобів, які застосовують у цих електроустановках (наприклад, комп'ютерних і мікропроцесорних систем тощо). У першу чергу слід дотримуватися вимог до захисного заземлення.

Заземлювальні пристрої електроустановок будівель і споруд і заземлювальні пристрої для їх блискавкозахисту, як правило, мають бути спільними.

У разі влаштування електрично незалежного заземлювача для функціонального заземлення обладнання (за вимогами виробника цього обладнання) слід застосовувати спеціальні заходи захисту від ураження електричним струмом, які зазначають у технічних умовах або інструкції з експлуатації цього обладнання.

Для об'єднання заземлювальних пристроїв різних електроустановок в один спільний заземлювальний пристрій слід використовувати заземлювачі та (або) провідні частини (провідники), які підлягають заземленню (залізничні рейки, металеві конструкції шинних мостів, металеві кабельні споруди тощо), електричну безперервність яких перевірено належним чином, за винятком провідних частин кабелів (металеві захисні та екрануючі оболонки, заземлені провідники). Кількість об'єднувальних провідних частин має бути не менше двох. Якщо між електроустановками розташовано будівлю будь-якого технологічного призначення, то кількість об'єднувальних провідних частин має бути не менше чотирьох; при цьому дві з них мають знаходитися поблизу стін цієї будівлі з протилежних боків.

1.7.60 Допустимі значення напруги дотику та напруги на заземлювальному пристрої (опору заземлювального пристрою) треба забезпечувати за найнесприятливіших умов у будь-яку пору року.

Для визначення напруги на заземлювальному пристрої (опору заземлювального пристрою) треба враховувати штучні і природні заземлювачі.

Для визначення питомого опору землі за розрахунковий слід приймати його сезонне значення, яке відповідає значенню за найнесприятливіших умов.

Заземлювальні пристрої мають бути механічно міцними та динамічно стійкими до струмів замикання на землю і термічно не пошкоджуватися під час проходження зазначених струмів. Матеріал і переріз заземлювачів мають забезпечувати їх стійкість до корозії на весь термін експлуатації.

1.7.61 Живлення електроустановок напругою до 1 кВ з використанням системи TN слід виконувати: TN-C – для мереж зовнішнього освітлення та розподілу електроенергії від трансформаторної підстанції до ввідних пристроїв будинків і споруд; TN-S – у житлових, адміністративних та громадських будинках і спорудах. Для захисту від ураження електричним струмом у разі непрямого дотику в електроустановках із системою TN слід здійснювати автоматичне вимкнення живлення **(1.7.80; 1.7.81; 1.7.82)**.

Ефективність системи TN залежить від безперервності *PEN*- та *PE*-провідників і надійного з'єднання їх із землею і системою зрівнювання потенціалів. *PEN*-провідник, з'єднаний з точкою заземлення джерела живлення розподільної мережі, треба повторно з'єднувати із землею **(1.7.93, 1.7.94)** і прокладати таким чином, щоб мінімізувати ризик його пошкодження.

Для недопущення потенціалів понад 50 В на *PE*-провіднику і з'єднаних з ним відкритих провідних частинах у разі замикання фазного провідника на сторонню провідну частину в електрично з'єднаній розподільній мережі має бути забезпечено таку умову:

$$\frac{R_{\text{B}}}{R_{\text{E}}} \le \frac{50}{(U_0 - 50)}, \qquad (1.7.1)$$

де R_{B} – опір усіх заземлювачів, приєднаних до електрично з'єднаних *PEN*- і *PE*-провідників мережі, Ом;

R_{E} – мінімальний опір контакту із землею сторонніх провідних частин, не з'єднаних із захисним провідником, через які може відбутись однофазне замикання на землю, Ом. Наприклад, у разі обриву і падіння фазного провідника ПЛ;

U_0 – номінальна напруга між лінійним провідником і землею за відсутності пошкодження, В.

Виконання умови (1.7.1) є обов'язковим для електропостачальної компанії.

1.7.62 Живлення електроустановок напругою до 1 кВ з використанням системи TT доцільно виконувати в разі розширення системи електропостачання без належної перевірки вимог до автоматичного вимикання живлення, які треба виконувати в електроустановках з системою TN у разі застосування пристроїв захисту, що реагують на надструми. Систему TT доцільно виконувати в електроустановках мобільних (інвентарних) будинків з металу або з металевим каркасом для вуличної торгівлі та побутового призначення.

Основним захистом від непрямого дотику в таких електроустановках має бути автоматичне вимкнення живлення з обов'язковим застосуванням ПЗВ **(1.7.81)**.

При цьому треба виконувати таку умову:

$$R_{\text{A}} \le \frac{50}{I_{\Delta n}}, \qquad (1.7.2)$$

але не більше ніж 100 Ом,

де R_{A} – опір заземлювального пристрою, до якого підключено всі відкриті провідні частини, які знаходяться в зоні захисту захисного пристрою;

$I_{\Delta n}$ – струм спрацьовування ПЗВ, А.

Підключення електроустановки із системою TT до розподільної мережі із системою TN-C, джерело живлення якої має спільний заземлювальний пристрій з

електроустановкою понад 1 кВ, треба виконувати з перевіркою напруги на цьому заземлювальному пристрої в разі протікання через нього максимально можливого струму подвійного замикання на землю, що виникло в мережі напругою понад 1 кВ. Якщо ця напруга перевищує випробувальну напругу обладнання електроустановки з системою ТТ, то таке приєднання застосовувати заборонено.

1.7.63 Живлення електроустановок напругою до 1 кВ з використанням системи ІТ слід застосовувати у разі, якщо замикання на землю або на заземлені частини може бути джерелом підвищеної небезпеки для людей, тварин, збереження майна та навколишнього середовища (наприклад, для пересувних електроустановок, електроустановок торф'яних розробок, вибухонебезпечних зон тощо), а також за вимогами безперебійності, якщо вимкнення кінцевого кола живлення з одиничним замиканням може призводити до небажаних наслідків (наприклад, до деяких технологічних процесів).

Для таких електроустановок основними заходами захисту від непрямого дотику мають бути:

– захисне заземлення відкритих провідних частин електроустановки (**1.7.97**) в поєднанні з безперервним контролем ізоляції струмовідних частин з дією на сигнал у разі першого замикання струмовідної частини на землю;

– автоматичне вимкнення живлення в разі виникнення другого замикання (подвійного) на землю в разі неусуненого першого (**1.7.83**).

Для недопущення подвійного замикання на землю електроустановки із системою ІТ треба оснащувати спеціальним обладнанням. Для усунення першого замикання на землю в найкоротший час ці електроустановки має обслуговувати виробничий (електротехнічний) персонал.

Відкриті провідні частини електроустановки можна приєднувати всі разом до одного заземлювального пристрою або групами або кожну окремо до різних заземлювальних пристроїв.

Електроустановки трифазного струму із системою ІТ можна виконувати як з розподіленим, так і нерозподіленим нейтральним провідником. Перевагу слід надавати останнім (рис. 1.7.1). Розподілений нейтральний провідник треба вимикати автоматичним вимикачем разом з лінійними провідниками.

1.7.64 Систему ІТ, з'єднану через трансформатори з мережею напругою понад 1 кВ, слід захищати пробивним запобіжником від небезпеки, яка виникає в разі пошкодження ізоляції між обмотками вищої і нижчої напруг трансформатора. Пробивний запобіжник слід установлювати в нейтралі або фазі з боку низької напруги кожного з трансформаторів.

1.7.65 В електроустановках напругою понад 1 кВ електричної мережі з ізольованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю для запобігання ураженню електричним струмом у разі непрямого дотику слід влаштовувати захисне заземлення відкритих провідних частин (**1.7.98**), вирівнювання потенціалів (**1.7.101**) і автоматичний контроль ізоляції з дією на сигнал. У таких електроустановках необхідно передбачати можливість швидкого, у межах допустимого часу, знаходження місця замикання на землю і локалізації його для подальшого усунення пошкодження. Рекомендовано передбачати захист з дією на вимкнення живлення в разі подвійного замикання на землю.

Захист з дією на вимкнення живлення під час першого замикання на землю виконують, якщо це необхідно за умовами електробезпеки, згідно з вимогами цієї глави та інших нормативних документів або за вимогами замовника.

1.7.66 В електроустановках напругою понад 1 кВ електричної мережі з глухозаземленою та ефективно заземленою нейтраллю для запобігання ураженню електричним струмом у разі непрямого дотику необхідно застосовувати захисне заземлення відкритих провідних частин, забезпечувати вирівнювання потенціалів та автоматичне вимкнення пошкодженої ланки мережі (**1.7.105**, **1.7.106**).

1.7.67 Відкриті провідні частини електрообладнання, установленого на опорах повітряних ліній електропередавання (запобіжників, комутаційних апаратів, конденсаторів, силових і вимірювальних трансформаторів тощо), необхідно приєднувати:

– до *PE*-(*PEN*-)провідника відповідно до особливостей типу заземлення системи в електроустановках з напругою до 1 кВ. У системі з типом заземлення TN, якщо встановлене обладнання обслуговують безпосередньо із землі, слід додатково виконувати захисне вирівнювання потенціалів (**1.7.94**);

– до заземлювального пристрою в електроустановках напругою понад 1 кВ з ізольованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю, який відповідає вимогам **1.7.98**, **1.7.101**;

– до заземлювального пристрою опори ПЛ в електроустановках напругою понад 1 кВ з ефективно заземленою і глухозаземленою нейтраллю, який відповідає вимогам **2.5.127**.

Опір заземлювального пристрою опор повітряних ліній електропередавання, на яких електрообладнання не встановлено, має відповідати вимогам глав 2.4 і 2.5 цих Правил.

ЗАХОДИ ЗАХИСТУ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ СИСТЕМ БННН, ЗННН І ФННН

1.7.68 В електроустановках напругою до 1 кВ захист від ураження електричним струмом у разі непрямого дотику і в деяких випадках від прямого дотику (див. **1.7.55**) можна виконувати із застосуванням систем БННН, ЗННН і ФННН. Найдоцільніше застосовувати ці системи в приміщеннях із підвищеною небезпекою та особливо небезпечних.

1.7.69 У разі застосування систем БННН і ЗННН захист від ураження електричним струмом вважають достатнім, якщо він відповідає таким вимогам:

– джерелом живлення кіл має бути безпечний розділовий трансформатор відповідно до ДСТУ 3225-95 «Розділові трансформатори і безпечні розділові трансформатори. Технічні вимоги» або інше джерело наднизької напруги, яке забезпечує рівноцінний ступінь безпеки відповідно до ДБН В.2.5-27-2006 «Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд»;

– улаштування кіл систем має гарантувати електричне відділення від кіл вищої напруги, принаймні рівноцінне відділенню між колами первинної і вторинної обмоток безпечного розділового трансформатора. Ця вимога не виключає приєднання кола системи ЗННН до заземлювального пристрою;

– провідники кіл слід прокладати окремо від провідників вищих напруг і захисних провідників або відокремлювати їх від них захисним електричним екрануванням чи укладати в неметалеву оболонку додатково до основної ізоляції;

– струмовідні частини системи БННН не слід приєднувати до заземлювача, струмовідних частин і захисних провідників інших кіл, а відкриті провідні частини – до заземлювача, захисних провідників або відкритих провідних частин іншого кола, а також до сторонніх провідних частин, крім випадку, коли необхідно їх з'єднувати з електрообладнанням, але при цьому самі частини іншого кола не можуть мати напругу, вищу за наднизьку;

– вилки для кіл систем БННН і ЗННН за конструкцією не повинні входити в штепсельні розетки іншої напруги, штепсельні розетки не повинні допускати вмикання вилок іншої напруги, а штепсельні розетки кіл системи БННН не повинні мати захисного контакту;

– захист від прямого дотику в колах БННН і ЗННН, за винятком умов, за яких він не вимагається (**1.7.55**), слід здійснювати за допомогою огорож чи оболонок згідно з **1.7.72** або за допомогою ізоляції, яка відповідає випробувальній напрузі 500 В змінного струму протягом 1 хв.

1.7.70 У разі застосування системи ФННН захист від ураження електричним струмом має відповідати таким вимогам:

– джерелом живлення кіл може бути трансформатор, вторинну обмотку якого відділено від первинної тільки основною ізоляцією, або джерело живлення, яке застосовується в системах БННН і ЗННН;

– захист від прямого дотику слід забезпечувати за допомогою огорож чи оболонок згідно з **1.7.72** або за допомогою ізоляції, яка відповідає мінімальній випробувальній напрузі для ізоляції первинного кола;

– захист у разі непрямого дотику слід забезпечувати шляхом з'єднання відкритих провідних частин обладнання в колі системи ФННН із захисним провідником первинного кола, якщо останнє захищене за допомогою автоматичного вимкнення живлення;

– вилки для кіл системи ФННН за конструкцією не повинні входити в штепсельні розетки іншої напруги, а штепсельні розетки не повинні допускати вмикання вилок іншої напруги і повинні мати контакт для приєднання захисного провідника.

ЗАХОДИ ОСНОВНОГО ЗАХИСТУ

1.7.71 Основна ізоляція має повністю покривати струмовідні частини і бути здатною витримувати механічні, електричні, хімічні, теплові та інші впливи, які виникають у процесі експлуатації. Усунення ізоляції повинно бути можливим тільки шляхом її руйнування. Для заводських виробів ізоляція має відповідати стандартам або відповідним технічним умовам на це обладнання. Лакофарбові покриття та інші подібні покриття не вважаються ізоляцією, яка захищає від ураження електричним струмом. Якщо ізоляцію обладнують під час монтажу, її якість слід випробовувати за нормами, призначеними для перевірки якості ізоляції обладнання заводського виготовлення.

У разі забезпечення основної ізоляції повітряним проміжком захист від прямого дотику до струмовідних частин або наближення до них на небезпечну відстань, у тому числі в електроустановках напругою понад 1 кВ, необхідно виконувати за допомогою оболонок, огорож, бар'єрів або шляхом розміщення поза зоною досяжності.

1.7.72 Огорожі та оболонки в електроустановках напругою до і понад 1 кВ мають забезпечувати ступінь захисту не менше IP2X згідно з ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89)

«Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)», за винятком випадків, коли для нормальної роботи електрообладнання необхідно мати збільшені зазори порівняно зі ступенем захисту IP2X. У цьому разі слід вживати відповідних заходів для запобігання ненавмисному дотику до струмовідних частин, а електроустановку має обслуговувати виробничий (електротехнічний) персонал.

Огорожі та оболонки слід надійно закріплювати, вони повинні мати достатню механічну міцність і довговічність.

Входити за огорожу або розкривати оболонки повинно бути можливим тільки за допомогою спеціального ключа чи інструмента або після зняття напруги із струмовідних частин.

За неможливості дотримання цих умов потрібно встановлювати проміжні огорожі із ступенем захисту, не меншим ніж IP2X, усунення яких також можливе лише за допомогою спеціального ключа чи інструмента. Легкодоступні верхні горизонтальні поверхні огорож і оболонок повинні мати ступінь захисту принаймні IP4X.

1.7.73 Бар'єри застосовують для захисту від випадкового дотику до струмовідних частин в електроустановках напругою до 1 кВ або в разі наближення до них на небезпечну відстань в електроустановках напругою понад 1 кВ. Вони не виключають навмисного дотику і наближення до струмовідних частин у разі обходу бар'єру. Для зняття бар'єрів не треба застосовувати ключ або інструмент, однак їх слід закріплювати так, щоб їх неможливо було усунути ненароком. Установлювати бар'єри допускається тільки в електроустановках або їх частинах, доступних лише для виробничого (електротехнічного) персоналу. Бар'єри рекомендовано виготовляти з ізолювального матеріалу.

1.7.74 Розміщення поза зоною досяжності для захисту від ненавмисного прямого дотику до струмовідних частин в електроустановках напругою до 1 кВ або наближення до них на небезпечну відстань в електроустановках напругою понад 1 кВ може бути застосоване за неможливості виконання заходів, зазначених у **1.7.71–1.7.73**, або за їх недостатності. Усередині зони досяжності не має бути частин, які мають різні потенціали, доступних для одночасного дотику.

В електроустановках напругою до 1 кВ доступними для одночасного дотику вважаються дві частини, якщо вони перебувають на відстані, не більшій ніж 2,5 м одна від одної. У вертикальному напрямку зона досяжності становить 2,5 м від поверхні, на якій перебувають люди (рис. 1.7.3).

Зазначені на рисунку 1.7.3 габарити зони досяжності визначено за умови безпосереднього дотику голими руками, без допоміжного пристрою. Якщо відстань до струмовідних частин скорочується за рахунок предметів, які людина переносить, використовує або тримає в руці (наприклад, інструмент або приставна драбина), необхідно встановлювати відповідні обмеження або відстані між частинами, де можуть виникати небезпечні напруги, потрібно збільшувати з урахуванням габаритів предметів більшої довжини або більшого об'єму, які звичайно переносять через цю зону.

Примітка. Якщо доступ до електроустановки мають тільки виробничий (електротехнічний) персонал або проінструктовані особи, то відстані можуть бути меншими від зазначених на рис.1.7.3 (наприклад, відстані в електроприміщеннях, що розглядаються в главі 4.1 цих Правил).

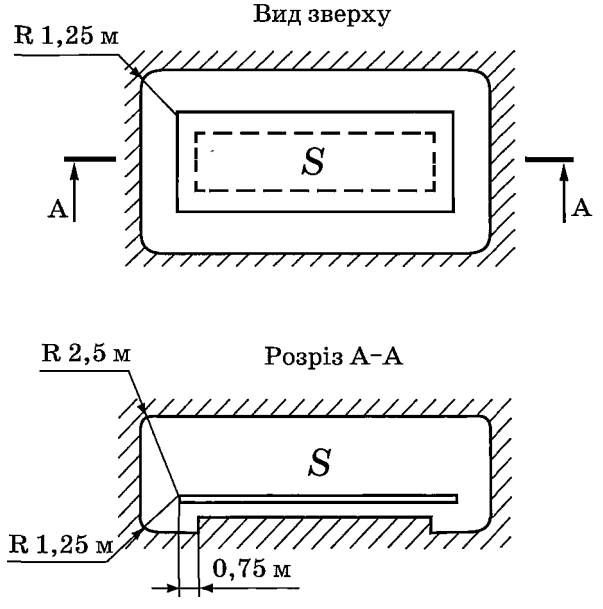
1.7.75 Обмеження сили струму дотику в усталеному режимі та електричного заряду має захищати людей і тварин за рівнями, які можуть бути небезпечними або

відчутними. Відповідні рівні обмеження струму і електричного заряду встановлюють згідно з відповідними нормативними документами. Для людей рекомендовано:

– щоб сила струму, що протікає між одночасно доступними провідними частинами, за активного опору 2000 Ом (ДСТУ IEC 61140:2005 «Захист проти ураження електричним струмом. Загальні аспекти щодо установок та обладнання»), не перевищувала поріг чутливості і була не більшою ніж 0,5 мА для змінного струму й не більшою ніж 2 мА для постійного струму. У деяких випадках вона може бути більшою, але не перевищувати больовий поріг;

– щоб накопичений заряд між одночасно доступними провідними частинами не перевищував 0,5 мКл (поріг чутливості). Також може бути зазначено значення накопиченого заряду 50 мКл (больовий поріг).

Примітка. Значення сили струму в усталеному режимі наведено для синусоїдального струму з частотою від 15 Гц до 100 Гц.



– межа зони досяжності

S – поверхня, на якій перебувають люди;

0,75; 1,25, 2,50 м – відстані від краю поверхні S до межі зони досяжності

Рисунок 1.7.3 – Зони досяжності в електроустановках до 1 кВ

1.7.76 Додатковим заходом захисту від ураження електричним струмом у разі прямого дотику в електроустановках напругою до 1 кВ є застосування пристроїв захисного вимикання (ПЗВ) з номінальним диференційним струмом вимикання, не більшим ніж 30 мА. Його слід застосовувати у разі, якщо інші заходи електробезпеки, зазначені в **1.7.71–1.7.74**, є недостатніми або можлива їх відмова, а також за наявності вимог до конкретних електроустановок (див. також **1.7.164**). Застосування ПЗВ не може бути єдиним заходом захисту від прямого дотику і не виключає необхідності застосування одного із заходів, зазначених у **1.7.71–1.7.74**.

ЗАХОДИ ЗАХИСТУ В РАЗІ НЕПРЯМОГО ДОТИКУ

1.7.77 Вимоги захисту в разі непрямого дотику поширюються:

а) на корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників тощо;

б) на приводи електричних апаратів;

в) на вторинні обмотки трансформаторів струму і трансформаторів напруги, а також вторинні обмотки фільтрів приєднання високочастотних каналів;

г) на каркаси розподільних щитів, щитів керування, щитків і шаф, а також знімних частин або частин, які відкриваються, якщо на останніх установлено електрообладнання напругою понад 50 В змінного або 120 В постійного струму (у випадках, передбачених **1.7.56**, – понад 12 чи 25 В змінного або 30 чи 60 В постійного струму);

д) на металеві і залізобетонні конструкції розподільних установок, шинопроводів (струмопроводів), металеві кабельні з'єднувальні муфти, металеві оболонки і броню контрольних і силових кабелів, металеві оболонки проводів, металеві рукави і труби електропроводки, кожухи, лотки, короби, струни, троси і сталеві смуги, на яких прикріплено кабелі і проводи (крім струн, тросів і смуг, на яких прокладено кабелі, металеву оболонку чи броню яких з'єднано із захисним провідником), а також інші металеві основи, на яких установлюють електрообладнання;

е) на металеві оболонки і броню контрольних, силових кабелів і проводів напругою, що не перевищує значень, зазначених у **1.7.56**, прокладених на спільних металевих конструкціях з кабелями і проводами більш високих напруг;

ж) на металеві корпуси пересувних і переносних електроприймачів;

и) на металеві корпуси електрообладнання, установленого на рухомих частинах верстатів, машин і механізмів.

У разі застосування автоматичного вимкнення живлення для захисту від ураження електричним струмом відкриті провідні частини, зазначені в підпунктах а), б) і г)–и), слід з'єднувати з *PE*-провідником відповідно до особливостей типу заземлення системи в електроустановках до 1 кВ. Відкриті провідні частини обладнання напругою понад 1 кВ і один з виводів вторинних обмоток трансформаторів струму і трансформаторів напруги, а також вторинні обмотки фільтрів приєднання високочастотних каналів (підпункт в) необхідно з'єднувати із захисним заземленням.

1.7.78 У приміщеннях і відкритих установках, де застосовують такі заходи захисту, як автоматичне вимкнення живлення або захисне заземлення, необхідно виконувати захисне зрівнювання потенціалів. З цією метою всі сторонні провідні частини необхідно приєднувати до захисного заземлення в електроустановках напругою понад 1 кВ і до захисного *PE*-провідника в електроустановках напругою до 1 кВ (див. **1.7.80**).

1.7.79 Не потребують приєднання до системи заземлення:

1) корпуси електрообладнання, апаратів і електромонтажних конструкцій, установлених на металевих основах (конструкціях, розподільних установках, щитах, шафах, станинах верстатів, машин і механізмів) з електричним контактом між ними, що відповідає вимогам класу 2 з'єднань за ГОСТ 10434-82 «Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования», металеві основи яких вже приєднано до захисних провідників;

2) металеві конструкції, на яких установлюють електрообладнання, з електричним контактом між цими конструкціями та встановленим на них електрообклад-

нанням, що відповідає вимогам класу 2 з'єднань за ГОСТ 10434-82 «Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования», якщо це електрообладнання вже приєднане до захисних провідників. При цьому зазначені конструкції не можна використовувати для заземлення встановленого на них іншого електрообладнання;

3) частини металевих каркасів розподільних установок, шаф, огорож тощо, що відкриваються або знімаються, якщо на них не встановлене електрообладнання або напруга встановленого електрообладнання не перевищує значень, наведених у **1.7.56**;

4) арматура ізоляторів усіх типів, відтяжок, кронштейнів і освітлювальна арматура, установлена на дерев'яних конструкціях (опорах повітряних ліній електропередавання), якщо цього не вимагають умови блискавкозахисту. В електроустановках напругою до 1 кВ прокладені по дерев'яній конструкції кабелі з металевою заземленою оболонкою або неізольовані заземлювальні провідники слід з'єднувати з *PE*-*провідником відповідно до типу заземлення системи*;

5) відкриті провідні частини електрообладнання з подвійною ізоляцією;

6) відкриті провідні частини електроустановок напругою до 1 кВ, які через незначні розміри (не більші, ніж 50 мм × 50 мм), або розташування не доступні для дотику, а їх з'єднання з *PE*-провідником ускладнене чи ненадійне (наприклад, болти, металеві скоби, відрізки труб механічного захисту кабелів у місцях їхнього проходження через стіни і перекриття та інші подібні деталі, у тому числі металеві протяжні і відгалужувальні коробки площею до 100 см^2 у разі схованих електропроводок).

1.7.80 У разі здійснення автоматичного вимкнення живлення в електроустановках напругою до 1 кВ доступні для дотику відкриті провідні частини необхідно приєднувати до *PE*-провідника відповідно до особливостей типу заземлення системи і влаштовувати основну систему зрівнювання потенціалів згідно з **1.7.84**, а за необхідності – також і додаткову (місцеву) систему зрівнювання потенціалів згідно з **1.7.85**.

Характеристики пристроїв, які використовують для захисного автоматичного вимкнення живлення, і повний опір кола замикання мають забезпечувати автоматичне вимкнення живлення в межах нормованого часу, достатнього для електробезпеки людини, у разі замикання струмовідної частини на відкриту провідну частину або захисний провідник.

1.7.81 Для захисного автоматичного вимкнення живлення можна використовувати ПЗВ, які реагують на надструми або диференційний струм. ПЗВ можна встановлювати в кінцевих колах електроустановки для окремого електроприймача, для групи електроприймачів і на вводі щита або щитка (див. також **1.7.164**).

ПЗВ заборонено застосовувати в електроустановках із системою TN-C. Не допускається застосовувати ПЗВ у колах, раптове вимкнення яких через технологічні причини може призвести до виникнення ситуацій, небезпечних для користувача і виробничого (електротехнічного) персоналу, до відключення пожежної, охоронної сигналізації тощо.

В електроустановках із системою TN-C-S приєднувати *PE*-провідник до *PEN*-провідника необхідно з боку живлення відносно ПЗВ.

1.7.82 У системі TN і TT час автоматичного вимкнення живлення в кінцевих колах з робочим струмом до 32 А не має перевищувати значень, зазначених у табл. 1.7.1.

Таблиця 1.7.1 – Найбільший допустимий час захисного автоматичного вимкнення живлення в кінцевих колах з робочим струмом до 32 А для електроустановок із системою заземлення TN і TT

Номінальна напруга U_0, В, між лінійним провідником і землею	Час вимкнення, с, в електроустановках			
	змінного струму для системи		постійного струму для системи	
	TN	TT	TN	TT
$50 < U_0 \le 127$	0,8	0,3	–	–
$127 < U_0 \le 230$	0,4	0,2	5,0	0,4
$230 < U_0 \le 400$	0,2	0,07	0,4	0,2
$U_0 > 400$	0,1	0,04	0,1	0,1

Для кінцевих кіл системи TN з робочим струмом понад 32 А, які живлять тільки стаціонарне електрообладнання від розподільних пристроїв, час, наведений в табл. 1.7.1, можна збільшувати, але не більше ніж до 5 с у разі виконання однієї з таких умов:

– повний опір захисного провідника між головною заземлювальною шиною електроустановки і розподільним пристроєм не перевищує:

для систем змінного струму

$$Z_{\text{зп}} \le \frac{50}{I_{\text{а}}};$$

для систем постійного струму (1.7.3)

$$Z_{\text{зп}} \le \frac{120}{I_{\text{а}}},$$

де $Z_{\text{зп}}$ – повний опір захисного провідника між ГЗШ і розподільним пристроєм, Ом;

$I_{\text{а}}$ – струм, який протікає через захисний провідник і спричинює спрацьовування захисного пристрою кінцевого кола, А;

– до *PE*-шини розподільного пристрою приєднано додаткову систему зрівнювання потенціалів, *яка охоплює ті самі доступні сторонні провідні частини, що й* основна система зрівнювання потенціалів.

Для розподільних кіл системи TN час захисного автоматичного вимикання допускається таким, що не перевищує 5 с.

У системі TT для кінцевих кіл з робочим струмом понад 32 А та розподільних кіл час відключення допускається таким, що не перевищує 1 с.

1.7.83 У системі IT, де відкриті провідні частини всі разом приєднано до однієї системи заземлення, умови автоматичного вимкнення живлення після першого замикання, у разі виникнення другого замикання з відкритою струмовідною частиною, мають бути такими самими, як і для системи TN (**1.7.82**).

У цьому разі струм спрацьовування захисного пристрою у межах установленого часу визначають напругою U і повним опором кола подвійного замикання, до якого входять:

– лінійні провідники і захисний провідник, який з'єднує відкриті провідні частини із замиканням на них лінійних провідників, якщо нейтральний або середній провідник не розподілено (за напругу U приймають лінійну напругу), або

– лінійний і нейтральний провідники, а також захисний провідник, який з'єднує відкриті провідні частини із замиканням на них лінійного і нейтрального провідників, якщо нейтральний або середній провідник розподілено (за напругу U приймають фазну напругу).

Якщо відкриті провідні частини в системі ІТ заземлено окремо або групами, автоматичне вимкнення живлення слід забезпечувати ПЗВ за час, установлений для системи ТТ (**1.7.82**). У цьому разі можна використовувати ПЗВ на диференційні струми спрацьовування до 300–500 мА.

1.7.84 Основна система зрівнювання потенціалів у електроустановках до 1 кВ має з'єднувати між собою такі провідні частини:

– *PE*-(*PEN*-)провідники електроустановки;

– заземлювальний провідник повторного заземлення на вводі в електроустановку, якщо виконують повторне заземлення (**1.7.94**);

– металеві труби комунікацій (водопостачання, каналізації, теплофікації тощо). Якщо якийсь із трубопроводів має ізолювальну вставку на вводі в будівлю, то до основної системи зрівнювання потенціалів приєднують тільки ту частину трубопроводу, яка знаходиться з боку будівлі відносно ізолювальної вставки;

– металеві частини будівельних конструкцій;

– металеві провідники, закладені в струмопровідну підлогу (земляну, бетонну тощо) для вирівнювання потенціалів між підлогою і відкритими частинами електрообладнання;

– систему блискавкозахисту, якщо вона є, а згідно з нормативними документами, які стосуються блискавкозахисту, не заборонено приєднувати її до захисного заземлення;

– металеві частини централізованих систем вентиляції і кондиціонування.

За наявності децентралізованих систем вентиляції і кондиціонування металеві повітропроводи слід приєднувати до *PE*-шини щитів живлення вентиляторів і кондиціонерів;

– заземлювальний провідник функціонального заземлення, якщо воно є і відсутні обмеження на приєднання мережі функціонального заземлення до заземлювального пристрою захисного заземлення;

– металеві оболонки телекомунікаційних кабелів.

Провідні частини, які входять у будівлю ззовні, слід з'єднувати якнайближче до точки їхнього введення в будівлю.

Для з'єднання з основною системою зрівнювання потенціалів усі зазначені частини слід приєднувати до ГЗШ (**1.7.126–1.7.130**) за допомогою провідників системи зрівнювання потенціалів (**1.7.148–1.7.150**).

Приєднувати провідники основної системи зрівнювання потенціалів до заземлювачів блискавкозахисту і природних заземлювачів слід у різних місцях.

1.7.85 Додаткову систему зрівнювання потенціалів у електроустановках до 1 кВ необхідно виконувати, якщо вимоги до часу захисного вимикання живлення не забезпечено, наприклад, якщо не виконується вимога (1.7.3). Вона може охоплювати всю електроустановку або будь-яку її частину і має з'єднувати між

собою всі одночасно доступні для дотику (**1.7.74**) відкриті провідні частини стаціонарного електрообладнання і сторонні провідні частини, включаючи доступні для дотику металеві частини будівельних конструкцій, а також захисні провідники всього електрообладнання, включаючи захисні провідники штепсельних розеток.

Для деяких приміщень із підвищеною небезпекою виконання додаткової системи зрівнювання потенціалів може бути обов'язковим, якщо це зазначено в нормативних документах, які стосуються електроустановок цих приміщень.

Для зрівнювання потенціалів можна використовувати спеціально передбачені провідники (**1.7.150**) або відкриті і сторонні провідні частини, якщо вони відповідають вимогам **1.7.132** до захисних провідників щодо провідності і неперервності електричного кола.

1.7.86 Якщо час автоматичного вимикання живлення в окремих частинах електроустановки напругою до 1 кВ не відповідає вимогам **1.7.82** (для системи TN) і вимогам **1.7.83** (для системи IT), то захист у разі непрямого дотику до цих частин можна виконувати за допомогою інших заходів захисту, шляхом застосування: електрообладнання класу II; захисного електричного відокремлення; ізолювальних (непровідних) приміщень, зон, площадок, незаземленої системи місцевого зрівнювання потенціалів; систем БННН, ЗННН, ФННН.

1.7.87 Захист із застосуванням електрообладнання класу II або з рівноцінною ізоляцією забезпечується подвійною або посиленою ізоляцією або розміщенням електрообладнання, яке має тільки основну ізоляцію струмовідних частин, в ізолювальній оболонці. Ізолювальна оболонка має бути стійкою до можливих електричних, термічних і механічних навантажень.

Провідні частини електрообладнання з подвійною ізоляцією, а також електрообладнання, розміщеного в ізолювальній оболонці, не вимагається приєднувати до захисних провідників.

1.7.88 Захисне електричне відокремлення застосовують, як правило, для одного кола. Найбільша робоча напруга відокремлюваного кола не має перевищувати 500 В.

Живлення відокремлюваного кола слід здійснювати від розділового трансформатора, який відповідає вимогам ДСТУ 3225-95 «Розділові трансформатори і безпечні розділові трансформатори. Технічні вимоги», або від іншого джерела, яке забезпечує рівноцінний ступінь безпеки.

Струмовідні частини кола, які живляться від розділового трансформатора, не повинні мати з'єднань із заземленими частинами і захисними провідниками інших кіл.

Провідники кіл, які живляться від розділового трансформатора, рекомендовано прокладати окремо від інших кіл. Якщо це неможливо, то для таких кіл необхідно використовувати кабелі без металевої оболонки, броні, екрана або ізольовані проводи, прокладені в ізоляційних трубах, коробах і каналах за умови, що номінальна напруга цих кабелів і проводів відповідає найбільшій напрузі спільно прокладених кіл, а кожне коло захищене від надструмів.

Якщо від розділового трансформатора живиться тільки один електроприймач, то його відкриті провідні частини не приєднуються ні до захисного провідника, ні до відкритих провідних частин інших кіл.

Допускається живлення кількох електроприймачів від одного розділового трансформатора за умови одночасного виконання таких вимог:

– відкриті провідні частини відокремлюваного кола не повинні мати електричного зв'язку з металевим корпусом джерела живлення;

– відкриті провідні частини відокремлюваного кола слід з'єднувати між собою ізольованими незаземленими провідниками додаткової (місцевої) системи зрівнювання потенціалів, що не має з'єднань із захисними провідниками і відкритими провідними частинами інших кіл;

– штепсельні розетки повинні мати захисний контакт, приєднаний до місцевої незаземленої системи зрівнювання потенціалів;

– гнучкі кабелі, за винятком тих, що живлять електрообладнання класу II, повинні мати захисний провідник, який застосовують як провідник зрівнювання потенціалів;

– час автоматичного вимкнення живлення в разі подвійного замикання різних фаз на відкриті провідні частини не має перевищувати часу, зазначеного в табл. 1.7.1.

1.7.89 Ізолювальні (непровідні) приміщення, зони і площадки як захід захисту від непрямого дотику дозволено застосовувати в електроустановках напругою до 1 кВ, що доступні тільки для виробничого (електротехнічного) персоналу, який обслуговує їх.

Опір ізолювальної підлоги і стін таких приміщень, зон і площадок у будь-якій точці відносно локальної землі повинен бути не нижчим ніж:

– 50 кОм для електроустановки номінальною напругою до 500 В включно;

– 100 кОм для електроустановки номінальною напругою понад 500 В.

Якщо опір у будь-якій точці є меншим від вказаних значень, то такі приміщення, зони і площадки не слід розглядати як заходи захисту від ураження електричним струмом.

У разі застосування ізолювальних приміщень, зон, площадок як заходу захисту в разі непрямого дотику відкриті провідні частини необхідно розташовувати таким чином, щоб людина не могла одночасно торкатися двох відкритих провідних частин або відкритої і сторонньої провідних частин, якщо зазначені частини через пошкодження основної ізоляції можуть опинитися під різним потенціалом. Виконання цієї вимоги може бути забезпечене віддаленням зазначених провідних частин одна від одної на відстань межі досяжності руками (див. **1.7.74**), улаштуванням між ними бар'єрів, ізолюванням сторонніх провідних частин або сполученням цих заходів.

В ізолювальних приміщеннях, зонах, площадках не слід застосовувати захисний провідник. Крім того, необхідно передбачати заходи проти внесення потенціалу сторонніми провідними частинами (наприклад, переносним або пересувним електрообладнанням класу I, металевими водопровідними трубами тощо). Підлоги і стіни ізолювальних приміщень, зон і площадок не повинні зазнавати впливу вологи.

1.7.90 Електрообладнання і захисні заходи від ураження електричним струмом мають бути погодженими в електроустановці відповідно до табл. 1.7.2.

Таблиця 1.7.2 – Застосування електрообладнання в електроустановках напругою до 1 кВ

Клас електрообладнання (ДСТУ IEC 61140:2005)	Маркування на електрообладнанні або в інструкції	Призначення захисту	Сфера застосування та умови підключення
0	лише для застосування в неструмопровідному середовищі або в разі виконання захисту за рахунок відокремлення кіл	У разі непрямого дотику	1 У непровідних приміщеннях, зонах, площадках. 2 Відокремлення електричних кіл забезпечують окремо для кожного електрообладнання
I	Захисний затискач, знак ⏚ або літери «*PE*», або жовто-зелені смуги	Те саме	З'єднання захисного затискача електрообладнання з *PE*-провідником електроустановки. Застосовується, якщо вимоги стосовно окремих місць або приміщень не обмежують застосування електрообладнання цього класу
II	Знак ⧈	« «	У всіх приміщеннях, незалежно від заходів захисту, прийнятих у електроустановці, якщо спеціальні вимоги *не обмежують* застосування електрообладнання цього класу
III	Знак ⋄ III	У разі непрямого дотику і за певних умов у разі прямого дотику	Підключати тільки до систем БННН («SELV system») і ЗННН («PELV system»)

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРУГОЮ ДО 1 кВ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ІЗ ГЛУХОЗАЗЕМЛЕНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

1.7.91 В електроустановках з глухозаземленою нейтраллю нейтральну або середню точку чи один з виводів джерела живлення необхідно надійно приєднувати до заземлювача за допомогою заземлювального провідника.

Не допускається використовувати *PEN*- (*PE*- або *N*-)провідники, які з'єднують нейтраль з розподільним щитом, як заземлювальні.

Якщо в *PEN*-провіднику, який з'єднує нейтраль джерела трифазного струму з шиною *PEN* розподільного щита напругою до 1 кВ, установлено трансформатор

струму, то заземлювальний провідник слід приєднувати не до нейтралі джерела безпосередньо, а до *PEN*-провідника і, за можливості, відразу за трансформатором струму. У такому випадку поділ *PEN*-провідника на *PE*- і *N*-провідники в системі TN-S слід виконувати також поза трансформатором струму. Трансформатор струму треба розташовувати якомога ближче до виводу нейтралі джерела живлення.

Вивід *PEN*- або *N*-провідника від нейтралі джерела на розподільний пристрій слід здійснювати: у разі виводу фаз шинами – шиною на ізоляторах; у разі виводу фаз кабелем (проводом) – жилою кабелю (проводу).

1.7.92 Опір заземлювального пристрою, до якого приєднано нейтраль джерела живлення або виводи джерела однофазного струму, у будь-яку пору року не повинен перевищувати 2, 4 і 8 Ом відповідно для лінійних напруг 660, 380 і 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В джерела однофазного струму. Цей опір необхідно забезпечувати з урахуванням використання всіх заземлювачів, приєднаних до *PEN*-(*PE*-)провідника, якщо кількість відхідних ліній не менша двох. Лінія з найбільшою кількістю заземлювачів, приєднаних до *PEN*-(*PE*-)провідника, не враховується. Опір заземлювача, до якого безпосередньо приєднують нейтраль джерела трифазного струму або виводи джерела однофазного струму, має бути не більшим ніж 15, 30 і 60 Ом відповідно для лінійних напруг 660, 380 і 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В – джерела однофазного струму (див. також **1.7.96**).

1.7.93 На початках та на кінці повітряних ліній електропередавання як з неізольованими, так і з самоутримними ізольованими проводами або відгалужень від них довжиною понад 200 м слід влаштовувати повторні заземлення *PEN*-(*PE*-)провідника зі значенням опору згідно з **1.7.95**. У першу чергу необхідно використовувати природні заземлювачі (підземні частини залізобетонних і металевих опор), а також заземлювачі, призначені для захисту від грозових перенапруг (див. главу 2.4 цих Правил).

Зазначені повторні заземлення виконують тільки в тому разі, якщо на повітряних лініях відсутні заземлювачі, призначені для захисту від грозових перенапруг (**2.4.40**), або їх недостатньо для виконання умови, зазначеної в **1.7.95**.

Повторні заземлення *PEN*-провідника в мережах постійного струму слід влаштовувати із застосуванням окремих штучних заземлювачів. Вони не повинні мати металевих з'єднань з підземними трубопроводами.

1.7.94 На вводі до електроустановки будинку (будівлі), в якій для захисту від непрямого дотику застосовується автоматичне вимкнення живлення, за рішенням власника будинку (будівлі) рекомендовано влаштовувати повторне заземлення *PEN*-(*PE*-)провідника, опір якого має бути не більшим ніж 30 Ом. Для цього, перш за все, слід використовувати природні заземлювачі (арматуру фундаменту, з'єднану між собою безперервно – для будинків, що проектуються чи будуються) та заземлювачі грозозахисту будинку. Якщо грозозахист будинку не виконується і безпосередньо біля нього відсутні природні заземлювачі, то роль повторного заземлювача на вводі до електроустановки будинку може виконувати повторний (грозозахисний) заземлювач *PEN*-(*PE*-)провідника, установлений на повітряній лінії живлення, якщо відстань між ним і ввідно-розподільним пристроєм електроустановки не перевищує 60 м.

Установлена на фасаді будинку або на опорі ПЛ будь-яка металева шафа з електрообладнанням, яка обслуговується безпосередньо з поверхні землі (наприклад, шафа на вводі в будинок з комутаційно-захисним пристроєм і лічильником електроенергії), повинна бути з'єднананою з *PE*-провідником електроустановки і провідником системи вирівнювання потенціалів, яка виконується шляхом закладання в землю (на глибину 0,5–0,7 м і відстань один метр від шафи) провідника із чорної сталі діаметром, не меншим ніж 10 мм.

У разі асфальтного або бетонного покриття землі закладення в землю провідника для вирівнювання потенціалів можна не виконувати.

1.7.95 Сумарний опір усіх заземлювачів, приєднаних до *PEN*-провідника кожної лінії, у тому числі природних заземлювачів, у будь-яку пору року не повинен перевищувати 5, 10 і 20 Ом відповідно для лінійних напруг 660, 380 і 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В джерела однофазного струму. Опір кожного з повторних заземлювачів має бути не більшим ніж 15, 30 і 60 Ом відповідно для тієї самої напруги (див. також **1.7.96**).

1.7.96 У районах з питомим опором землі $\rho > 100$ Ом • м допускається одночасно збільшувати зазначені в **1.7.92** і **1.7.95** значення опору заземлення в $0{,}01\rho$ разу, але не більше ніж в 10 разів, за винятком мереж, в яких заземлювальний пристрій, до якого приєднано нейтраль джерела живлення, використовують одночасно для електроустановок напругою до і понад 1 кВ. В останньому випадку збільшувати опір можна лише до значення, за якого напруга на заземлювальному пристрої не перевищує допустиму напругу, наведену в табл. 1.7.3.

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРУГОЮ ДО 1 кВ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

1.7.97 Опір заземлювального пристрою R, Ом, який використовують для захисного заземлення відкритих провідних частин в електроустановках з ізольованою нейтраллю, у разі одиничного замикання струмовідної частини на заземлену має відповідати умові:

$$R \le \frac{U_д}{I}, \qquad (1.7.4)$$

де $U_д$ – допустима напруга дотику, значення якої в приміщеннях без підвищеної небезпеки приймають: для електроустановок змінного струму – 50 В, а для електроустановок постійного – 120 В (див. також **1.7.56**);

I – повний струм замикання на землю (на заземлену провідну частину), А.

Виконання зазначеної умови можна не перевіряти, якщо опір заземлювального пристрою R не перевищує:

– 4 Ом в електроустановках змінного струму в разі потужності джерела живлення, більшої ніж 100 кВ • А;

– 10 Ом в електроустановках змінного струму в разі потужності джерела живлення або сумарної потужності паралельно працюючих джерел живлення до 100 кВ • А і у всіх електроустановках постійного струму.

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ІЗОЛЬОВАНОЮ, КОМПЕНСОВАНОЮ АБО (І) ЗАЗЕМЛЕНОЮ ЧЕРЕЗ РЕЗИСТОР НЕЙТРАЛЛЮ

1.7.98 В електроустановках напругою понад 1 кВ електричної мережі з ізольованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю опір заземлювального пристрою R, Ом, у разі проходження розрахункового струму замикання на землю у будь-яку пору року з урахуванням опору природних заземлювачів, має бути:

1) у разі використання заземлювального пристрою одночасно для електроустановок напругою до 1 кВ, в яких *N*-, *PEN*-(*PE*-)провідники виходять за межі цього заземлювального пристрою:

$$R \le \frac{U_д}{I_р}, \qquad (1.7.5)$$

де $U_д$ – допустима напруга на заземлювальному пристрої, В;

$I_р$ – розрахунковий струм замикання на землю, А (**1.7.99**).

Для електроустановок, в яких захист від замикання на землю діє на сигнал, значення $U_д$ приймають 67 В, а для електроустановок, в яких захист діє на автоматичне відключення приєднання із замиканням на землю, $U_д$ визначають залежно від тривалості замикання на землю в електроустановці напругою понад 1 кВ (табл. 1.7.3).

Таблиця 1.7.3 – Залежність допустимої напруги на заземлювальному пристрої, який одночасно використовують для електроустановок до і понад 1 кВ, від тривалості замикання на землю в електроустановках напругою понад 1 кВ з ізольованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю

Допустима напруга на заземлювальному пристрої $R \cdot I_р$, В	Тривалість замикання на землю, с
67	Захист діє на сигнал
70	3
75	2
90	1
100	0,8
110	0,6
140	0,5
200	0,4
330	0,3
460	0,2
500	0,15
560	0,1
670	0,05

За розрахункову тривалість замикання на землю слід приймати суму часу дії захисту і повного часу вимикання вимикача.

У всіх випадках, незалежно від дії захисту в разі замикання на землю в електроустановках напругою понад 1 кВ опір заземлювального пристрою має також відповідати вимогам **1.7.92** і **1.7.97** для електроустановок напругою до 1 кВ.

Якщо умова (1.7.5) не виконується для системи заземлення TN, то нейтральну точку джерела живлення напругою до 1 кВ треба приєднувати до електрично незалежного заземлювача, який треба встановлювати на відстані одного чи двох прогонів ПЛ 0,4 кВ від трансформаторної підстанції. У цьому разі заземлювальний провідник, який з'єднує нейтральну точку джерела живлення з електрично незалежним заземлювачем, а також *N*-, *PEN*-(*PE*-)провідники в межах заземлювального пристрою електроустановки напругою понад 1 кВ повинні мати таку саму ізоляцію відносно землі, як і лінійні провідники установки напругою до 1 кВ. Якщо це з'єднання виконують за допомогою кабелю, то кабель має бути без металевої оболонки і броні.

Якщо умова (1.7.5) не виконується для системи заземлення IT, то *PE*-провідник, до якого приєднують відкриті провідні частини електроустановки споживача електричної енергії, має бути приєднано до заземлювача, електрично незалежного від заземлювача електроустановки напругою понад 1 кВ, або в споживача має бути виконаним захисне вирівнювання потенціалів;

2) у разі використання заземлювального пристрою тільки для електроустановок напругою понад 1 кВ, а також у разі використання його одночасно для електроустановок напругою до 1 кВ, у яких *N*-, *PEN*-(*PE*-)провідники не виходять за межі цього заземлювального пристрою,

$$R \le \frac{250}{I_{\text{р}}}, \tag{1.7.6}$$

але не більше ніж 10 Ом.

Умова (1.7.6) не поширюється на заземлювальні пристрої опор повітряних ліній, опір яких визначають згідно з главою 2.5 цих Правил.

1.7.99 За розрахунковий струм $I_{\text{р}}$ приймають:

а) в електричних мережах з ізольованою нейтраллю – повний струм замикання на землю, не менший ніж зазначено в **1.2.16**;

б) в електричних мережах з компенсованою нейтраллю:

1) для заземлювальних пристроїв, до яких приєднано дугогасні реактори, – струм, який дорівнює номінальному струму цих реакторів;

2) для заземлювальних пристроїв, до яких не приєднано дугогасні реактори, – струм замикання на землю в разі вимикання найпотужнішого з реакторів;

в) в електричних мережах із заземленою через резистор нейтраллю або через дугогасні реактори та резистор струм $I_{\text{р}}$ визначають за формулою:

$$I_{\text{р}} = \sqrt{I_{\text{з}}^2 + \left(\frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{р}}}\right)^2}, \tag{1.7.7}$$

де $U_ф$ – фазна напруга мережі, В;

$I_з$ – струм, прийнятий згідно з переліками 1) або 2), за відсутності резистора, А;

$R_р$ – опір резистора, Ом.

Розрахунковий струм замикання на землю слід визначати для тієї з можливих схем мережі, в якій цей струм має найбільше значення.

1.7.100 Для трансформаторних підстанцій 6–35/0,4 кВ рекомендовано влаштовувати один спільний заземлювальний пристрій, до якого слід приєднувати:

- нейтраль обмоток трансформатора зі сторони напруги до 1 кВ;
- корпус трансформатора;
- металеві оболонки і броню кабелів напругою до 1 кВ;
- металеві оболонки і броню трифазних кабелів напругою понад 1 кВ, а також екрани одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену КЛ понад 1 кВ, якщо це передбачено;
- відкриті провідні частини обладнання напругою до і понад 1 кВ;
- сторонні провідні частини.

У кабельних мережах 6–35 кВ, де екрани і броню кабелів заземлено з обох боків і вони є неперервними між підстанцією живлення і підстанцією 6–35/0,4 кВ, умова (1.7.5) завжди виконується, якщо опір спільного заземлювального пристрою підстанції 6–35/0,4 кВ відповідає вимогам до електроустановок напругою до 1 кВ (**1.7.92** і **1.7.97**).

Якщо підстанція 6–35/0,4 кВ отримує живлення повітряною або кабельною лінією з одножильними кабелями з ізоляцією із зшитого поліетилену, екрани яких заземлено тільки з одного боку, опір спільного заземлювального пристрою потрібно визначати за розрахунковим струмом $I_р$ (**1.7.99**).

1.7.101 У зовнішніх електроустановках напругою понад 1 кВ довкола площі, зайнятої електрообладнанням, на глибині, не меншій ніж 0,5 м, слід прокладати замкнутий горизонтальний заземлювач, до якого приєднують відкриті провідні частини, що заземлюються.

Кінцеві опори ПЛ напругою понад 1 кВ, з'єднані з РП кабельними вставками, які мають металеву оболонку або броню, мають бути охопленими зовнішнім контуром заземлювального пристрою і з'єднаними з ним.

Приєднувати зовнішню огорожу підстанції до заземлювального пристрою не вимагається.

Якщо опір заземлювального пристрою становить понад 10 Ом (згідно з **1.7.113** для землі з питомим опором понад 500 Ом • м), то необхідно додатково здійснювати захисне вирівнювання потенціалів уздовж рядів електрообладнання з боку обслуговування, для чого в землі слід прокладати горизонтальні заземлювачі на глибину 0,5 м і на відстані 0,8–1 м від фундаментів або основ електрообладнання, попередньо приєднавши їх до заземлювального пристрою.

1.7.102 Заземлювальний пристрій електроустановки мережі напругою понад 1 кВ з ізольованою, заземленою через дугогасний реактор або (і) резистор нейтраллю, об'єднаний із заземлювальним пристроєм електроустановки мережі напругою понад 1 кВ з глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю в один загальний заземлювальний пристрій, має задовольняти також вимоги **1.7.103**–**1.7.111**.

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ІЗ ГЛУХОЗАЗЕМЛЕНОЮ АБО ЕФЕКТИВНО ЗАЗЕМЛЕНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

1.7.103 Заземлювальні пристрої електроустановок напругою понад 1 кВ у електричній мережі з глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю слід виконувати з дотриманням вимог або до напруги дотику (**1.7.105**), або до їх опору (**1.7.106**), а також з дотриманням вимог до їх конструктивного виконання (**1.7.107–1.7.109**). При цьому напругу на заземлювальному пристрої необхідно обмежувати відповідно до **1.7.104**.

Вимоги **1.7.103–1.7.109** не поширюються на заземлювальні пристрої опор ПЛ і екранів силових одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену КЛ, опір яких визначають відповідно до глав 2.3 і 2.5 цих Правил.

1.7.104 У разі стікання струму короткого замикання на землю з заземлювального пристрою, який виконують з дотриманням вимог до його опору, напруга на заземлювальному пристрої в усіх випадках не має перевищувати 10 кВ (див. також **1.7.111**). Напруга понад 10 кВ допускається на заземлювальному пристрої, який виконують з дотриманням вимог до напруги дотику і з якого не може виноситись потенціал за межі зовнішньої огорожі електроустановки.

Для напруги на заземлювальному пристрої понад 5 кВ слід передбачати заходи щодо запобігання винесенню небезпечних потенціалів за її межі і захисту ізоляції кабелів зв'язку та телемеханіки, а також ізоляції зовнішньої оболонки екранів силових одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену КЛ, які відходять від електроустановки.

1.7.105 Заземлювальний пристрій, який влаштовують за вимогами до напруги дотику, має забезпечувати в будь-яку пору року значення напруги дотику, що не перевищує наведену в табл. 1.7.4.

Таблиця 1.7.4 – Гранично допустима напруга дотику

Тривалість дії, с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	0,9	Понад 1,0 до 5,0
Напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65

Опір заземлювального пристрою в цьому разі визначають за допустимою напругою на заземлювальному пристрої та за струмом замикання на землю.

Для визначення допустимої напруги дотику за розрахункову тривалість дії слід приймати суму часу дії захисту і повного часу вимикання вимикача. На робочих місцях оперативного обслуговування електричного обладнання, де під час виконання оперативних перемикань може виникнути коротке замикання на конструкції, досяжній для дотику персоналу, який виконує перемикання, треба приймати мінімальний час дії резервного захисту від цього виду пошкодження, а для іншої території – основного захисту.

Поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі для виконання захисного вирівнювання потенціалів необхідно розміщувати з урахуванням вимог обмеження напруги дотику до нормованих значень і зручності приєднання заземлювального обладнання.

Глибина закладання в ґрунті поздовжніх і поперечних горизонтальних штучних заземлювачів має бути не меншою ніж 0,3 м. Для зниження напруги дотику в місцях оперативного обслуговування електричного обладнання може бути виконане підсипання шару щебеню товщиною від 0,1 м до 0,2 м.

У разі поєднання заземлювальних пристроїв електроустановок різних напруг у один спільний заземлювальний пристрій напругу дотику слід визначати як найбільшу з випадків замикання на землю на кожній з цих електроустановок.

1.7.106 Заземлювальний пристрій, який влаштовують за вимогами до його опору, у будь-яку пору року повинен мати опір, не більший ніж 0,5 Ом, з урахуванням опору штучних і природних заземлювачів.

Поздовжні заземлювачі слід прокладати вздовж осей електрообладнання з боку обслуговування на глибині 0,5–0,7 м від поверхні землі і на відстані 0,8–1,0 м від фундаментів або основ устаткування. Допускається збільшувати відстані від фундаментів або основ устаткування до 1,5 м з прокладенням одного заземлювача для двох рядів устаткування, якщо сторони обслуговування повернено одна до одної, а відстань між підвалинами або фундаментами двох рядів не перевищує 3 м.

Поперечні заземлювачі треба прокладати в зручних місцях між устаткуванням на глибині 0,5–0,7 м від поверхні землі. Відстань між ними рекомендовано приймати в бік збільшення від периферії до центру заземлювальної сітки. При цьому перша і наступні відстані, починаючи від периферії, не мають перевищувати відповідно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11; 13,5; 16; 20 м. Розміри чарунок заземлювальної сітки, які прилягають до місць приєднання нейтралей силових трансформаторів і короткозамикачів до заземлювального пристрою, не мають перевищувати 6 м × 6 м.

Горизонтальні заземлювачі необхідно прокладати по краю території, зайнятої заземлювальним пристроєм, так, щоб вони в сукупності утворювали замкнутий контур.

Якщо заземлювальний пристрій знаходиться в межах зовнішньої огорожі електроустановки, то біля входів і в'їздів на її територію слід вирівнювати потенціал, наприклад, шляхом установлення двох вертикальних заземлювачів, приєднаних до зовнішнього горизонтального заземлювача напроти входів і в'їздів. У цьому разі вертикальні заземлювачі мають бути довжиною 3–5 м, а відстань між ними повинна дорівнювати ширині входу чи в'їзду.

1.7.107 У разі влаштування заземлювального пристрою за вимогами до напруги дотику (**1.7.105**) або до його опору (**1.7.106**) додатково необхідно:

– прокладати замкнений горизонтальний заземлювач навколо площі, зайнятої електрообладнанням;

– прокладати поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі та з'єднувати їх між собою в заземлювальну сітку;

– забезпечувати якомога меншу довжину заземлювальних провідників;

– прокладати поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі так, щоб вузол з'єднування їх між собою в заземлювальну сітку був поблизу місць розміщення нейтралей силових трансформаторів і короткозамикачів;

– приєднувати високовольтне обладнання до заземлювача, який забезпечує стікання струму не менше ніж у двох напрямках;

– прокладати заземлювальні провідники, які приєднують обладнання або конструкції до заземлювача, у землі на глибині, не меншій ніж 0,3 м;

– прокладати горизонтальні заземлювачі, які знаходяться поза територією електроустановки, на глибині, не меншій ніж 1 м, а зовнішній контур заземлювального пристрою в разі виходу його за межі електроустановки рекомендовано влаштовувати у вигляді багатокутника з тупими або заокругленими кутами.

1.7.108 Зовнішню огорожу електроустановок не рекомендовано приєднувати до заземлювального пристрою.

Якщо від електроустановки відходять повітряні лінії напругою 110 кВ і вище, то огорожу необхідно заземлювати за допомогою вертикальних заземлювачів довжиною від 2 м до 3 м, установлених біля стояків огорожі по всьому її периметру через кожні 20–50 м. Установлювати такі заземлювачі не потрібно для огорожі з металевими стояками і з тими стояками із залізобетону, арматуру яких електрично з'єднано з металевими ланками огорожі.

Для усунення електричного зв'язку зовнішньої огорожі з заземлювальним пристроєм відстань від огорожі до елементів заземлювального пристрою, розташованих уздовж неї з внутрішнього, зовнішнього або з обох боків, має бути не меншою ніж 2 м. Горизонтальні заземлювачі, труби і кабелі з металевою оболонкою або бронею та інші металеві комунікації, які виходять за межі огорожі, слід прокладати посередині між стояками огорожі на глибині, не меншій ніж 0,5 м. У місцях прилягання зовнішньої огорожі до будівель і споруд, а також у місцях прилягання до зовнішньої огорожі внутрішніх металевих огорож, необхідно влаштовувати цегляні або дерев'яні вставки довжиною, не меншою ніж 1 м.

Живлення електроприймачів, установлених на зовнішній огорожі, необхідно здійснювати від розділових трансформаторів (згідно з **1.7.111**). Розділові трансформатори не допускається установлювати на огорожі. Лінію, яка з'єднує вторинну обмотку розділового трансформатора з електроприймачем, установленим на огорожі, необхідно ізолювати від землі на розрахункову напругу на заземлювальному пристрої.

1.7.109 Якщо здійснити хоча б один із зазначених у **1.7.108** заходів неможливо, то металеві частини огорожі необхідно приєднувати до заземлювального пристрою і виконувати захисне вирівнювання потенціалів так, щоб напруга дотику із зовнішнього і внутрішнього боків огорожі не перевищувала допустимих значень. У разі влаштування заземлювального пристрою за допустимим опором необхідно прокласти горизонтальний заземлювач із зовнішнього боку огорожі на відстані 1 м від неї і на глибині 1 м. Цей заземлювач необхідно приєднувати до заземлювального пристрою не менше ніж у чотирьох точках.

1.7.110 Якщо заземлювальний пристрій будь-якої іншої електроустановки з'єднано з заземлювачем електроустановки напругою понад 1 кВ електричної мережі із глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю кабелем з металевою оболонкою чи бронею, а також з іншими металічними зв'язками, то для вирівнювання потенціалів навколо такої електроустановки або будівлі, в якій її розташовано, необхідно застосовувати один з таких заходів:

а) прокласти в землі на глибині 1 м і на відстані 1 м від фундаменту будівлі або периметра території, яку зайнято устаткуванням, заземлювач, з'єднаний із системою зрівнювання потенціалів цієї території, а на вході і на в'їзді на територію будівлі – провідники на відстані 1 і 2 м від заземлювача на глибині 1 і 1,5 м відповідно і з'єднати ці провідники із заземлювачем;

б) використати залізобетонні фундаменти як заземлювачі відповідно до **1.7.115**, якщо при цьому забезпечується допустимий рівень вирівнювання потенціалів. Забезпечувати умови захисного вирівнювання потенціалів за допомогою залізобетонних фундаментів, які використовують як заземлювачі, необхідно згідно з ГОСТ 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление».

Дотримуватися заходів, зазначених у підпунктах а) і б), не обов'язково, якщо навколо будівлі є асфальтове покриття, у тому числі на входах і на в'їздах. Якщо біля якого-небудь входу (в'їзду) покриття відсутнє, то біля цього входу (в'їзду) слід здійснювати захисне вирівнювання потенціалів шляхом укладання двох провідників, як зазначено в підпункті а), або дотримуватися заходу за підпунктом б). В усіх випадках необхідно дотримуватися вимог згідно з **1.7.111**.

1.7.111 З метою уникнення винесення потенціалу не допускається здійснювати живлення електроприймачів, що знаходяться за межами заземлювальних пристроїв електроустановки напругою понад 1 кВ електричної мережі з глухозаземленою нейтраллю, від трансформатора з заземленою нейтраллю з боку напруги до 1 кВ, який знаходиться в межах контуру заземлювального пристрою електроустановки напругою понад 1 кВ.

За необхідності живлення таких електроприймачів можна здійснювати від трансформатора з ізольованою нейтраллю на боці напруги до 1 кВ повітряною лінією або кабельною лінією з кабелем без металевої оболонки і броні. У цьому разі напруга на заземлювальному пристрої не має перевищувати напругу спрацьовування пробивного запобіжника, установленого з боку нижчої напруги трансформатора з ізольованою нейтраллю.

Живлення таких електроприймачів можливе також від розділового трансформатора. Розділовий трансформатор і лінія від його вторинної обмотки до електроприймача, якщо вона проходить територією, зайнятою заземлювальним пристроєм електроустановки напругою понад 1 кВ, мають бути ізольованими від землі на розрахункове значення напруги на заземлювальному пристрої.

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ В МІСЦЕВОСТЯХ З ПИТОМИМ ОПОРОМ ЗЕМЛІ ПОНАД 500 Ом · м

1.7.112 У разі спорудження штучних заземлювачів на території електроустановки в місцевостях з питомим опором землі понад 500 Ом · м рекомендовано вживати таких заходів:

– улаштування вертикальних заземлювачів збільшеної довжини, якщо з глибиною питомий опір землі зменшується, а природні заглиблені заземлювачі (наприклад, свердловини з обсадними металевими трубами) відсутні;

– улаштування виносних заземлювачів, якщо поблизу електроустановки є місця з меншим питомим опором землі;

– застосування штучного оброблення ґрунту з метою зниження його питомого опору, якщо інші заходи не можуть бути застосованими або не дають необхідного ефекту.

1.7.113 Для електроустановок з ізольованою нейтраллю напругою до 1 кВ та понад 1 кВ, якщо заходи, передбачені **1.7.112**, не дають змоги отримати відповідних за економічними показниками заземлювачів, то встановлені згідно з цією

главою значення опорів заземлювальних пристроїв допускається збільшувати у 0,002ρ разу, але не більше ніж у 10 разів. Збільшення встановлених цією главою опорів має бути таким, щоб напруга на заземлювальному пристрої не перевищувала допустиму, наведену в **1.7.97** і **1.7.98**.

1.7.114 Заземлювальні пристрої електроустановок напругою понад 1 кВ із глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю слід, як правило, влаштовувати за вимогами до напруги дотику (**1.7.105**). За наявності природних заземлювачів з малим опором допускається здійснювати їх за нормами до опору.

У скельних структурах допускається прокладати горизонтальні заземлювачі на меншій глибині, ніж вимагається згідно з **1.7.105–1.7.108**, але не меншій ніж 0,15 м. Крім того, допускається не влаштовувати вертикальних заземлювачів згідно з **1.7.106** на входах і на в'їздах.

ЗАЗЕМЛЮВАЧІ

1.7.115 Як природні заземлювачі можна використовувати:

– металеві і залізобетонні конструкції будівель і споруд, які перебувають у контакті з землею, у тому числі залізобетонні фундаменти в неагресивних, слабоагресивних і середньоагресивних середовищах;

– підземні частини залізобетонних і металевих опор повітряних ліній електропередавання, у тому числі фундаменти опор, за відсутності гідроізоляції залізобетону полімерними матеріалами;

– металеві трубопроводи, прокладені в землі (крім трубопроводів, зазначених у **1.7.116**);

– інші провідні частини, які є придатними для цілей заземлення і не можуть бути навіть тимчасово демонтованими (повністю або частково) без відома персоналу, який експлуатує електроустановку (обсадні труби бурових свердловин, металеві шпунти гідротехнічних споруд, закладні частини затворів тощо);

– заземлювачі опор повітряних ліній електропередавання, з'єднані з заземлювальним пристроєм електроустановки за допомогою грозозахисного троса, якщо трос не ізольовано від опор лінії;

– заземлювачі опор повітряних ліній електропередавання напругою до 1 кВ, з'єднані *PEN*-провідником із заземлювальним пристроєм джерела живлення за кількості ліній, не меншої двох;

– рейки магістральних неелектрифікованих залізниць і під'їзних колій за наявності перемичок між рейками.

1.7.116 Не допускається використовувати як природні заземлювачі діючі трубопроводи горючих рідин, горючих або вибухонебезпечних газів і сумішей. Не слід також використовувати як природні заземлювачі труби каналізації, опалення та водопроводу. Проте ці вимоги не виключають необхідності приєднання цих трубопроводів і труб в електроустановках напругою до 1 кВ до основної системи зрівнювання потенціалів. Не слід також використовувати як природні заземлювачі залізобетонні конструкції будівель і споруд з попередньо напруженою арматурою, проте це обмеження не поширюється на опори повітряних ліній електропередавання і опорні конструкції відкритих розподільних пристроїв.

Можливість використання природних заземлювачів за умовою густини струму, який протікає по них, необхідність зварювання арматурних стержнів залізобе-

тонних фундаментів та інших будівельних конструкцій, приварювання анкерних болтів до арматурних стержнів залізобетонних фундаментів, а також можливість використання фундаментів у сильноагресивних середовищах мають визначатися за допомогою розрахунків.

1.7.117 Штучні заземлювачі можуть бути з чорної сталі без покриття або з покриттям, з нержавіючої сталі і мідними. Штучні заземлювачі не слід фарбувати.

Матеріал, який використовують для заземлювачів і заземлювальних провідників, має бути електрохімічно сумісним з матеріалом з'єднувальних і контактних елементів.

Мінімальні розміри заземлювачів і заземлювальних провідників, прокладених у землі, мають відповідати розмірам, зазначеним у табл. 1.7.5.

Заземлювачі з чорної сталі, як правило, не слід використовувати в сильноагресивному середовищі. У цьому випадку рекомендовано застосовувати мідні заземлювачі або заземлювачі із сталі з мідним гальванічним покриттям. У разі використання заземлювачів з чорної сталі без покриття в середньоагресивному середовищі їх розміри порівняно з поданими в табл. 1.7.5 рекомендовано збільшувати з урахуванням розрахункового терміну служби заземлювального пристрою.

Таблиця 1.7.5 – Мінімальні розміри заземлювачів і заземлювальних провідників, прокладених у землі

Матеріал	Характеристика зовнішньої поверхні	Тип заземлювачів	Мінімальні розміри			
			Діаметр, мм	Переріз, мм^2	Товщина стінки, мм	Товщина покриття, мкм
Сталь чорна	Без покриття	Для вертикальних заземлювачів:				
		круглий	16	–	–	–
		Для горизонтальних заземлювачів:				
		круглий	10	–	–	–
		прямокутна штаба	–	100	4	–
		профіль	–	100	4	–
Сталь з покриттям	Гаряче-оцинковане покриття	Для вертикальних заземлювачів:				
		круглий	16	–	–	70
		Для горизонтальних заземлювачів:				
		круглий	10	–	–	50
		прямокутна штаба	–	90	3	70
		профіль	–	90	3	70

Кінець таблиці 1.7.5

Матеріал	Характеристика зовнішньої поверхні	Тип заземлювачів	Мінімальні розміри			
			Діаметр, мм	Переріз, мм^2	Товщина стінки, мм	Товщина покриття, мкм
	Гальванічне мідне покриття	Для вертикальних заземлювачів: круглий	14	–	–	250
		Для горизонтальних заземлювачів: круглий	10	–	–	250
Нержавіюча сталь	Без покриття	Так само, як для сталі з гарячеоцинкованим покриттям				
Мідь	Без покриття	Круглий	12	–	–	–
		Прямокутна штаба	–	50	2	–
		Труба	20	–	2	–
		Канат багатодротовий	1,8 для кожного з дротів	35	–	–

1.7.118 Переріз горизонтальних заземлювачів для електроустановок напругою понад 1 кВ необхідно вибирати за умови термічної стійкості і допустимої температури нагрівання 400 °С (короткочасне нагрівання, яке відповідає повному часу дії основного захисту і вимкнення вимикача). За розрахунковий приймають струм однофазного замикання на землю в електроустановках із глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю і струм двофазного замикання на землю в електроустановках з ізольованою, компенсованою або заземленою через резистор нейтраллю.

1.7.119 Траншеї для горизонтальних заземлювачів необхідно заповнювати однорідним ґрунтом, який не містить у собі щебеню і будівельного сміття.

Не слід розташовувати заземлювачі в місцях, де земля підсушується штучним нагріванням, наприклад, поблизу трубопроводів.

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРОВІДНИКИ

1.7.120 Переріз заземлювальних провідників залежно від напруги електроустановки і режиму нейтралі має відповідати вимогам згідно з **1.7.121–1.7.123.**

Якщо заземлювальний провідник прокладають у землі, то його мінімальні розміри залежно від матеріалу, з якого його виготовлено, має відповідати розмірам згідно з табл. 1.7.5.

Прокладати в землі алюмінієві заземлювальні провідники не допускається, а також не допускається використовувати як заземлювальні провідники відкриті провідні частини кабельних споруд.

Заземлювальні провідники необхідно захищати від корозії одним з існуючих способів, наприклад, шляхом фарбування в слабоагресивних ґрунтах, а в середньота сильноагресивних ґрунтах додатково на переході ґрунт – повітря рекомендовано встановлювати термоусаджувальну трубку довжиною, не меншою ніж 0,6 м (0,3 м під землею та 0,3 м – над землею).

1.7.121 В електроустановках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю переріз заземлювальних провідників, які з'єднують струмовідну частину джерела живлення з заземлювачем, має відповідати вимогам **1.7.137** до захисних провідників. Переріз заземлювальних провідників повторних заземлень, а також у системах заземлення ТТ і ІТ, які з'єднують заземлювач із *PE*-шиною або ГЗШ, визначають за максимальним струмом, який може протікати через заземлювач за час спрацьовування *захисного пристрою*.

В усіх випадках мінімальний переріз заземлювального провідника має бути не меншим ніж 6 мм^2 – для міді, 16 мм^2 – для алюмінію і 50 мм^2 – для сталі.

Переріз заземлювального провідника, який з'єднує заземлювач робочого (функціонального) заземлення з ГЗШ, має відповідати вимогам стандартів і інструкцій виробника обладнання щодо влаштування *його заземлення* та бути *не меншим ніж* 10 мм^2 – для міді, 16 мм^2 – для алюмінію, 75 мм^2 –для сталі.

Переріз заземлювальних провідників повітряних ліній електропередавання напругою до 1 кВ слід приймати відповідно до вимог глави 2.4 цих Правил.

1.7.122 В електроустановках напругою понад 1 кВ електричної мережі з ізольованою, компенсованою або заземленою через резистор нейтраллю провідність заземлювальних провідників має становити не менше 1/3 провідності фазних провідників. Як правило, не вимагається застосовувати мідні провідники перерізом понад 25 мм^2, алюмінієві – перерізом понад 35 мм^2, сталеві – перерізом понад 120 мм^2.

1.7.123 В електроустановках напругою понад 1 кВ з глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю переріз заземлювальних провідників необхідно вибирати таким чином, щоб у разі протікання через них найбільшого струму однофазного замикання на землю температура заземлювальних провідників не перевищувала 400 °С (короткочасне нагрівання, яке відповідає повному часу дії основного захисту і вимкнення вимикача).

1.7.124 Для вимірювання опору заземлювального пристрою необхідно в зручному місці передбачати можливість від'єднання заземлювального провідника. Від'єднання заземлювального провідника повинне бути можливим тільки за допомогою інструмента. В електроустановках напругою до 1 кВ таким місцем, як правило, є ГЗШ.

1.7.125 У місці введення в будівлю або споруду заземлювального провідника, який не входить до складу кабелю живлення, треба наносити знак  .

ГОЛОВНА ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНА ШИНА (ГЗШ)

1.7.126 У кожній електроустановці напругою до 1 кВ, в якій виконують основну систему зрівнювання потенціалів, необхідно передбачати влаштування ГЗШ.

1.7.127 Якщо будівля має кілька окремих вводів, то ГЗШ потрібно влаштовувати для кожного ввідного пристрою. За наявності вбудованих трансформаторних підстанцій ГЗШ необхідно влаштовувати для кожної з них.

1.7.128 Матеріал і конструкція ГЗШ повинні забезпечувати її механічну міцність, термічну і корозійну стійкість, зручність приєднання до неї провідників.

ГЗШ слід виготовляти з міді, латуні; допускається виготовляти її зі сталі. Застосовувати алюмінієві ГЗШ не допускається.

Переріз ГЗШ має забезпечувати її провідність, не меншу, ніж провідність того з безпосередньо приєднаних до неї провідників, у якого провідність має найбільше значення.

1.7.129 Конструкція ГЗШ має передбачати можливість індивідуального приєднання і від'єднання провідників.

Приєднання і від'єднання провідників повинне бути можливим тільки за допомогою інструмента.

1.7.130 ГЗШ можна розташовувати всередині ввідного пристрою електроустановки напругою до 1 кВ або влаштовувати окремо біля нього в місці, доступному і зручному для обслуговування. Як ГЗШ можна використовувати *PE*-шину ввідного пристрою.

У місцях, доступних особам, які не експлуатують електроустановку, влаштовувати окрему ГЗШ не рекомендовано. Якщо уникнути цього неможливо, то окрему ГЗШ слід розташовувати в шафі з дверцями, які зачиняються на ключ. У місцях, доступних тільки виробничому (електротехнічному) персоналу (наприклад, в електроприміщеннях), окрему ГЗШ можна встановлювати відкрито.

ЗАХИСНІ ПРОВІДНИКИ (*PE*-ПРОВІДНИКИ)

1.7.131 Як захисні провідники в електроустановках напругою до 1 кВ можна використовувати:

а) спеціально передбачені для цього провідники:

1) жили багатожильних кабелів і проводів;

2) ізольовані або неізольовані провідники, прокладені в огороджувальній конструкції (трубі, коробі, лотку) спільно з фазними провідниками лінії живлення;

3) стаціонарно прокладені ізольовані або неізольовані провідники;

б) відкриті провідні частини:

1) металеві оболонки і екрани кабелів і проводів;

2) металеві оболонки і опорні конструкції комплектних пристроїв і шинопроводів, які входять до складу електроустановки напругою до 1 кВ;

3) металеві короби і лотки електропроводок, якщо їх конструкція допускає таке використання і це зазначено в документації виробника;

4) металеві труби електропроводок;

в) деякі сторонні провідні частини:

1) металеві конструкції будівель і споруд (ферми, колони тощо);

2) сталеву арматуру залізобетонних будівельних конструкцій будівель і споруд;

3) металеві конструкції виробничого призначення (підкранові рейки, галереї, площадки, шахти ліфтів і підйомників, обрамлення каналів тощо).

Провідники, спеціально передбачені як захисні, не можна використовувати з іншою метою.

1.7.132 Використовувати відкриті і сторонні провідні частини, зазначені в **1.7.131**, як захисні провідники допускається в разі, якщо вони відповідають вимогам цієї глави до провідності електричного кола.

Відкриті і сторонні провідні частини можна використовувати як захисні провідники в разі, якщо вони, крім того, одночасно відповідають таким вимогам:

– неперервність електричного кола забезпечується їх конструкцією або відповідними з'єднаннями, захищеними від механічних, хімічних і електрохімічних пошкоджень;

– їх демонтаж *неможливий* без відома виробничого (електротехнічного) персоналу, який експлуатує електроустановку.

1.7.133 Не допускається використовувати як захисні провідники такі провідні частини:

– труби газопостачання та інші трубопроводи горючих або вибухонебезпечних речовин і сумішей;

– труби водопостачання, каналізації та центрального опалення;

– несучі троси для тросової проводки;

– свинцеві оболонки кабелів і проводів (див. примітку);

– конструктивні частини, які можуть зазнавати механічного пошкодження в нормальних умовах експлуатації;

– металеві оболонки ізоляційних трубок і трубчастих проводів, металорукави тощо.

Примітка. Використання свинцевих оболонок кабелів як захисних провідників є можливим у разі, якщо воно буде обґрунтоване відповідними розрахунками.

1.7.134 *PE*-провідник, якщо він входить до складу лінії (кабелю, проводу), що живить обладнання, не допускається використовувати для виконання функцій *PE*-провідника електрообладнання, яке отримує живлення від іншої лінії. Також не допускається використовувати відкриті провідні частини електрообладнання як *PE*-провідники для іншого обладнання. Винятком є оболонки і опорні конструкції комплектних пристроїв і комплектних шинопроводів, якщо є можливість приєднання до них захисних провідників у потрібному місці.

1.7.135 Ізоляція захисних провідників не вимагається. Проте в місцях, де можливе пошкодження ізоляції фазних провідників через іскріння між неізольованим захисним провідником і металевою оболонкою або конструкцією, в якій прокладено захисний і фазні провідники (наприклад, у разі прокладання провідників у трубах, коробах, лотках) захисні провідники повинні мати ізоляцію, рівноцінну з фазними провідниками.

1.7.136 *PE*-провідники необхідно, як правило, прокладати в спільній оболонці з фазними провідниками або поряд з ними.

Ця вимога є обов'язковою, якщо для захисту від ураження електричним струмом використовують пристрої захисту від надструму.

1.7.137 Мінімальний переріз *PE*-провідників має відповідати значенням, наведеним у табл. 1.7.6.

Переріз провідників у табл. 1.7.6 наведено для випадку, коли їх виготовлено з того самого матеріалу, що й фазні. Переріз провідників з іншого матеріалу за провідністю повинен бути еквівалентним зазначеному в табл. 1.7.6.

Таблиця 1.7.6 – Мінімальний переріз *PE*-провідників, які є жилою кабелю або ізольованого проводу живлення

Переріз фазних провідників, мм²	Мінімальний переріз захисних провідників, мм²
$S \le 16$	S
$16 < S \le 35$	16
$S > 35$	$S/2$

Мінімальний переріз *PE*-провідника, який є жилою кабелю (проводу) з перерізом фазних жил 150 мм², допускається приймати 70 мм².

1.7.138 Переріз *PE*-провідника має також бути не меншим від мінімального значення, яке визначають за формулою:

$$S = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{K}, \qquad (1.7.8)$$

де S – мінімальний переріз *PE*-провідника, мм²;

I – струм короткого замикання, який забезпечує час вимикання пошкодженого кола захисним апаратом відповідно до табл. 1.7.1 або час, не більший ніж 5 с відповідно до **1.7.82**, А;

t – час спрацьовування захисного пристрою, с;

K – коефіцієнт, значення якого залежить від матеріалу *PE*-провідника, його ізоляції, початкової та кінцевої температур. Значення K для *PE*-провідників за різних умов наведено в табл. 1.7.7–1.7.11.

Якщо в результаті розрахунку отримано нестандартний переріз, то як мінімальний переріз *PE*-провідника необхідно приймати його найближче більше стандартне значення.

Таблиця 1.7.7 – Значення коефіцієнта K для ізольованих *PE*-провідників, які не входять до складу кабелів (проводів) живлення і які не прокладено в джгуті з іншими кабелями (проводами)

Ізоляція провідника (у дужках зазначено тривало допустиму температуру ізоляції)	Температура, °С		Матеріал провідника		
			Мідь	Алюміній	Сталь
	початкова	кінцева	Значення коефіцієнта K		
Полівінілхлорид (70 °С)	30	160(140)	143(133)	95(88)	52(49)
Полівінілхлорид (90 °С)	30	160(140)	143(133)	95(88)	52(49)
Зшитий поліетилен, етилен-пропіленова гума (90 °С)	30	250	176	116	64
Гума (60 °С)	30	200	159	105	58
Гума (85 °С)	30	220	166	110	60
Силіконова гума	30	350	201	133	73
Примітка. Значення кінцевої температури і коефіцієнта K, зазначеного в дужках, використовують для провідників, переріз яких перевищує 300 мм².					

Таблиця 1.7.8 – Значення коефіцієнта *K* для неізольованих *PE*-провідників, які перебувають у контакті з покриттям кабелю (ізольованого проводу) і які не прокладено в джгуті з іншими кабелями (ізольованими проводами)

Ізоляційне покриття кабелю або проводу	Температура, °С		Матеріал провідника		
			Мідь	Алюміній	Сталь
	початкова	кінцева	Значення коефіцієнта *K*		
Полівінілхлорид	30	200	159	105	58
Поліетилен	30	150	138	91	50
Бутилова гума	30	220	166	110	60

Таблиця 1.7.9 – Значення коефіцієнта *K* для *PE*-провідників, які входять до складу кабелів (ізольованих проводів) живлення або які прокладено в джгуті з іншими кабелями (ізольованими проводами)

Ізоляція провідника (у дужках зазначено тривало допустиму температуру ізоляції)	Температура, °С		Матеріал провідника		
			Мідь	Алюміній	Сталь
	початкова	кінцева	Значення коефіцієнта *K*		
Полівінілхлорид (70 °С)	70	160(140)	115(103)	76(68)	42(37)
Полівінілхлорид (90 °С)	90	160(140)	100(86)	66(57)	36(31)
Зшитий поліетилен, етилен-пропіленова гума (90 °С)	90	250	143	94	52
Гума (60 °С)	60	200	141	93	51
Гума (85 °С)	85	220	134	89	48
Силіконова гума	180	350	132	87	47

Примітка. Значення кінцевої температури і коефіцієнта *K*, зазначеного в дужках, використовують для провідників, переріз яких перевищує 300 мм^2.

Таблиця 1.7.10 – Значення коефіцієнта *K* у разі використання як *PE*-провідника металевої оболонки або екрану кабелю живлення

Ізоляція кабелю або проводу (у дужках зазначено тривало допустиму температуру ізоляції)	Температура, °С		Матеріал провідника		
			Мідь	Алюміній	Свинець
	початкова	кінцева	Значення коефіцієнта *K*		
Полівінілхлорид (70 °С)	60	200	141	93	51
Полівінілхлорид (90 °С)	80	200	128	85	46
Зшитий поліетилен, етилен-пропіленова гума (90 °С)	80	200	128	85	46
Гума (60 °С)	55	200	144	95	52
Гума (85 °С)	75	220	140	93	51

Таблиця 1.7.11 – Значення коефіцієнта *K* для неізольованих *PE*-провідників у разі, якщо вказані температури не є небезпечними для матеріалів, що знаходяться поблизу цих провідників (початкова температура провідника – 30 °С)

Умови експлуатації провідників	Матеріал провідника					
	Мідь		Алюміній		Сталь	
	K	Максимальна температура, °С	*K*	Максимальна температура, °С	*K*	Максимальна температура, °С
Прокладені відкрито і в спеціально відведених місцях	228	500*	125	300*	82	500*
Звичайні	159	200	105	200	58	200
Пожежонебезпечні	138	150	91	150	50	150
* Зазначені температури допускаються, якщо вони не погіршують якості з'єднання.						

1.7.139 Переріз мідних *PE*-провідників, які не входять до складу кабелів або проводів живлення і які прокладено не в загальній огороджувальній конструкції (трубі, коробі, лотку) з фазними провідниками, в усіх випадках повинен бути не меншим ніж:

– 2,5 мм^2 – за наявності механічного захисту;

– 4 мм^2 – за відсутності механічного захисту.

Переріз окремо прокладених алюмінієвих *PE*-провідників повинен бути не меншим за 16 мм^2.

1.7.140 Якщо *PE*-провідник є спільним для двох або більше кіл, то його мінімальний переріз треба визначати з урахуванням:

– провідності фазних провідників того кола, в якому вона є найбільшою;

– найбільшого значення добутку $I^2 \cdot t$ в цих колах.

1.7.141 Захисні провідники допускається прокладати в землі, у підлозі, по краю фундаментів технологічних установок тощо. Не допускається прокладати в землі неізольовані алюмінієві захисні провідники.

1.7.142 У сухих приміщеннях без агресивного середовища захисні провідники можна прокладати безпосередньо по стінах. У вологих, сирих і особливо сирих приміщеннях, а також у приміщеннях з агресивним середовищем захисні провідники необхідно прокладати на відстані від стін, не меншій ніж 10 мм.

1.7.143 Неізольовані захисні провідники слід захищати від корозії.

У місцях перетину їх з кабелями, трубопроводами тощо, а також у місцях їх введення в будівлі, переходу крізь стіни і перекриття вони повинні бути захищеними від механічних пошкоджень.

У місцях перетину температурних і осадових швів треба передбачати компенсацію їх довжини.

1.7.144 Захисні провідники повинні мати кольорове позначення у вигляді поздовжніх або поперечних жовтих і зелених смуг однакової ширини відповідно до **1.1.29**.

PEN-ПРОВІДНИКИ

1.7.145 У стаціонарних електроустановках з типом заземлення системи TN функцію захисного (*PE*-) і нейтрального (*N*-) провідників можна поєднувати в одному *PEN*-провіднику, якщо його переріз є не меншим ніж 10 мм^2 – для мідних і 16 мм^2 – для алюмінієвих провідників, а частину електроустановки, яку розглядають, не захищено ПЗВ.

1.7.146 Спеціально передбачені *PEN*-провідники мають відповідати вимогам **1.7.137** до перерізу *PE*-провідників, **1.3.6** – до провідності *N*-провідника, а також **1.1.29** – до його кольорового позначення.

PEN-провідники повинні мати ізоляцію, рівноцінну з ізоляцією фазних провідників.

Ізолювати *PEN*-шини в комплектних розподільних пристроях не вимагається.

Не допускається використовувати сторонні провідні частини як єдиний *PEN*-провідник.

1.7.147 Якщо, починаючи з якої-небудь точки електроустановки, *PEN*-провідник поділено на *N*- і *PE*-провідники, то об'єднувати ці провідники, а також приєднувати *N*-провідник до заземлених частин за цією точкою по ходу розподілу енергії не дозволено. У точці поділу провідників необхідно передбачати окремі затискачі або шини для *N*- і *PE*-провідників. *PEN*-провідник необхідно приєднувати до затискача (шини) захисного провідника.

ПРОВІДНИКИ СИСТЕМИ ЗРІВНЮВАННЯ ПОТЕНЦІАЛІВ

1.7.148 Для влаштування систем зрівнювання потенціалів можна використовувати сторонні і відкриті провідні частини електроустановок, зазначені в **1.7.131**, або спеціально прокладені провідники чи їх сполучення.

1.7.149 Переріз провідників основної системи зрівнювання потенціалів має бути не меншим ніж:

- 6 мм^2 для міді,
- 16 мм^2 для алюмінію,
- 50 мм^2 для сталі.

1.7.150 Переріз провідників додаткової системи зрівнювання потенціалів має забезпечувати провідність, не меншу ніж:

- у разі з'єднання двох відкритих провідних частин – провідність найменшого із захисних провідників, приєднаних до цих частин;
- у разі з'єднання відкритої і сторонньої провідних частин – половина провідності захисного провідника, приєднаного до відкритої провідної частини.

Переріз провідників додаткової системи зрівнювання потенціалів має також відповідати вимогам **1.7.139**.

З'ЄДНАННЯ І ПРИЄДНАННЯ ЗАХИСНИХ ПРОВІДНИКІВ

1.7.151 З'єднання і приєднання заземлювальних провідників, *PE*-провідників і провідників системи зрівнювання і вирівнювання потенціалів повинні забезпечувати неперервність електричного кола. З'єднання сталевих провідників рекомендовано здійснювати зварюванням. У приміщеннях і зовнішніх електроустановках без агресивного середовища допускається з'єднувати заземлювальні і захисні про-

відники іншими способами, які забезпечують вимоги ГОСТ 10434-82 «Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования» до з'єднань класу 2.

У разі влаштування заземлювальних пристроїв з використанням штучних мідних заземлювачів або заземлювачів із чорної сталі з покриттям для з'єднання заземлювачів між собою і приєднання до них заземлювальних провідників можна застосовувати спеціальні різьбові з'єднання, виготовлені за технічними умовами, узгодженими в установленому порядку, або такі, що мають сертифікат відповідності.

З'єднання слід захищати від корозії і механічного пошкодження. Для болтових з'єднань необхідно забезпечувати заходи проти ослаблення контакту. У разі з'єднання провідників з різних матеріалів слід передбачати заходи проти можливої електролітичної корозії.

1.7.152 З'єднання мають бути доступними для огляду і виконання випробувань, за винятком з'єднань:

– заповнених компаундом або герметичних;

– які знаходяться в підлозі, стінах, перекриттях, землі тощо;

– які є частиною обладнання і виконані відповідно до стандартів або технічних умов на це обладнання.

1.7.153 Приєднання заземлювальних провідників, *PE*-провідників і провідників зрівнювання потенціалів до відкритих провідних частин необхідно виконувати шляхом зварювання або болтового з'єднання.

У разі використання природних заземлювачів для заземлення електроустановок і сторонніх провідних частин як *PE*-провідників і провідників зрівнювання потенціалів контактні з'єднання необхідно здійснювати методами, передбаченими ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление».

З'єднання захисних провідників електропроводок і повітряних ліній необхідно здійснювати такими самими методами, що й з'єднання фазних провідників.

1.7.154 Захисні провідники, приєднані до обладнання, яке підлягає частому демонтажу чи встановлене на рухомих частинах або зазнає тряски і вібрації, мають бути гнучкими.

1.7.155 Місця і способи приєднання заземлювальних провідників до протяжних природних заземлювачів, наприклад, до трубопроводів, слід вибирати такими, щоб у разі роз'єднування заземлювачів для ремонтних робіт очікувана напруга дотику і розрахункове значення опору заземлювального пристрою не перевищували безпечних значень.

1.7.156 У разі виконання контролю неперервності кола заземлення не допускається вмикати котушки пристроїв, призначених для здійснення цього контролю, послідовно (у розсічку) з захисними провідниками.

1.7.157 Не допускається вмикати комутаційні апарати в кола *PE*- і *PEN*-провідників, за винятком випадку живлення електроприймачів за допомогою штепсельних з'єднань.

Допускається одночасно вимикати всі провідники на вводі в електроустановки індивідуальних житлових, дачних будинків і аналогічних до них об'єктів, які живляться однофазними відгалуженнями від повітряної лінії. У цьому разі поділ *PEN*-провідника на *PE*- і *N*-провідники необхідно здійснювати до вводного захисно-комутаційного апарата.

1.7.158 Якщо *PE*-провідники можуть бути роз'єднаними за допомогою такого самого штепсельного з'єднувача, що й фазніпровідники, то розетка і вилка штепсельного з'єднувача повиннімати спеціальні захисні контакти для приєднання до них *PE*-провідників.

Якщо корпус штепсельної розетки металевий, то його необхідно приєднувати до захисного контакту цієї розетки.

1.7.159 Приєднувати кожну відкриту провідну частину електроустановки до *PE*-провідника або до захисного заземлення потрібно за допомогою окремих відгалужень. Послідовно включати в *PE*-провідник або заземлювальний провідник відкриті провідні частини не допускається.

Приєднувати сторонні провідні частини до основної системи зрівнювання потенціалів потрібно також за допомогою окремих відгалужень.

Приєднувати відкриті і сторонні провідні частини до додаткової системи зрівнювання потенціалів можна за допомогою як окремих відгалужень, так і за допомогою одного спільного нероз'ємного провідника.

ПЕРЕНОСНІ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІ

1.7.160 До переносних електроприймачів відносяться електроприймачі, які можуть у процесі їх експлуатації перебувати в руках людини (ручний електроінструмент, побутові електроприлади тощо).

1.7.161 Живлення переносних електроприймачів змінного струму слід виконувати від мережі напругою, не вищою ніж 380/220 В.

Залежно від категорії приміщення за рівнем небезпеки ураження людей електричним струмом для захисту в разі непрямого дотику в колах, які живлять переносні електроприймачі, можна застосовувати автоматичне вимкнення живлення, захисне електричне відокремлення, наднизьку напругу і подвійну ізоляцію переносних електроприймачів.

1.7.162 У разі застосування автоматичного вимкнення живлення металеві корпуси переносних електроприймачів, за винятком електроприймачів з подвійною ізоляцією, слід приєднувати до *PE*-провідника відповідно до особливостей типу заземлення системи.

Для цього необхідно передбачати додатковий провідник, розташований в одній оболонці з фазними провідниками (третя жила кабелю або проводу – для електроприймачів однофазного і постійного струму, четверта або п'ята жила – для електроприймачів трифазного струму), який приєднують до корпусу електроприймача та захисного контакту вилки штепсельного з'єднувача.

Цей провідник має бути мідним, гнучким, а його переріз – дорівнювати перерізу фазних провідників. Використовувати з цією метою нейтральний провідник, навіть розташований у спільній оболонці з фазними провідниками, не допускається.

1.7.163 Допускається застосовувати стаціонарні та окремі переносні *PE*-провідники і провідники зрівнювання потенціалів для переносних електроприймачів випробувальних лабораторій і експериментальних установок, переміщування яких під час їхньої роботи не передбачене. При цьому стаціонарні провідники мають задовольняти вимоги **1.7.131–1.7.144**, а переносні провідники повинні бути мідними, гнучкими і мати переріз, не менший за переріз фазних провідників. У разі прокладання таких провідників не в складі спільного з

фазними провідниками кабелю їх переріз має бути не меншим від зазначеного в **1.7.139**.

1.7.164 Штепсельні розетки з робочим струмом до 32 А, до яких можливе приєднання переносних електроприймачів, які перебувають в приміщеннях з підвищеною небезпекою або особливо небезпечних, у тому числі на місцевості просто неба, мають бути захищеними ПЗВ з номінальним диференційним струмом, не більшим за 30 мА. Допускається застосовувати переносні електроприймачі, обладнані ПЗВ-вилками.

У разі застосування захисного електричного поділу кіл в особливо небезпечних приміщеннях (наприклад, у стиснених приміщеннях з провідними підлогою, стінами і стелею) кожна розетка повинна отримувати живлення від індивідуального розділового трансформатора або від його окремої обмотки.

Наднизьку напругу живлення переносних електроприймачів напругою до 50 В потрібно застосовувати від безпечного розділового трансформатора.

1.7.165 Для приєднання переносних електроприймачів до мережі живлення слід застосовувати штепсельні з'єднувачі, які відповідають вимогам **1.7.158**.

У штепсельних з'єднувачах переносних електроприймачів, а також подовжувальних проводів і кабелів провідники з боку джерела живлення слід приєднувати до розетки, а з боку електроприймача – до вилки.

1.7.166 Для захисту кіл розеток ПЗВ рекомендовано розташовувати в розподільних щитках. Допускається застосовувати ПЗВ-розетки.

1.7.167 Захисні провідники переносних проводів і кабелів слід позначати поздовжніми або поперечними жовтими і зеленими смугами однакової ширини, які чергуються.

ПЕРЕСУВНІ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ

1.7.168 До пересувних електроустановок, на які поширюються наведені вимоги, відносяться автономні пересувні джерела живлення електричною енергією та пересувні установки, електроприймачі яких можуть отримувати живлення від стаціонарних або автономних пересувних джерел електричної енергії.

Вимоги до пересувних електроустановок не поширюються на суднові електроустановки, рухомий склад електротранспорту, житлові автофургони та електрообладнання, розташоване на рухомих частинах верстатів, машин і механізмів.

1.7.169 Автономне пересувне джерело живлення – це таке джерело живлення електричною енергією, яке дає змогу здійснювати живлення споживачів незалежно від централізованого електропостачання (енергосистеми).

1.7.170 Електроприймачі пересувних електроустановок можуть отримувати живлення від стаціонарних або автономних пересувних джерел живлення з глухозаземленою або ізольованою нейтраллю.

1.7.171 Автономні пересувні джерела електричної енергії можна застосовувати для живлення електроприймачів як стаціонарних, так і пересувних установок.

1.7.172 У разі живлення стаціонарних електроприймачів від автономних пересувних джерел живлення режим нейтралі джерела живлення і заходи захисту мають відповідати режиму нейтралі і заходам захисту, які прийнято для стаціонарних електроприймачів.

1.7.173 У разі живлення електроприймачів пересувних установок від стаціонарних або автономних пересувних джерел живлення з глухозаземленою нейтраллю слід

застосовувати системи заземлення TN-S або TN-C-S. Об'єднувати функції захисного провідника *PE* і нейтрального *N* в одному спільному провіднику *PEN* усередині пересувної електроустановки заборонено. Поділ *PEN*-провідника лінії живлення на *PE*- і *N*-провідники слід виконувати в точці приєднання установки до джерела живлення.

Для захисту в разі непрямого дотику слід застосовувати автоматичне вимкнення живлення відповідно до **1.7.82**. Наведений у табл. 1.7.1 допустимий час автоматичного вимкнення живлення слід зменшувати вдвічі.

1.7.174 У разі живлення електроприймачів пересувних електроустановок від стаціонарних або автономних пересувних джерел живлення з ізольованою нейтраллю для захисту в разі непрямого дотику слід застосовувати захисне заземлення в поєднанні з металічним зв'язком корпусів пересувної установки і джерела живлення та безперервним контролем ізоляції з дією на сигнал або із захисним вимкненням живлення. Опір заземлювального пристрою пересувних установок у цьому випадку має відповідати **1.7.97** і **1.7.98** (див. також **1.7.175**).

Для виконання металічного зв'язку корпусів пересувної установки і джерела живлення слід використовувати одну з жил кабелю живлення, наприклад, четверту жилу кабелю в трифазних мережах без *N*-провідника або п'яту жилу кабелю в трифазних мережах з *N*-провідником.

Провідність фазних провідників і провідників металічного зв'язку має забезпечувати автоматичне вимкнення живлення в межах нормованого часу в разі подвійного замикання на відкриті провідні частини електрообладнання.

Допускається не виконувати металічний зв'язок корпусів джерела живлення і установки, якщо власні пристрої захисного заземлення джерела живлення і пересувної установки забезпечують допустимий рівень напруги дотику в разі подвійного замикання на відкриті провідні частини електрообладнання.

1.7.175 У разі живлення електроприймачів пересувної електроустановки від автономного пересувного джерела електричної енергії його нейтраль, як правило, має бути ізольованою. У цьому випадку для захисту в разі непрямого дотику допускається виконувати захисне заземлення тільки джерела живлення, а провідники металічного зв'язку корпусів джерела живлення і установки (див. **1.7.174**) використовувати як заземлювальні провідники для відкритих провідних частин електроприймачів пересувної установки.

У разі подвійного замикання на відкриті провідні частини електрообладнання пересувних електроустановок слід виконувати автоматичне вимкнення живлення, забезпечуючи допустимий час вимкнення згідно з табл. 1.7.12.

Таблиця 1.7.12 – Найбільший допустимий час захисного автоматичного вимикання для пересувних електроустановок, які живляться від автономного пересувного джерела з ізольованою нейтраллю

Номінальна лінійна напруга *U*, В	Час вимикання, с
230	0,4
400	0,2
690	0,06
Понад 690	0,02

1.7.176 У разі живлення електроприймачів пересувних установок від автономних пересувних джерел живлення з ізольованою нейтраллю заземлювальний пристрій слід влаштовувати з дотриманням вимог до його опору або напруги дотику в разі однофазного замикання на відкриті провідні частини.

Якщо заземлювальний пристрій виконують із дотриманням вимог до його опору, значення опору не повинне перевищувати 25 Ом. Допускається збільшувати зазначений опір відповідно до **1.7.113**.

Якщо заземлювальний пристрій виконують з дотриманням вимог до напруги дотику, то значення опору заземлювального пристрою не нормують. У цьому разі слід дотримуватися умови:

$$R \le \frac{25}{I_з}, \tag{1.7.9}$$

де R – опір заземлювального пристрою пересувної електроустановки, Ом;

$I_з$ – повний струм однофазного замикання на відкриті провідні частини пересувної електроустановки, А.

1.7.177 Допускається не виконувати захисне заземлення електроприймачів пересувних електроустановок, які отримують живлення від автономних пересувних джерел живлення з ізольованою нейтраллю, у таких випадках:

а) якщо джерело живлення та електроприймачі розташовано безпосередньо на пересувній електроустановці, їх відкриті провідні частини мають між собою металевий зв'язок, а від джерела не живляться інші електроустановки;

б) якщо пересувні установки (не більше двох) отримують живлення від спеціально призначеного для них джерела живлення, від якого не отримують живлення інші електроустановки, а корпуси джерела живлення і установки з'єднано між собою за допомогою провідників металічного зв'язку (захисних провідників). Кількість електроустановок і довжину кабелів їх живлення не нормують, якщо значення напруг дотику в разі першого замикання на землю (на корпус) не перевищує нормованих. Ці значення треба визначати за допомогою спеціального розрахунку або експериментально;

в) якщо опір заземлювального пристрою, розрахований за напругою дотику в разі першого замикання на відкриту провідну частину, є більшим від опору робочого заземлення пристрою постійного контролю опору ізоляції.

1.7.178 Автономні пересувні джерела живлення з ізольованою нейтраллю повинні мати пристрій неперервного контролю опору ізоляції відносно корпусу (землі) зі світловим і звуковим сигналами. Має бути забезпечено можливість перевірки справності пристрою контролю ізоляції та його вимкнення.

1.7.179 Для здійснення захисного вимкнення живлення пересувних електроустановок слід застосовувати пристрої захисту від надструму в поєднанні з пристроями, які реагують на диференційний струм (ПЗВ) або виконують безперервний контроль ізоляції і діють на вимкнення або які реагують на потенціал корпусу відносно землі. У разі застосування пристроїв, які реагують на потенціал корпусу відносно землі, уставка значення напруги спрацьовування має дорівнювати 25 В, якщо час вимкнення не перевищує 5 с.

Напругу живлення треба вимикати захисним пристроєм, установленим до вводу в електроустановку.

1.7.180 На вводі в пересувну електроустановку слід передбачати затискач або збірну шину згідно з вимогами **1.7.128** і **1.7.129**, до яких треба приєднувати:

– захисний *PE*-провідник лінії живлення;

– захисний *PE*-провідник пересувної електроустановки з приєднаними до нього захисними провідниками відкритих провідних частин електрообладнання;

– провідники зрівнювання потенціалів корпусу пересувної установки та інших її сторонніх провідних частин;

– заземлювальний провідник, приєднаний до місцевого заземлювача, пересувної установки (якщо він є).

1.7.181 Захист від прямого дотику в пересувних електроустановках необхідно забезпечувати за допомогою застосування ізоляції струмовідних частин, огорож і оболонок зі ступенем захисту, не меншим за IP2X (ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)»). Застосування бар'єрів і розміщення поза зоною досяжності не допускається.

Кола штепсельних розеток слід виконувати відповідно до **1.7.164**.

1.7.182 *PE*-провідники та провідники зрівнювання потенціалів повинні бути мідними, гнучкими. Їх, як правило, слід прокладати в спільній оболонці з фазними провідниками. Переріз провідників повинен відповідати таким вимогам:

– захисних – **1.7.137–1.7.139**;

– заземлювальних – **1.7.120–1.7.121**;

– зрівнювання потенціалів – **1.7.148–1.7.150**.

У переносних кабелях переріз захисного провідника повинен бути таким самим, як і переріз фазних провідників.

1.7.183 Допускається одночасно вимикати всі провідники лінії, яка живить пересувну електроустановку від автономного пересувного джерела живлення, у тому числі *PE*-провідник, за допомогою штепсельного з'єднувача.

1.7.184 Якщо пересувна електроустановка живиться з використанням штепсельних з'єднувачів, вилку штепсельного з'єднувача слід приєднувати з боку пересувної електроустановки. Вона повинна мати оболонку з ізолювального матеріалу.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20 червня 2014 р. № 469

ГЛАВА 1.8
НОРМИ ПРИЙМАЛЬНО-ЗДАВАЛЬНИХ ВИПРОБУВАНЬ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.8.1 Ця глава Правил поширюється на основне та допоміжне електроустаткування електроустановок напругою до 750 кВ, яке заново вводять у експлуатацію.

1.8.2 Вимоги цієї глави не поширюються на електрообладнання спеціальних електроустановок, приймально-здавальні випробування яких регламентовано іншими документами.

1.8.3 Ця глава встановлює нормовані показники та обсяги випробувань електроустаткування.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

1.8.4 випробна випрямлена напруга

Амплітудне значення випрямленої напруги, яку прикладають до електроустаткування впродовж заданого часу за певних умов випробувань

1.8.5 випробна напруга промислової частоти

Діюче значення напруги частотою 50 Гц, яке повинна витримувати впродовж заданого часу внутрішня і зовнішня ізоляція електроустаткування за певних умов випробувань

1.8.6 гранично допустиме значення параметра

Найбільше або найменше значення параметра, яке може мати роботоздатне електроустаткування

1.8.7 електроустаткування з нормальною ізоляцією

Електроустаткування, призначене для використання в електроустановках, які піддаються дії грозових перенапруг за звичайних заходів грозозахисту

1.8.8 електроустаткування з полегшеною ізоляцією

Електроустаткування, призначене для використання лише в електроустановках, які не піддаються дії грозових перенапруг, або які обладнано спеціальними пристроями грозозахисту, що обмежують амплітудне значення грозових перенапруг до значення, яке не перевищує амплітудного значення однохвилинної випробної напруги промислової частоти

1.8.9 ненормована вимірювана величина

Величина, абсолютне значення якої не регламентоване нормативними вказівками. Стан устаткування в цьому разі оцінюють зіставленням із даними аналогічних вимірювань на однотипному устаткуванні, що має наперед відомі хороші характеристики, або з результатами попередніх вимірювань

1.8.10 похибка вимірювання

Допустимі граничні похибки, які визначають за стандартизованою або атестованою методикою вимірювань.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.8.11 Електроустаткування напругою до 750 кВ, яке заново вводять в експлуатацію, має бути підданим приймально-здавальним випробуванням відповідно до вимог цієї глави.

У разі проведення приймально-здавальних випробувань електроустаткування, не охопленого вимогами цієї глави, треба керуватися інструкціями підприємств-виробників.

1.8.12 Випробування одиничного електроустаткування, яке входить до складу комплексів, систем, агрегатів, потрібно проводити відповідно до вимог цієї глави і вказівок виробника. Випробування і перевірку комплексів і систем, таких як тиристорні пускові установки, регульований електропривід тощо, виконують згідно з методиками та документацією підприємств-виробників.

1.8.13 Під час проведення випробувань імпортного електроустаткування треба керуватися інструкціями підприємств-виробників та вимогами цих Правил, якщо вони не суперечать вимогам інструкцій.

Ізоляцію електроустаткування іноземних фірм (крім обертових машин), яка має електричну міцність, нижчу від передбаченої вимогами цієї глави, треба випробувати напругою, що дорівнює 90 % випробної напруги підприємства-виробника, якщо немає інших вказівок.

1.8.14 Якщо вимоги інструкцій підприємств-виробників щодо обсягів і норм випробувань електроустаткування не співпадають з вимогами цієї глави, то необхідно керуватися інструкціями підприємств-виробників.

1.8.15 Електричні випробування і вимірювання ізоляції електроустаткування та відбір проб трансформаторного масла з баків апаратів необхідно проводити за температури ізоляції, не нижчої ніж 5 °С, крім спеціально передбачених нормами випадків, коли необхідна більш висока температура.

В окремих випадках за рішенням технічного керівника енергопідприємства вимірювання $tg\delta$, опору ізоляції та інші вимірювання електроустаткування на напругу до 35 кВ можна проводити за більш низької температури. Вимірювання характеристик ізоляції, які виконано за від'ємних температур, необхідно повторити в якомога коротші терміни за температури ізоляції, не нижчої ніж 5 °С.

Під час визначення вологовмісту в маслі відбір проби проводять за температури ізоляції, не нижчої ніж 20 °С.

1.8.16 Електроустаткування та елементи ізоляції на номінальну напругу, що перевищує номінальну напругу електроустановки, в якій вони експлуатуються,

можна випробувати підвищеною напругою промислової частоти за нормами, установленими для класу ізоляції даної електроустановки.

1.8.17 Випробування підвищеною напругою є обов'язковим для електроустаткування на напругу до 35 кВ; для електроустаткування на напругу понад 35 кВ – лише за наявності випробних пристроїв.

1.8.18 До і після випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти або випрямленою напругою необхідно вимірювати опір ізоляції мегаомметром. За опір ізоляції приймають однохвилинне значення виміряного опору R_{60}.

1.8.19 Норми тангенса кута діелектричних втрат ізоляції електроустаткування наведено для вимірювань, виконаних за температури електроустаткування 20 °С. Під час вимірювання тангенса кута діелектричних втрат ізоляції електроустаткування одночасно визначають також і її ємність.

1.8.20 Випробування напругою 1 кВ промислової частоти можна замінити вимірюванням однохвилинного значення опору ізоляції мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Якщо при цьому значення опору ізоляції є меншим від наведеного в цих Правилах, то випробування напругою 1 кВ промислової частоти є обов'язковим. Вище зазначену заміну не дозволено в разі випробування відповідальних електричних машин і кіл релейного захисту та електроавтоматики, а також у випадках, зазначених у відповідних пунктах цієї глави.

1.8.21 Температуру ізоляції електроустаткування визначають таким чином:

– для силового трансформатора, який не піддавався нагріву, приймають температуру верхніх шарів масла, виміряну термометром, або по вмонтованих термоперетворювачах опору;

– для трансформатора, який піддавався нагріву або дії сонячної радіації, приймають середню температуру фази *В* обмотки вищої напруги, яку визначають за її опором постійному струму;

– для електричних машин, які знаходяться в холодному стані, приймають середньодобову температуру навколишнього повітря;

– для електричних машин, які піддавалися нагріву, приймають середню температуру обмотки, яку визначають за її опором постійному струму або по вмонтованих термоперетворювачах опору;

– для трансформаторів струму та напруги приймають середньодобову температуру навколишнього середовища;

– для вводів, установлених на силовому трансформаторі, який не піддавався нагріву, приймають середньодобову температуру навколишнього повітря або масла в баку силового трансформатора;

– для вводів, установлених на силовому трансформаторі, який піддавався нагріву, температуру ізоляції вводу визначають за формулою:

$$T = \frac{T_{\text{П}} + T_{\text{М}}}{2}, \qquad (1.8.1)$$

де $T_{\text{П}}$ – температура навколишнього повітря, °С;

$T_{\text{М}}$ – температура верхніх шарів масла у трансформаторі, °С;

T – середня температура ізоляції вводу, °С.

1.8.22 Під час проведення декількох видів випробувань ізоляції електроустаткування перед випробуванням підвищеною напругою необхідно ретельно оглянути та визначити стан ізоляції іншими методами.

Електроустаткування, забраковане під час зовнішнього огляду або за результатами випробувань і вимірювань, необхідно замінити або відремонтувати.

1.8.23 За відсутності необхідної випробної апаратури змінного струму дозволено випробувати електроустаткування розподільних установок (напругою до 20 кВ) підвищеною випрямленою напругою, яка має дорівнювати півторакратному значенню випробної напруги промислової частоти.

Якщо випробування випрямленою напругою або напругою промислової частоти проводять без розшиновки електроустаткування розподільних установок, то значення випробної напруги приймають за нормами для електроустаткування з найнижчим рівнем випробної напруги.

1.8.24 Пристрої релейного захисту, електроавтоматики та їх кола перевіряють в обсязі, наведеному у відповідних нормативних документах.

1.8.25 Висновок про придатність електроустаткування до експлуатації дають не тільки на основі порівняння результатів випробувань з нормами, але й за сукупністю результатів усіх проведених випробувань, вимірювань і оглядів.

Значення параметрів, одержаних під час випробувань і вимірювань, порівнюють з паспортними значеннями.

Результати приймально-здавальних вимірювань і випробувань є вихідними для порівняння з подальшими вимірюваннями в процесі експлуатації електроустаткування.

Під час комплексних випробувань дозволено здійснювати перевірку (технічне діагностування) засобами інфрачервоної техніки згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 «Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки».

Значення параметрів приводять до температури, за якої отримано дані, щодо яких проводять порівняння.

1.8.26 Відбраковування вводів, апаратів, вимірювальних і силових трансформаторів, а також іншого електроустаткування за станом ізоляції проводять лише на основі розгляду всього комплексу вимірювань і характеристик масла, а також із урахуванням вказівок, зазначених у відповідних пунктах цієї глави.

1.8.27 Результати вимірювань і випробувань мають бути оформленими відповідними протоколами.

СИНХРОННІ ГЕНЕРАТОРИ

1.8.28 Умови введення в роботу синхронних генераторів без сушіння ізоляції

Після монтажу генератори, як правило, вводять у роботу без сушіння.

Під час вирішення питання про необхідність сушіння компаундованої, термореактивної та гільзової ізоляції обмотки статора генератора необхідно керуватися вказівками додатка А.

1.8.29 Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром, напругу якого зазначено в табл. 1.8.1. Допустимі значення опору ізоляції наведено в табл. 1.8.1.

1.8.30 Випробування ізоляції обмотки статора підвищеною випрямленою напругою з вимірюванням струму витоку

Випробуванню підлягає кожна фаза або вітка окремо за інших фаз або віток, з'єднаних з корпусом.

Випрямлену випробну напругу приймають згідно з табл. 1.8.2.

Струми витоку для побудови кривих залежності їх від напруги необхідно вимірювати не менше ніж за п'яти однакових ступенів напруги. На кожному ступені напругу витримують протягом 1 хв, відлік струмів витоку проводять за 15 с і 60 с. За характером змінювання залежності струму витоку від випробної напруги, асиметрії струмів по фазах і за характером змінювання струму протягом однохвилинної витримки згідно з А.4 (додаток А) можна робити висновок про ступінь вологості ізоляції та наявність дефектів.

У разі, коли ізоляцію обмотки випробують підвищеною напругою промислової частоти і підвищеною випрямленою напругою, випробування випрямленою напругою проводять до випробування підвищеною напругою промислової частоти.

Примітка 1. У генераторах з водяним охолодженням обмотки статора випробування підвищеною випрямленою напругою виконують за вимогою виробника.

Примітка 2. Для турбогенераторів виробництва ДП «Завод «Електроважмаш» на номінальну напругу 15,75 кВ і 20 кВ з водяним охолодженням обмотки статора значення випробної випрямленої напруги становить 36 кВ.

1.8.31 Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги приймають згідно з табл. 1.8.3. Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв. Випробуванню підлягає кожна фаза або вітка окремо від інших фаз або віток, з'єднаних з корпусом. Випробування ізоляції обмоток на електричну міцність необхідно проводити синусоїдальною напругою промислової частоти. Щоб уникнути спотворення синусоїдальності трансформованої напруги, до випробуваного трансформатора подають лінійну напругу трифазної системи.

Вимірювання випробної напруги проводять на стороні трансформованої напруги за допомогою електростатичного кіловольтметра або вимірювального трансформатора напруги.

Ізоляцію обмотки статора машин рекомендовано випробувати до введення ротора в статор, а для гідрогенераторів – після стикування частин статора.

Під час випробування необхідно наглядати за станом лобових частин обмоток у турбогенераторах за знятих торцевих щитів, у гідрогенераторах – за відчинених вентиляційних люків.

У генераторах з водяним охолодженням обмоток ізоляцію обмотки статора випробують за циркуляції в системі охолодження дистиляту з питомим опором, не меншим ніж 100 кОм • см, і номінальної витрати, якщо в інструкції підприємства-виробника не вказано інші значення.

Ізоляцію обмотки ротора турбогенератора випробовують до введення ротора в генератор і під час номінальної частоти обертання ротора.

Після випробування ізоляції обмотки підвищеною напругою промислової частоти протягом 1 хв у генераторах на номінальну напругу 10 кВ і вище випробну напругу знижують до номінального значення і тримають протягом 5 хв для спостереження за характером коронування лобових частин обмотки статора. При цьому не повинно бути зосередженого в окремих точках світіння жовтого і червоного кольорів, появи диму, тління бандажів тощо. Голубе і біле світіння дозволено.

Таблиця 1.8.1 – Допустимі значення опору ізоляції

Випробний елемент	Напруга мегаомметра, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм	Примітка
1 Обмотка статора	2,5/1,0/0,5*	Для генераторів, які вводять до експлуатації, граничне значення опору ізоляції однієї фази або вітки обмотки і відношення $R_{60''}/R_{15''}$ регламентують вказівками додатка А	Кожна фаза або вітка окремо відносно корпусу та інших заземлених фаз або віток. Опір ізоляції у генераторах з водяним охолодженням обмотки статора вимірюють без води в обмотці за з'єднаних з екраном мегаомметра водозбірних колекторів, ізольованих від зовнішньої системи охолодження
2 Обмотка ротора	1,0 (дозволено 0,5)	Не менше ніж 0,5	За температури від 10 °С до 30 °С. Дозволено введення в експлуатацію генераторів потужністю, не вищою ніж 300 МВт, з неявнополюсними роторами, які мають опір ізоляції, не нижчий ніж 20 кОм за температури 20 °С. За більшої потужності введення генератора в експлуатацію з опором обмотки ротора, нижчим ніж 0,5 МОм за температури від 10 °С до 30 °С, дозволено лише за погодженням з підприємством-виробником
3 Кола збудження генератора і колекторного збудника з усією приєднаною апаратурою (без обмоток ротора і збудника)	1,0 (дозволено 0,5)	Не менше ніж 1,0	

Продовження таблиці 1.8.1

Випробний елемент	Напруга мегаомметра, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм	Примітка
4 Обмотка колекторних збудника і підзбудника	1,0	Не менше ніж 0,5	
5 Бандажі якоря та колектора збудника і підзбудника	1,0	Не менше ніж 1,0	У разі заземленої обмотки якоря
6 Ізольовані стяжні болти сталі статора (доступні для вимірювання)	1,0	Не менше ніж 1,0	
7 Підшипники	1,0	Не менше ніж 0,3 для гідрогенераторів і 1,0 для турбогенераторів	Для гідрогенераторів вимірювання проводять, якщо дозволяє конструкція генератора і якщо в інструкції підприємства-виробника не зазначені більш жорсткі норми
8 Водневі ущільнення вала	1,0	Не менше ніж 1,0	
9 Щити вентиляторів турбогенераторів серії ТВВ	1,0	Не менше ніж 0,5	Вимірюють відносно внутрішнього щита та між напівщитами вентиляторів
10 Щити вентиляторів турбогенераторів серії ТГВ	1,0	Не менше ніж 1,0	
11 Дифузор і обтікач турбогенераторів серії ТГВ	0,5	Не менше ніж 1,0	Вимірюють між ущільненням і заднім диском дифузора, дифузором і внутрішнім щитом, між половинками обтікача
12 Термоперетворювачі опору зі з'єднувальними проводами, з урахуванням з'єднувальних			

Кінець таблиці 1.8.1

Випробний елемент	Напруга мегаомметра, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм	Примітка
проводів, прокладених усередині генераторів: – у пазах осердя статора – у інших місцях електричної машини	 0,5 0,25	 Не менше ніж 1,0 Не менше ніж 1,0	
13 Кінцевий вивід обмотки статора турбогенераторів серії ТГВ	2,5	1000	Вимірювання проводять до з'єднання виводу з обмоткою статора
* Опір ізоляції вимірюють за номінальної напруги обмотки, не вищої ніж 0,5 кВ, мегаомметром на напругу 0,5 кВ; вищої ніж 0,5 кВ до 1 кВ – мегаомметром на напругу 1 кВ; вищої ніж 1 кВ – мегаомметром на напругу 2,5 кВ.			

Таблиця 1.8.2 – Випробна випрямлена напруга для обмоток статорів генераторів

Номінальна напруга генератора, кВ	Випробна випрямлена напруга, кВ
До 3,3	$1{,}28 \cdot (2U_{ном} + 1)$
Вище 3,3 до 6,6	$1{,}28 \cdot 2{,}5U_{ном}$
Вище 6,6 до 20	$1{,}28 \cdot (2U_{ном} + 3)$*
Вище 20 до 24	$1{,}28 \cdot (2U_{ном} + 1)$
* Значення випробної випрямленої напруги для турбогенераторів типу ТГВ потужністю 200–250 МВт і потужністю 300–600 МВт приймають відповідно 40 кВ і 50 кВ.	

Таблиця 1.8.3 – Випробна напруга промислової частоти для обмотки генераторів

Випробний елемент	Характеристика або тип генератора	Випробна напруга, кВ	Примітка
1 Обмотка статора генератора	Потужність до 1 МВт, номінальна напруга вище 0,1 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга до 3,3 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга вище 3,3 кВ до 6,6 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга вище 6,6 кВ до 20 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга вище 20 кВ	$1{,}6U_{ном}+0{,}8$, але не менше ніж 1,2 $1{,}6U_{ном}+0{,}8$ $2U_{ном}$ $1{,}6U_{ном}+2{,}4$ $1{,}6U_{ном}+0{,}8$	
2 Обмотка статора гідрогенератора, стикування частин якого виконують на місці монтажу після закінчення повного складання обмотки та ізолювання з'єднань	Потужність до 1 МВт, номінальна напруга вище 0,1 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга до 3,3 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга вище 3,3 кВ до 6,6 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга вище 6,6 кВ до 20 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга вище 20 кВ	$2U_{ном}+1{,}0$, але не менше ніж 1,5 $2U_{ном}+1{,}0$ $2{,}5U_{ном}$ $2U_{ном}+3{,}0$ $2U_{ном}+1{,}0$	У разі складання статора на місці монтажу, але не на фундаменті, до встановлення статора на фундамент випробування його виконують за переліком 2, а після установлення – за переліком 1 цієї таблиці
3 Обмотка явнополюсного ротора	Генератори усіх потужностей	$8U_{ном}$ збудження генератора, але не нижче ніж 1,2 і не вище ніж 2,8	
4 Обмотка неявнополюсного ротора	Те саме	1,0	Випробну напругу приймають 1 кВ у тому випадку, якщо це не суперечить вимогам

Кінець таблиці 1.8.3

Випробний елемент	Характеристика або тип генератора	Випробна напруга, кВ	Примітка
			технічних умов підприємства-виробника. Якщо технічними умовами передбачені більш жорсткі норми випробування, випробна напруга має бути вищою
5 Обмотка колекторних збудника і підзбудника	« «	$8U_{ном}$ збудження генератора, але не нижче ніж 1,2 і не вище ніж 2,8	Відносно корпусу і бандажів
6 Кола збудження генератора з усією приєднаною апаратурою	« «	1,0	
7 Реостат збудження	« «	1,0	
8 Резистор в колі гасіння поля і автомат гасіння поля (АГП)	« «	2,0	
9 Кінцевий вивід обмотки статора	ТГВ потужністю 200–250 МВт	31,0* 34,5**	Випробування проводять до установлення кінцевих виводів на турбогенератор
	ТГВ потужністю 300–600 МВт	39,0* 43,0**	
	ТВВ	Згідно з нормами інструкцій підприємства-виробника	

* Для кінцевих виводів, випробуваних на підприємстві-виробнику разом з ізоляцією обмотки статора.
** Для резервних кінцевих виводів перед установленням на турбогенератор.

Поєднувати випробування підвищеною напругою ізоляції обмотки статора та інших розташованих у ньому елементів з перевіркою газощільності корпусу генератора не дозволено.

Контрольні випробування ізоляції генераторів перед введенням їх у роботу (після введення ротора в статор і установлення торцевих щитів, але до встановлення ущільнень вала і заповнення воднем) проводять в повітряному середовищі за відчинених люків статора і наявності спостерігача біля цих люків (з дотриманням усіх заходів безпеки). У разі виявлення спостерігачем запаху горілої ізоляції, диму, відблисків вогню, звуків електричних розрядів та інших ознак пошкодження або загоряння ізоляції випробувальну напругу потрібно зняти, люки швидко зачинити і в статор подати інертний газ (вуглекислота, азот).

Контрольні випробування дозволено проводити після встановлення торцевих щитів і ущільнень у разі заповнення статора інертним газом або за номінального тиску водню. У цьому разі перед випробуванням ізоляції підвищеною напругою за заповненого воднем корпусу генератора необхідно виконати аналіз газу, щоб переконатися у відсутності вибухонебезпечної концентрації.

Під час випробування підвищеною напругою повністю зібраної машини необхідно забезпечити пильний нагляд за змінами струму і напруги в колі випробної обмотки і організувати прослуховування корпусу машини з дотриманням усіх заходів безпеки (наприклад, за допомогою ізолюючого стетоскопа). За наявності інших засобів контролю їх також можна використати. У разі виявлення під час випробувань відхилень від нормального режиму (поштовхи стрілок вимірювальних приладів, підвищені значення струмів витоку порівняно з тими, які спостерігалися раніше; клацання в корпусі машини тощо) випробування необхідно припинити і повторити за знятих щитів.

Під час випробування підвищеною напругою ізоляції обмоток генераторів необхідно дотримуватися заходів протипожежної безпеки.

1.8.32 Вимірювання опору постійному струму

Опір вимірюють за практично холодного стану генератора. Норми допустимих відхилень опору наведено в табл. 1.8.4. Значення вимірювань опорів необхідно привести до температури вимірювань на підприємстві-виробнику.

1.8.33 Вимірювання опору обмотки ротора змінному струму

Опір вимірюють для виявлення виткових замикань в обмотці ротора. У неявнополюсних роторах вимірюють опір усієї обмотки, а в явнополюсних – кожного полюса обмотки окремо або двох полюсів разом. Вимірювання виконують за напруги 3 В на виток, але не вище 220 В на трьох-чотирьох ступенях частоти обертання, враховуючи і номінальну (крім турбогенераторів з безщітковою системою збудження), а також і в нерухомому стані. Опір полюсів або пари вимірюють тільки за нерухомого ротора. Відхилення одержаних результатів від даних підприємства-виробника або середнього значення опору полюсів не повинне перевищувати 5 %.

1.8.34 Вимірювання повітряного зазору

Повітряні зазори між статором і ротором генератора у діаметрально протилежних точках не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на ±5 % середнього значення (яке дорівнює їх півсумі) – для турбогенераторів потужністю 150 МВт і вище з безпосереднім охолодженням провідників; ±10 % – для решти турбогенераторів; ±20 % – для гідрогенераторів, якщо інструкціями підприємств-виробників не передбачено більш жорстких норм.

Повітряний зазор у явнополюсних генераторах вимірюють під усіма полюсами.

1.8.35 Визначення характеристик генератора

1 Зняття характеристики трифазного короткого замикання

Відхилення значень характеристики, знятої під час випробувань, від значень характеристики, знятої на підприємстві-виробнику, повинне знаходитися у межах точності вимірювання.

Характеристику короткого замикання (КЗ) власне генератора, який працює в блоці з трансформатором, дозволено не знімати, якщо її було знято на підприємстві-виробнику і існує відповідний протокол випробування.

Таблиця 1.8.4 – Норми відхилень значень опору постійному струму

Випробний елемент	Норма	Примітка
Обмотка статора	Значення опору обмоток кожної фази не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 2 %	Вимірюють опір кожної фази або вітки окремо. Під час вимірювання опору віток для деяких типів генераторів дозволено розходження між виміряними значеннями до 5 % (визначається інструкцією підприємства-виробника)
Обмотка ротора	Значення виміряного опору не повинне відрізнятися від даних підприємства-виробника більше ніж на 2 %	У роторах з явними полюсами, крім того, вимірюють опори кожного полюса окремо або попарно і перехідного контакту між котушками
Обмотки збудження колекторного збудника	Значення виміряного опору не повинне відрізнятися від даних підприємства-виробника більше ніж на 2 %	Виміряні значення опору обмоток окремих фаз можуть відрізнятися одне від одного не більше ніж на 5 %
Обмотка якоря збудника (між колекторними пластинками)	Значення виміряного опору не повинні відрізнятися одне від одного більше ніж на 10 %, за винятком випадків, коли це зумовлено схемою з'єднання обмоток	
Резистор у колі гасіння поля, реостати збудження	Значення виміряного опору не повинне відрізнятися від даних підприємства-виробника більше ніж на 10 %	
Термоперетворювачі опору	Значення виміряного опору не повинні відрізнятися одне від одного більше ніж на 1,5 %	

Для генераторів, які працюють у блоці з трансформатором, необхідно знімати характеристику КЗ усього блока (з установленням закоротки за трансформатором). Характеристику КЗ блока необхідно перерахувати на характеристику КЗ генератора.

Якщо знята чи перерахована характеристика розмістилася нижче від характеристики, знятої на підприємстві-виробнику, на величину, більшу ніж допустима похибка вимірювання, то це свідчить про наявність виткових замикань в обмотці ротора.

2 Зняття характеристики неробочого ходу

Характеристику неробочого ходу (НХ) знімають за струмом збудження, що зменшується, починаючи з найбільшого струму, який відповідає напрузі 1,3 номінальної – для турбогенераторів; 1,5 номінальної – для гідрогенераторів. Дозволено знімати характеристику НХ турбо- і гідрогенераторів до номінального струму збудження за зниженої частоти обертання генератора за умови, що напруга на обмотці статора буде не більшою ніж 1,3 номінальної. Для генераторів, які працюють у блоці з трансформаторами, знімають характеристику НХ блока, при цьому генератор збуджують до 1,15 номінальної напруги (обмежується трансформатором).

Характеристику НХ власне генератора (відокремленого від трансформатора) дозволено не знімати, якщо її було знято на підприємстві-виробнику та існують відповідні протоколи випробувань. За відсутності таких протоколів знімати характеристику НХ генератора треба обов'язково.

Під час зняття характеристики НХ власне генератора, який працює в блоці з силовим трансформатором, необхідно демонтувати ошиновку генератора, якщо між генератором і трансформатором немає комутаційної апаратури.

Характеристика повинна бути приведена до номінальної частоти обертання.

Відхилення значень знятої характеристики НХ від знятої на підприємстві-виробнику не нормується, але воно має знаходитися у межах допустимої похибки вимірювання.

1.8.36 Випробування міжвиткової ізоляції обмотки статора

Для турбогенераторів, випробуваних на підприємстві-виробнику, і за наявності відповідних протоколів випробування дозволено не проводити.

Випробування проводять під час неробочого ходу машини підвищенням генерованої напруги до значення, яке дорівнює 130 % номінального – для турбогенераторів і до 150 % – для гідрогенераторів. Для генераторів, які працюють у блоці з трансформаторами, за відсутності між ними комутаційних апаратів напругу підвищують до 115 % номінальної (обмежується трансформатором).

Тривалість випробування за найбільшої напруги становить 5 хв.

Міжвиткову ізоляцію рекомендовано випробувати одночасно зі зняттям характеристики неробочого ходу. Під час випробувань перевіряють симетричність лінійних напруг.

1.8.37 *Вимірювання залишкової напруги на обмотці статора генератора*

Вимірювання виконують за вимкненого збудження генератора, після визначення характеристики НХ.

Значення залишкової напруги не нормується.

1.8.38 Визначення індуктивних опорів і постійних часу генератора

Визначення проводять лише для гідрогенераторів, якщо ці параметри не наведено в паспорті підприємства-виробника.

Значення індуктивних опорів і постійних часу не нормується.

1.8.39 Перевірка якості дистиляту

Дистилят, яким заповнюється система охолодження обмотки, повинен мати питомий опір, не нижчий ніж 200 кОм • см.

У дистиляті дозволено: вміст міді – не більше ніж 100 мкг/кг, кисню – не більше ніж 400 мкг/кг (для закритих систем), показник pH (за температури 25 °С) – не більше ніж 8,5±0,5.

1.8.40 Вимірювання вібрації

Вібрація (подвійна амплітуда коливання) вузлів генераторів та їх електромашинних збудників у всіх режимах роботи за номінальної частоти обертання ротора не повинна перевищувати значень, наведених у табл. 1.8.5.

Середньоквадратичні значення вібраційної швидкості визначають для турбогенераторів, обладнаних спеціальними приладами.

Таблиця 1.8.5 – Граничні значення вібрації генераторів та їх збудників

Контрольований вузол	Вібрація, мкм, за частоти обертання ротора, об/хв						Примітка
	до 100	187,5	375	750	1500	3000	
1 Підшипники турбогенераторів і збудників, хрестовини з вбудованими в них напрямними підшипниками у гідрогенераторів вертикального виконання	180	150	100	70	50*	30*	Вібрацію підшипників турбогенераторів, їх збудників та горизонтальних гідрогенераторів вимірюють на верхній кришці підшипників у вертикальному напрямку і біля роз'єму – в осьовому і поперечному напрямках. Для вертикальних гідрогенераторів наведені значення вібрації відносяться до горизонтального та вертикального напрямків
2 Контактні кільця ротора турбогенератора	–	–	–	–	–	200	Вібрацію вимірюють у вертикальному та горизонтальному напрямках

*За наявності апаратури контролю віброшвидкості виконують її вимірювання – середньоквадратичне значення віброшвидкості не повинно перевищувати 2,8 мм • $с^{-1}$ у вертикальному та горизонтально-поперечному напрямках і 4,5 мм • $с^{-1}$ у горизонтально-осьовому напрямку.

1.8.41 Випробування газоохолодників гідравлічним тиском

Випробний гідравлічний тиск повинен дорівнювати двократному найбільшому робочому тиску, але не менше ніж 294 кПа (3 кгс/см^2), для турбо- і гідрогенераторів з повітряним охолодженням; 588 кПа (6 кгс/см^2) – для турбогенераторів серії ТГВ і 490 кПа (5 кгс/см^2) – для решти турбогенераторів з водневим охолодженням. Тривалість випробування становить 30 хв.

Під час випробування не повинно бути зниження випробного тиску або течі води.

1.8.42 Перевірка щільності водяної системи охолодження обмотки статора

Щільність водяної системи разом з колекторами і з'єднувальними шлангами перевіряють гідравлічними випробуваннями конденсатом або знесоленою водою. Попередньо через систему перекачують гарячу воду (60–80) °С протягом 12–16 год.

Щільність водяної системи перевіряють надмірним статичним тиском води, який дорівнює 784 кПа (8 кгс/см^2), якщо в інструкціях підприємств-виробників не зазначено інших, більш жорстких вимог. Тривалість випробування становить 24 год. Витікання води під час випробування неприпустиме. Перед закінченням випробування необхідно ретельно оглянути обмотку, колектори, шланги, місця їх з'єднань і переконатися у відсутності просочування води.

Якщо результати гідравлічних випробувань виявилися негативними і визначити місце витікання води не вдається, то щільність системи охолодження перевіряють іншими способами згідно з діючими методиками та інструкціями підприємств-виробників.

1.8.43 Огляд і перевірка пристрою рідинного охолодження

Огляд і перевірку пристрою рідинного охолодження проводять відповідно до інструкцій підприємств-виробників.

1.8.44 Перевірка газощільності ротора, статора, газомасляної системи та корпусу генератора в зібраному вигляді

Газощільність ротора та статора перевіряють відповідно до інструкції підприємств-виробників, турбогенераторів з водневим охолодженням у зібраному вигляді – відповідно до діючої типової інструкції.

Перед заповненням корпусу генератора воднем після подачі масла на ущільнення вала виконують контрольну перевірку газощільності генератора разом з газомасляною системою. Перевірку проводять стисненим повітрям під тиском, який дорівнює номінальному робочому тиску водню. Тривалість випробування становить 24 год.

Значення добового витікання повітря ΔV у відсотках визначають за формулою:

$$\Delta V = 100\left[1 - \frac{P_К(273 + t_П)}{P_П(273 + t_К)}\right], \qquad (1.8.2)$$

де $P_П$ і $P_К$ – абсолютний тиск у системі водневого охолодження на початку та в кінці випробування, кПа;

$t_П$ і $t_К$ – температура повітря в корпусі генератора на початку та в кінці випробування, °С.

Визначене за формулою значення добового витікання повітря не повинне перевищувати 1,6 %.

1.8.45 Визначення добового витікання водню

Значення добового витікання водню за робочого тиску, визначене за формулою (1.8.2), не повинне перевищувати 5 %.

1.8.46 Контрольний аналіз чистоти водню, який потрапляє до генератора

У водні, який потрапляє до генератора, вміст кисню за об'ємом повинен бути не більше ніж 0,5 %.

1.8.47 Перевірка прохідності вентиляційних каналів обмотки ротора турбогенератора

Перевірку виконують в турбогенераторах з безпосереднім охолодженням обмоток за інструкціями підприємств-виробників.

1.8.48 Контрольний аналіз вмісту водню та вологості газу в корпусі генератора

Під час аналізу перевіряють вміст водню в газі, який охолоджує генератор.

Вміст водню в газі для генератора з безпосереднім водневим охолодженням провідників не повинен перевищувати 98 %; для генераторів з непрямим водневим охолодженням за надлишкового тиску водню 49 кПа (0,5 кгс/см^2) і більше – 97 %; за надлишкового тиску водню, меншого ніж 49 кПа, – 95 %.

Вміст кисню у водні в корпусі генератора за чистоти водню 98 %; 97 % і 95 % не повинен перевищувати відповідно 0,8 %; 1,0 % і 1,2 %, а в поплавковому гідрозаслоні, бачку продування і водневідокремлювальному баку маслоочищувального пристрою – не більше ніж 2 %.

Перевіряють вологість газу в газовій системі генератора (корпус генератора, трубопроводи осушувача, імпульсні трубки газоаналізатора), в якій відбувається постійна циркуляція газу. Температура точки роси (вологість) водню в корпусі турбогенератора за робочого тиску повинна бути нижче від температури води на вході в газоохолодник, але не вище ніж 15 °С.

1.8.49 Контрольний аналіз газу на вміст водню в картерах підшипників, екранованих струмопроводах і газовому об'ємі масляного бака

Під час аналізу перевіряють вміст водню в зазначених вузлах. У повітряному об'ємі головного масляного бака не повинно бути слідів від водню. У картерах підшипників, в екранованих струмопроводах, у кожухах лінійних і нульових виводів турбогенератора вміст водню повинен бути менше ніж 1 %.

1.8.50 Перевірка витрати масла в бік водню в ущільненнях генератора

Перевірку проводять в генераторах з водневим охолодженням за допомогою маслоконтрольних патрубків, установлених на зливних маслопроводах ущільнень. У генераторах, в яких не передбачено маслоконтрольних патрубків, перевірку виконують вимірюванням витрати масла в поплавковому затворі за тимчасово зачиненого вихідного вентиля за певний проміжок часу. Витрата масла в бік водню не повинна перевищувати значень, зазначених у інструкціях підприємств-виробників.

1.8.51 Випробування регулятора рівня масла в гідрозатворі для зливання масла з ущільнень у бік генератора

Випробування виконують у генераторах з водневим охолодженням за робочого тиску повітря або водню в корпусі генератора. Рівень масла в гідрозатворі повинен відповідати рівню масла під час відкриття і закриття поплавкового клапана.

1.8.52 Гідравлічні випробування буферного бака і трубопроводів системи маслопостачання ущільнень

Випробування виконують у генераторах з водневим охолодженням за тиском масла, який дорівнює 1,5 робочого тиску газу в корпусі генератора.

Трубопроводи системи маслопостачання ущільнень до регулятора перепаду тиску, враховуючи останній, випробують за тиску масла, який дорівнює

1,25 найбільш допустимого робочого тиску, створеного джерелами маслопостачання.

Тривалість випробувань становить 3 хв.

1.8.53 Перевірка роботи регуляторів тиску масла в схемі маслопостачання ущільнень

Перевірку проводять у генераторах з водневим охолодженням. Регулятори тиску ущільнювального, компенсувального та притискувального масел перевіряють за різних тисків повітря в корпусі генератора згідно з інструкцією підприємства-виробника.

1.8.54 Випробування кінцевих виводів обмотки статора турбогенераторів серії ТГВ

Крім випробувань, зазначених у таблицях 1.8.1 і 1.8.3, кінцеві виводи з конденсаторною склоепоксидною ізоляцією підлягають випробуванням у такому обсязі.

1 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат

Вимірювання проводять перед установленням кінцевого виводу на турбогенератор за випробної напруги 10 кВ і температури навколишнього повітря від 10 °С до 30 °С.

Значення тангенса кута діелектричних втрат $tg\delta$ зібраного кінцевого виводу не повинне перевищувати 130 % значення, одержаного під час вимірювань на підприємстві-виробнику. У разі вимірювання $tg\delta$ кінцевого виводу без фарфорових покришок значення $tg\delta$ не має перевищувати 3 %.

2 Випробування на газощільність

Випробування на газощільність кінцевих виводів проводять згідно з інструкцією підприємства-виробника.

1.8.55 Перевірка справності ізоляції підшипника і електричної напруги між кінцями вала на працюючому генераторі

Перевірку виконують на працюючих генераторах, які мають один або два ізольовані від землі кінці вала ротора. Для визначення справності ізоляції підшипника вимірюють напругу між стояком (корпусом) підшипника і фундаментною плитою за шунтування масляних плівок шийок вала ротора, а також напругу між кінцями вала ротора.

За справної ізоляції значення двох виміряних напруг повинні бути практично однаковими. Різниця, більша ніж 10 %, свідчить про несправність ізоляції. Перевірку справності ізоляції підшипників і підп'ятників гідрогенераторів виконують, якщо дозволяє їх конструкція.

1.8.56 Випробування на нагрів

Випробування генератора проводять не пізніше ніж через шість місяців після увімкнення до мережі.

Випробування виконують за навантажень 60 %, 75 %, 90 %, 100 % номінального і температури охолоджуючих середовищ, не вищої від номінальної.

Якщо неможливо проводити випробування за номінального активного навантаження, дозволено проведення випробувань у таких режимах, за результатами яких можна з достатньою точністю визначити результати випробувань у номінальному режимі, але при цьому струм статора повинен бути не нижче ніж 90 % номінального. Зазначені випробування виконують спеціалізовані підприємства.

Генератори потужністю до 12 МВт дозволено не випробувати.

Температуру статора і охолоджуючих середовищ вимірюють закладеними термоперетворювачами.

Температуру ротора визначають за опором міді обмотки.

Температура нагріву активних частин і охолоджуючих середовищ не повинна перевищувати допустиму згідно з вимогами інструкцій підприємств-виробників.

Примітка 1. Генератори на напругу, вищу 1 кВ, потужністю, меншою ніж 1 МВт, дозволено випробувати за **1.8.28, 1.8.29, 1.8.31, 1.8.32, 1.8.34–1.8.36, 1.8.40, 1.8.41, 1.8.55.**

Примітка 2. Генератори на напругу до 1 кВ, незалежно від потужності, дозволено випробувати за **1.8.28, 1.8.29, 1.8.31, 1.8.32, 1.8.34, 1.8.36, 1.8.40, 1.8.41.**

МАШИНИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ ТА КОЛЕКТОРНІ ЗБУДНИКИ

1.8.57 Умови введення в роботу машин постійного струму без сушіння ізоляції

Машини постійного струму вводять в роботу без сушіння ізоляції в разі виконання таких умов.

1 Машини постійного струму на напругу до 500 В, якщо значення опору ізоляції, виміряне мегаомметром на напругу 500 В, є не менше ніж 0,5 МОм.

2 Машини постійного струму на напругу понад 500 В, якщо значення опору ізоляції, виміряне мегаомметром на напругу 1000 В, є не менше ніж 0,5 МОм, а значення коефіцієнта абсорбції – не менше ніж 1,2.

1.8.58 Вимірювання опору ізоляції обмоток та бандажів

1 Вимірювання опору ізоляції обмоток

Вимірювання проводять за номінальної напруги обмотки до 0,5 кВ мегаомметром на напругу 0,5 кВ, за номінальної напруги обмотки, вищої ніж 0,5 кВ, – мегаомметром на напругу 1 кВ. Виміряне значення опору ізоляції за температури навколишнього повітря від 10 °С до 30 °С повинне бути не менше ніж 0,5 МОм.

2 Вимірювання опору ізоляції бандажів

Вимірювання проводять відносно корпусу і утримуваних ними обмоток (за наявності доступу до бандажів). Виміряне значення опору ізоляції повинне бути не менше ніж 0,5 МОм.

1.8.59 Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги встановлюють за табл. 1.8.6. Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

1.8.60 Вимірювання опору постійному струму

Вимірювання виконують у генераторах, а також в електродвигунах потужністю, більшою ніж 3 кВт, за практично холодного стану машини. Норми допустимих відхилень опору наведено в табл. 1.8.7.

1.8.61 Вимірювання повітряних зазорів під полюсами

Вимірювання слід проводити для машин, які надійшли на місце монтажу в розібраному стані.

Вимірювання виконують у генераторах, а також електродвигунах потужністю 3 кВт і більше. Розміри зазорів у діаметрально протилежних точках не мають відрізнятися один від одного більше ніж на 10 % від середнього розміру зазору.

Повітряні зазори між полюсами і якорем збудника в діаметрально протилежних точках не мають відрізнятися один від одного більше ніж на ±5 % середнього значення для збудників турбогенераторів потужністю 300 МВт і більше; ±10 % – для збудників решти генераторів, якщо інструкціями не передбачено інших норм.

Таблиця 1.8.6 – Випробна напруга промислової частоти для ізоляції машин постійного струму

Випробний елемент	Випробна напруга, кВ	Примітка
Обмотки	1,2	Для машин потужністю, більшою ніж 3 кВт
Бандажі якоря	1,0	Те саме
Реостати, пускорегулювальні резистори	1,0	Ізоляцію можна випробувати разом з ізоляцією кіл збудження

Таблиця 1.8.7 – Норма відхилення значень опору постійному струму

Випробний елемент	Норма	Примітка
Обмотки збудження	Значення опорів обмоток не повинні відрізнятися від даних підприємств-виробників більше ніж на 2 %	–
Обмотка якоря (між колекторними пластинами)	Значення виміряного опору не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 10 %, за винятком випадків, зумовлених схемою з'єднання	–
Реостати і пускорегулювальні резистори	Значення виміряного опору не повинні відрізнятися від даних підприємств-виробників більше ніж на 10 %. Не повинно бути обриву кіл	Вимірювання проводять на кожному відгалуженні. Перевіряють мегаомметром цілісність кіл

1.8.62 Зняття характеристик неробочого ходу та випробування виткової ізоляції

Характеристику неробочого ходу знімають на генераторах постійного струму. Підвищення напруги виконують до значення, яке дорівнює 130 % номінального.

Відхилення значень знятої характеристики від значень характеристики, знятої на підприємстві-виробнику, не нормується (практично вони не повинні перевищувати допустиму похибку вимірювань).

Під час випробування виткової ізоляції машин з числом полюсів, більшим ніж чотири, значення середньої напруги між сусідніми колекторними пластинами не повинне перевищувати 24 В. Тривалість випробування виткової ізоляції становить 3 хв.

1.8.63 Визначення характеристик колекторного збудника

Характеристику неробочого ходу знімають до значення, установленого підприємством-виробником.

Характеристику навантаження знімають шляхом навантаження на ротор генератора до значення, не нижчого ніж значення номінального струму збудження. Відхилення характеристик від знятих на підприємстві-виробнику не нормується.

1.8.64 Перевірка роботи машини на неробочому ході

Перевірку проводять протягом не менше ніж 1 год. Під час перевірки електродвигунів значення струму неробочого ходу не нормується.

1.8.65 Визначення меж регулювання частоти обертання електродвигунів

Визначення проводять на неробочому ході і під навантаженням в електродвигунах з регульованою частотою обертання.

Межі регулювання повинні відповідати технологічним даним механізму.

Примітка. Збудники синхронних генераторів необхідно випробовувати за **1.8.57–1.8.64.**

ЕЛЕКТРОДВИГУНИ ЗМІННОГО СТРУМУ

1.8.66 Умови введення в роботу електродвигунів без сушіння ізоляції

Для визначення необхідності сушіння ізоляції обмоток електродвигунів слід керуватися вимогами табл. 1.8.8 і додатка А.

Таблиця 1.8.8 – Умови увімкнення електродвигунів без сушіння

Потужність, номінальна напруга, вид ізоляції	Критерії оцінювання стану ізоляції обмотки статора	
	Абсолютне значення опору ізоляції, МОм	Значення коефіцієнта абсорбції
Більша ніж 5000 кВт Напруга – вища ніж 1 кВ	Не менше значень, наведених у додатку А, за температури ізоляції, не нижчої ніж 10 °С	Не менше ніж 1,3 за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С
5000 кВт і менше Напруга – вища ніж 1 кВ		Не менше ніж 1,2 за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С
Термореактивна ізоляція обмотки статора	$R_{60''}$ – не менше ніж $10U_{ном}$ за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С	Не нормується
Потужність – будь-яка Напруга – нижча ніж 1 кВ	Не менше ніж 0,5 МОм за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С	Не нормується

1.8.67 Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром, напругу якого зазначено в табл. 1.8.9.

Допустимі значення опору ізоляції наведено в табл. 1.8.9.

1.8.68 Випробування ізоляції обмотки статора підвищеною випрямленою напругою з вимірюванням струму витоку по фазах

Випробування проводять в електродвигунах потужністю понад 5000 кВт згідно з додатком А для визначення можливості їх увімкнення без сушіння.

Значення випробної напруги приймають згідно з табл. 1.8.2.

Таблиця 1.8.9 – Допустимі значення опору ізоляції

Випробний елемент	Напруга мегаомметра, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм	Примітка
Обмотка статора	0,5/1,0/2,5*	Відповідно до вказівок **1.8.66**	
Обмотка ротора	За вимогами підприємства-виробника, але не вища ніж 1,0	0,2	Вимірювання проводять в синхронних електродвигунах, електродвигунах з фазним ротором на напругу 3 кВ і вище або потужністю, більшою ніж 1000 кВт
Термоіндикатори із з'єднувальними проводами	0,25	Не нормується	
Підшипники	1,0	Не нормується	Вимірювання проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, підшипники яких мають ізоляцію відносно корпусу. Вимірювання проводять відносно фундаментної плити за повністю зібраних маслопроводів
* Опір ізоляції вимірюють за номінальної напруги обмотки до 0,5 кВ мегаомметром на напругу 0,5 кВ; за номінальної напруги обмотки, вищої ніж 0,5 кВ до 1 кВ, – мегаомметром на напругу 1,0 кВ, а за номінальної напруги, вищої ніж 1 кВ, – мегаомметром на напругу 2,5 кВ.			

1.8.69 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги приймають згідно з табл. 1.8.10. Тривалість подання випробної напруги становить 1 хв.

1.8.70 Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірювання виконують за практично холодного стану машини.

1 Обмотки статора та ротора

Вимірювання проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище і в електродвигунах потужністю 300 кВт і більше.

Вимірювання опору постійному струму обмотки ротора проводять в синхронних електродвигунах і в електродвигунах з фазним ротором.

Значення опорів різних фаз обмотки не повинні відрізнятися один від одного і від даних підприємства-виробника більше ніж на 2 %.

Таблиця 1.8.10 – Випробні напруги промислової частоти для обмоток електродвигунів змінного струму

Випробний елемент	Потужність електродвигуна, кВт	Номінальна напруга електродвигуна, кВ	Випробна напруга, кВ
Обмотка статора	Менше ніж 1,0 Від 1,0 і більше До 1000 Від 1000 і більше Від 1000 і більше Від 1000 і більше	Нижче ніж 0,1 Нижче ніж 0,1 Вище ніж 0,1 До 3,3 Вище 3,3 до 6,6 Вище 6,6	0,8 ($2U_{ном}$ + 0,5) 0,8 ($2U_{ном}$ + 1) 0,8 ($2U_{ном}$ + 1), але не менше ніж 1,2 0,8 ($2U_{ном}$ + 1) 0,8 ($2{,}5U_{ном}$) 0,8 ($2U_{ном}$ + 3)
Обмотка ротора синхронних електродвигунів, призначених для безпосереднього пуску, з обмоткою збудження, замкнутою на резистор або джерело живлення	–	–	8-кратне $U_{ном}$ системи збудження, але не менше ніж 1,2 і не більше ніж 2,8
Обмотка ротора електродвигуна з фазним ротором	–	–	1,5 $U_{рот}$*, але не менше ніж 1,0
Резистор кола гасіння поля**	–	–	2,0
Реостати та пускорегулювальні резистори	–	–	1,5 $U_{рот}$*, але не менше ніж 1,0

* $U_{рот}$ – напруга на кільцях за розімкнутого нерухомого ротора і повної напруги на статорі.
** Випробують в синхронних електродвигунах.

2 Реостати та пускорегулювальні резистори

У реостатах і резисторах, установлених на електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, опір вимірюють на усіх відгалуженнях, у решти електродвигунів вимірюють загальний опір реостатів і резисторів та перевіряють мегаомметром цілісність відпайок.

Значення опорів не повинні відрізнятися від паспортних більше ніж на 10 %.

1.8.71 Вимірювання повітряних зазорів між статором і ротором

Вимірювання зазорів проводять, якщо дозволяє конструкція електродвигуна. При цьому в електродвигунах потужністю 100 кВт і більше, в усіх електродвигунах відповідальних механізмів, а також в електродвигунах з виносними підшипниками і підшипниками ковзання значення повітряних зазорів у місцях, розміщених по обводу ротора і зсунутих один відносно одного під кутом 90° або в точках, спеціально передбачених під час виготовлення електродвигуна, не повинні відрізнятися більше ніж на 10 % від середнього значення зазору.

1.8.72 Вимірювання зазорів підшипника ковзання

Вимірювання проводять відповідно до вказівок підприємства-виробника.

1.8.73 Гідравлічне випробування повітроохолодника

Випробування проводять відповідно до вказівок підприємства-виробника.

1.8.74 Перевірка роботи електродвигуна на неробочому ході або з ненавантаженим механізмом

Перевірку проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, потужністю 100 кВт і більше. Значення струму неробочого ходу не нормується.

Тривалість безперервної роботи електродвигуна на неробочому ході повинна бути не менше ніж 1 год.

1.8.75 Вимірювання вібрації підшипників

Вимірювання проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, а також в усіх електродвигунах відповідальних механізмів.

Допустиме значення вібрації на кожному підшипнику електродвигуна не повинне перевищувати таких значень (якщо інструкціями підприємств-виробників не передбачено більш жорстких норм):

– синхронна частота обертання, об/хв, – 3000, 1500, 1000, 750 і нижче;

– вібрація підшипників, мкм, – 30, 60, 80 і 95 відповідно.

1.8.76 Перевірка роботи електродвигуна під навантаженням

Перевірку проводять під навантаженням, яке забезпечено технологічним обладнанням до моменту здавання в експлуатацію, але не менше ніж 50 % номінального.

Перевіряють тепловий і вібраційний стан електродвигуна.

Тривалість безперервної роботи – до температури, яка встановилася.

СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ, АВТОТРАНСФОРМАТОРИ ТА МАСЛЯНІ РЕАКТОРИ*

1.8.77 Визначення умов увімкнення трансформаторів

Умови введення трансформаторів в експлуатацію визначають згідно з **1.8.78–1.8.94** та вказівками підприємства-виробника.

1.8.78 Оцінювання вологості твердої ізоляції

* Далі – трансформатори.

Вологість оцінюють для трансформаторів на напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВ • А і більше.

Вміст вологи у твердій ізоляції визначають за вмістом вологи в закладених у бак зразках ізоляції.

Допустиме значення вмісту вологи у твердій ізоляції зразка товщиною 3 мм має бути не вище ніж 1 % для трансформаторів з захистом масла і 1,5 % – для трансформаторів без захисту масла.

1.8.79 Вимірювання опору ізоляції

1 Опір ізоляції обмоток вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Значення $R_{60''}$ ізоляції, виміряне під час монтажу (за температури, наведеної в паспорті трансформатора, або приведене до цієї температури), має бути:

– для трансформаторів на напругу до 35 кВ, залитих маслом, – не менше від значень, наведених у табл. 1.8.11;

– для трансформаторів на напругу від 110 кВ до 750 кВ – не менше ніж 50 % значення, наведеного в паспорті трансформатора.

Найменші допустимі значення опору ізоляції для обмотки сухих трансформаторів, які вводять в експлуатацію за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С, мають бути не нижче ніж: для обмоток з номінальною напругою до 1 кВ – 100 МОм; 6 кВ – 300 МОм; вище 6 кВ – 500 МОм.

Таблиця 1.8.11 – Найменші допустимі значення опору ізоляції обмоток трансформатора на напругу до 35 кВ, залитих маслом

Потужність трансформатора	Значення $R_{60''}$, МОм, за температури ізоляції, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 кВ • А	450	300	200	130	90	60	40
10000 кВ • А і більше	900	600	400	260	180	120	80
Примітка. Значення $R_{60''}$ відносяться до всіх обмоток даного трансформатора.							

Вимірювання опору ізоляції обмоток виконують за температури ізоляції, °С:

– для трансформаторів на напругу до 35 кВ – не нижчої ніж 5;

– для трансформаторів на напругу від 110 кВ до 150 кВ – не нижчої ніж 10;

– для трансформаторів на напругу від 220 кВ до 750 кВ – близької до температури, зазначеної в паспорті (різниця має бути не більше ніж 5 °С).

2 Опір ізоляції ярмових балок, пресувальних кілець і доступних стяжних шпильок трансформаторів вимірюють за необхідності, у разі огляду активної частини, мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Значення опору ізоляції має бути не менше ніж 0,5 МОм.

1.8.80 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат

Величину $tg\delta$ ізоляції обмоток трансформаторів, які вводять в експлуатацію, вимірюють згідно із схемами підприємства-виробника. Вимірювання проводять для силових трансформаторів на напругу 35 кВ потужністю 10000 кВ • А і більше та для всіх трансформаторів на напругу 110 кВ і вище.

Виміряне під час монтажу значення $tg\delta$ ізоляції обмоток (за тієї самої температури, що й на підприємстві-виробнику) або приведене до цієї температури (якщо

температура під час вимірювання відрізняється від наведеної в паспорті трансформатора) з урахуванням впливу tgδ масла має бути:

– для трансформаторів на напругу 35 кВ, залитих маслом, – не вище від значень, наведених у табл. 1.8.12, або не більше ніж 150 % паспортного значення;

– для трансформаторів на напругу від 110 кВ до 750 кВ – не більше ніж 150 % паспортного значення.

Значення tgδ ізоляції, які приведено до температури ізоляції 20 °С і які дорівнюють або є менше ніж 1 %, вважаються задовільними (без порівняння з паспортними даними).

Таблиця 1.8.12 – Найбільші допустимі значення tgδ ізоляції обмоток трансформаторів на напругу 35 кВ потужністю 10000 кВ · А і більше, залитих маслом

Назва показника	Значення						
Температура ізоляції, °С	10	20	30	40	50	60	70
Значення tgδ, %	0,8	1,0	1,3	1,7	2,3	3,0	4,0
Примітка. Значення tgδ відносяться до всіх обмоток даного трансформатора.							

Вимірювання tgδ ізоляції обмоток виконують за температури ізоляції, °С:

– для трансформаторів на напругу до 150 кВ – не нижчої ніж 10;

– для трансформаторів на напругу від 220 кВ до 750 кВ – близької до температури, зазначеної в паспорті (різниця не більша ніж 5 °С).

1.8.81 Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Випробувати ізоляцію обмоток разом з вводами маслонаповнених трансформаторів не обов'язково.

Випробування ізоляції обмоток сухих трансформаторів є обов'язковим і його проводять за нормами згідно з табл. 1.8.13.

Тривалість прикладання випробної напруги становить 1 хв.

Таблиця 1.8.13 – Значення випробних напруг промислової частоти для обмоток сухих трансформаторів

Назва показника	Значення							
Клас напруги трансформаторів, кВ	До 0,69	3	6	10	15	20	24	35
Випробна напруга, кВ	2,7	9,0	18,0	25,2	34,2	45,0	54,0	72,0

1.8.82 Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірювання здійснюють на всіх відгалуженнях, якщо в паспорті трансформатора немає інших вказівок. Значення опору обмоток трифазних трансформаторів не повинне відрізнятися більше ніж на 2 % від значення опору, одержаного на відповідних відгалуженнях інших фаз або паспортних значень за однакових температур, якщо немає особливих вказівок підприємства-виробника.

Значення опору обмоток однофазних трансформаторів не повинні відрізнятися більше ніж на 5 % від значення опору, одержаного на відповідних відгалуженнях інших фаз або паспортних значень за однакових температур, якщо немає особливих вказівок підприємства-виробника.

1.8.83 Перевірка коефіцієнта трансформації

Перевірку проводять на всіх положеннях перемикачів відгалужень. Значення коефіцієнта трансформації не повинне відрізнятися більше ніж на 2 % від значень, виміряних на відповідних відгалуженнях інших фаз, і значень підприємства-виробника. Для трансформаторів з пристроєм перемикання відгалужень обмоток під навантаженням (РПН) різниця між коефіцієнтами трансформації не повинна перевищувати значення ступеня регулювання.

1.8.84 Перевірка групи з'єднання обмоток трифазних трансформаторів і полярності виводів однофазних трансформаторів

Цю перевірку проводять у разі відсутності паспортних даних.

Група з'єднань повинна відповідати зазначеній в паспорті трансформатора, а полярність виводів – позначенням на кришці трансформатора.

1.8.85 Вимірювання втрат неробочого ходу за зниженої напруги

Вимірювання проводять у трансформаторах потужністю 1000 кВ • А і більше – за напругою (що підводиться до обмоток низької напруги) і за схемами, які наведено в паспорті трансформатора.

Для однофазних трансформаторів виміряне значення втрат неробочого ходу не повинне відрізнятися від паспортних даних більше ніж на 10 %.

Для трифазних трансформаторів співвідношення втрат по фазах не має відрізнятися від паспортних співвідношень більше ніж на 5 %.

1.8.86 Вимірювання опору короткого замикання трансформатора

Опір короткого замикання $Z_к$ вимірюють у трансформаторах на напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВ • А і більше.

Для трансформаторів з пристроєм регулювання напруги під навантаженням $Z_к$ вимірюють на основному і обох крайніх відгалуженнях.

Значення $Z_к$ не повинне відрізнятися більше ніж на 5 % від вирахуваного за паспортом (за напругою короткого замикання трансформатора) на основному відгалуженні обмоток, якщо інших значень не зазначено в документації підприємства-виробника.

1.8.87 Перевірка роботи перемикальних пристроїв

Контроль справності перемикальних пристроїв виконують згідно з інструкціями підприємств-виробників.

1.8.88 Перевірка дії допоміжних елементів

Перевірку засобів захисту масла від впливу навколишнього середовища, дії газового і захисного реле РПН, стрілкового маслопокажчика, запобіжного і відсічного клапанів, термоперетворювачів опору виконують згідно з інструкціями підприємств-виробників.

1.8.89 Випробування бака на щільність

Випробування виконують:

у трансформаторах на напругу до 35 кВ – шляхом створення надмірного тиску стовпа масла, висота якого над рівнем заповненого розширника становить 0,6 м, за винятком трансформаторів з хвильовими баками і пластинчастими радіаторами, для яких висоту стовпа масла приймають такою, що дорівнює 0,3 м;

– у трансформаторах з плівковим захистом масла – шляхом створення всередині гнучкої оболонки надмірного тиску повітря 10 кПа;

– у решти трансформаторів на напругу 110 кВ і вище – шляхом створення надмірного тиску азоту або сухого повітря 10 кПа в надмасляному просторі розширника.

Трансформатори без розширника і герметизовані на маслощільність не випробовують.

Температура масла в баку трансформатора під час випробування має бути не нижче ніж 10 °С. Тривалість випробувань становить не менше ніж 3 год.

Трансформатор вважається маслощільним, якщо під час візуального огляду витікання масла не виявлено.

1.8.90 Перевірка систем охолодження

Контроль систем охолодження виконують згідно з інструкціями підприємств-виробників.

1.8.91 Вимірювання характеристик трансформаторного масла

Аналіз масла під час розвантаження, зберігання, монтажу та введення в експлуатацію трансформаторів (під час першого увімкнення) проводять згідно з **1.8.187–1.8.190** та інструкцією підприємства-виробника.

Для трансформаторів усіх класів напруг масло із баку контактора пристрою регулювання напруги під навантаженням випробовують згідно з інструкцією підприємства-виробника РПН.

Для трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, а також трансформаторів власних потреб енергоблоків необхідно проводити хроматографічний аналіз розчинених у маслі газів.

1.8.92 Випробування вводів

Випробування та вимірювання вводів проводять згідно з **1.8.179–1.8.182.**

1.8.93 Випробування вбудованих трансформаторів струму

Випробування та вимірювання вбудованих трансформаторів струму виконують згідно з **1.8.104.**

1.8.94 Випробування трансформаторів увімкненням на номінальну напругу

Трансформатори вмикають на час, не менший ніж 30 хв, упродовж якого прослуховують і наглядають за станом трансформатора. У процесі випробувань не повинні мати місце явища, які вказують на незадовільний стан трансформатора.

Примітка 1. Маслонаповнені трансформатори потужністю до 630 кВ • А випробовують за **1.8.77, 1.8.79, 1.8.82, 1.8.91** і **1.8.94.**

Примітка 2. Маслонаповнені трансформатори на напругу до 35 кВ, потужністю до 6,3 МВ • А випробовують за **1.8.77, 1.8.79, 1.8.82–1.8.85, 1.8.88, 1.8.89, 1.8.91** і **1.8.94.**

Примітка 3. Сухі і заповнені негорючим рідким діелектриком трансформатори всіх потужностей випробовують за **1.8.79, 1.8.81–1.8.84** і **1.8.94.**

ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ

1.8.95 Вимірювання опору ізоляції

Вимірювання опору основної ізоляції та ізоляції вимірювального виводу трансформаторів струму проводять мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Вимірювання опору вторинних обмоток і проміжних обмоток каскадних трансформаторів струму відносно цоколя проводять мегаомметром на напругу 1,0 кВ або 2,5 кВ.

Виміряні значення опору ізоляції повинні бути не менше від наведених у табл. 1.8.14.

Таблиця 1.8.14 – Опір ізоляції трансформаторів струму

Клас напруги трансформаторів, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм, не менше			
	Основна ізоляція	Вимірювальний вивід	Вторинні обмотки*	Проміжні обмотки
3–35	1000	–	50 (1)	–
110–220	3000	–	50 (1)	–
330–750	5000	1000	50 (1)	1
* Значення опору ізоляції вторинних обмоток наведено: без дужок – за від'єднаних вторинних кіл, в дужках – з приєднаними вторинними колами.				

1.8.96 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і ємності ізоляції

Вимірювання tgδ ізоляції трансформаторів струму проводять за напруги 10 кВ.

Виміряні значення tgδ ізоляції обмоток трансформаторів струму не мають перевищувати значень, наведених у табл. 1.8.15, якщо підприємством-виробником не встановлено інших норм.

Ємність ізоляції не повинна відрізнятися більше ніж на 5 % порівняно з паспортними даними.

Таблиця 1.8.15 – Граничні значення tgδ основної ізоляції обмоток трансформаторів струму за температури ізоляції 20 °С

Тип ізоляції	Граничні значення tgδ, %, ізоляції трансформатора струму на номінальну напругу, кВ						
	35	110	150	220	330	500*	750*
Паперово-масляна ланкового типу	2,2	2,2	1,65	1,1	–	1,1	–
Паперово-масляна конденсаторного типу (кабельно-конденсаторна)	150 % від виміряного на підприємстві-виробнику, але не більше ніж 0,5						
Елегазова (трансформатори струму типу ТОГ)	–	150 % від виміряного на підприємстві-виробнику, але не більше ніж 0,5					
* Норму надано для одного блока каскадного трансформатора струму.							

1.8.97 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

1 Випробування основної ізоляції

Значення випробної напруги основної ізоляції наведено в табл. 1.8.16.

Таблиця 1.8.16 – Випробна напруга промислової частоти

Вид ізоляції	Випробна напруга, кВ, для вимірювальних трансформаторів на номінальну напругу, кВ							
	3	6	10	15	20	24	27	35
Нормальна	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	67,5	72	85,5
Полегшена	9,0	18,0	25,2	34,2	45,0	54,0	58,5	72,0

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

2 Випробування ізоляції вторинних обмоток

Значення випробної напруги вторинних обмоток становить 1,8 кВ (для ізоляції вторинних обмоток з приєднаними до них колами – 1 кВ).

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

1.8.98 Перевірка контрольних точок характеристики намагнічування

Контрольні точки характеристики намагнічування трансформатора струму перевіряють за напруги, зазначеної в документації підприємства-виробника. При цьому в будь-якому разі значення вторинного струму не повинне перевищувати номінального значення.

Дозволено знімати тільки три точки характеристики намагнічування підвищенням напруги до початку насичення, але не вище ніж 1800 В. Одержані значення в контрольних точках порівнюють із паспортними значеннями або з результатами вимірювань у справних однотипних трансформаторах струму. При цьому виміряні значення струму намагнічення повинні бути не більшими від значень, наведених у паспорті підприємства-виробника.

За наявності в обмотках відгалужень контрольні точки перевіряють на робочому відгалуженні.

1.8.99 Перевірка полярності вбудованих трансформаторів струму

Полярність повинна відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.100 Перевірка коефіцієнта трансформації

Відхилення значень виміряного коефіцієнта трансформації від зазначеного в паспорті повинно бути в межах точності вимірювання.

1.8.101 Вимірювання опору обмоток постійному струму

Відхилення значення виміряного опору обмотки від зазначеного в паспорті має бути не більше ніж 2 %, якщо інше не наведено в інструкціях підприємств-виробників.

1.8.102 Перевірка якості ущільнень трансформаторів струму

Перевірку проводять у трансформаторах струму на напругу від 35 кВ до 500 кВ з паперово-масляною ізоляцією негерметичного виконання шляхом утворення в них надлишкового тиску масла 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2). Тривалість перевірки становить 5 хв.

Під час перевірки не повинно бути витікання масла та зниження випробного тиску.

1.8.103 Випробування трансформаторного масла

Трансформаторне масло випробовують згідно з **1.8.187–1.8.190** та інструкцією підприємства-виробника.

1.8.104 Випробування вбудованих трансформаторів струму

Випробування вбудованих трансформаторів струму проводять за **1.8.95, 1.8.97–1.8.101.**

Вимірювання опору ізоляції вбудованих трансформаторів струму проводять мегаомметром на напругу 1000 В.

Виміряне значення опору ізоляції без вторинних кіл повинне бути не менше ніж 10 МОм.

Дозволено вимірювати опір ізоляції вбудованих трансформаторів струму разом з вторинними колами. Виміряне значення опору ізоляції має бути не менше ніж 1 МОм.

ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ

1.8.105 Електромагнітні трансформатори напруги

1 Вимірювання опору ізоляції

Вимірювання опору ізоляції первинної обмотки трансформаторів напруги проводять мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток, а також зв'язуючих обмоток каскадних трансформаторів напруги проводять мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Виміряні значення опору ізоляції мають бути не менше від наведених у табл. 1.8.17.

Таблиця 1.8.17 – Опір ізоляції трансформаторів напруги

Клас напруги трансформаторів, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм, не менше		
	Основна ізоляція	Вторинні обмотки*	Зв'язуючі обмотки
3–35	50	50 (1)	–
110–500	100	50 (1)	1
* Значення опору ізоляції вторинних обмоток наведені: без дужок – за від'єднаних вторинних кіл, в дужках – з приєднаними вторинними колами.			

2 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги основної ізоляції наведено в табл. 1.8.16.

Трансформатори напруги з ослабленою ізоляцією одного з виводів випробуванню не підлягають.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

Значення випробної напруги вторинних обмоток становить 1,8 кВ (для ізоляції вторинних обмоток з приєднаними до них колами – 1 кВ).

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

3 Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірювання опору обмоток постійному струму проводять у маслонаповнених трансформаторах напруги та у зв'язуючих обмотках каскадних трансформаторів напруги.

Відхилення значення виміряного опору обмотки від зазначеного в паспорті має бути не більше ніж 2 % для первинних обмоток і не більше ніж 5 % – для вторинних обмоток, якщо інше не наведено в інструкціях підприємств-виробників.

4 Вимірювання струму неробочого ходу

Вимірювання струму неробочого ходу трансформаторів напруги проводять за напруги, зазначеної в інструкції підприємства-виробника.

Під час приймально-здавальних випробувань вимірювання струму неробочого ходу для каскадних трансформаторів виконують для кожного блока окремо та фази в цілому.

Виміряні значення струму неробочого ходу не повинні відрізнятися від зазначених у паспорті більше ніж на 20 %.

5 Випробування трансформаторного масла

Трансформаторне масло випробовують згідно з **1.8.187–1.8.190** та інструкцією підприємства-виробника.

1.8.106 Ємнісні трансформатори напруги

1 Вимірювання опору ізоляції електромагнітного пристрою

Вимірювання опору ізоляції обмоток проводять мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Значення опору ізоляції повинне бути не менше ніж 300 МОм.

2 Випробування ізоляції електромагнітного пристрою підвищеною напругою промислової частоти

Випробуванням підлягає ізоляція вторинних обмоток електромагнітного пристрою.

Випробувальна напруга становить 1,8 кВ. Тривалість прикладення напруги становить 1 хв.

3 Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірювання опору обмоток постійному струму проводять в робочих положеннях перемикаючого пристрою.

Виміряні значення опору не повинні відрізнятися від зазначених в паспорті більше ніж на 5 %.

4 Вимірювання струму і втрат неробочого ходу

Вимірювання струму і втрат неробочого ходу проводять за напруг, зазначених у документації підприємства-виробника.

Виміряні значення не повинні відрізнятися від зазначених у паспорті більше ніж на 20 %.

5 Випробування трансформаторного масла з електромагнітного пристрою

Значення пробивної напруги масла має бути не менше ніж 30 кВ.

6 Випробування конденсаторів дільників напруги

Випробування конденсаторів дільників напруги проводять згідно з вказівками **1.8.164–1.8.166.**

7 Випробування обмежувачів перенапруг

Випробування обмежувачів перенапруг проводять згідно з вказівками **1.8.169, 1.8.170.**

1.8.107 Елегазові трансформатори напруги

1 Вимірювання опору ізоляції

Значення опору ізоляції, виміряне мегаомметром на напругу 2,5 кВ, повинне бути не менше ніж 300 МОм між:

- первинною обмоткою і заземленими вторинними обмотками;
- первинною обмоткою і корпусом у разі заземлених вторинних обмоток;
- між вторинними обмотками;
- незаземленими вторинними обмотками і корпусом;

– між зв'язуючими обмотками та верхнім фланцем нижнього блока в разі відключеної перемички Нр-Е (для трансформаторів типу НКГ).

Опір ізоляції обмоток визначають за температури ізоляції, не нижчої ніж 10 °С.

2 Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Ізоляцію вторинних обмоток і виводу «N» первинної обмотки необхідно випробувати напругою 1,8 кВ (для ізоляції вторинних обмоток з приєднаними до них колами – 1 кВ) протягом 1 хв.

3 Вимірювання опору обмоток постійному струму

Значення опору постійному струму первинної обмотки не повинне відрізнятися від паспортних значень більше ніж на 2 % , вторинних обмоток – більше ніж на 5 % .

4 Вимірювання струму неробочого ходу

Значення струму неробочого ходу не повинне відрізнятися більше ніж на 20 % від паспортних значень.

ЕЛЕГАЗОВІ ВИМИКАЧІ

1.8.108 Вимірювання опору ізоляції

1 Вимірювання опору ізоляції опорних і рухомих частин, виконаних із органічних матеріалів

Опір ізоляції потрібно вимірювати мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення його повинне бути не нижче від значень, наведених у табл. 1.8.18.

2 Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування проводять згідно з **1.8.191.**

Таблиця 1.8.18 – Граничні значення опору ізоляції опорних і рухомих частин, виконаних з органічних матеріалів

Опір ізоляції, МОм, вимикача на номінальну напругу, кВ		
3–35	110–150	220 і вище
3000	5000	10000

1.8.109 Випробування ізоляції підвищеною напругою

1 Ізоляцію кожного полюса вимикача відносно землі і двох інших полюсів, а також ізоляцію міжконтактних розривів випробують напругою промислової частоти протягом 1 хв. Значення випробної напруги наведено в табл. 1.8.19.

Таблиця 1.8.19 – Випробна напруга промислової частоти ізоляції апаратів

Вид ізоляції	Значення випробної напруги, кВ, для апаратів на номінальну напругу до 35 кВ					
	3	6	10	15	20	35
Фарфорова	24	32	42	55	65	95
Фарфорова разом з твердими і рідкими діелектриками або кабельними масами, органічна	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	85,5
Полегшена	9,0	18,0	25,2	34,2	45,0	72,0

2 Ізоляцію вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування випробовують напругою промислової частоти 1 кВ протягом 1 хв.

1.8.110 Вимірювання опору постійному струму

1 Вимірювання опору головного кола

Опір головного кола необхідно вимірювати як в цілому всього струмопровідного кола полюса, так і окремо кожного розриву дугогасного пристрою (якщо це дозволяє конструктивне виконання апарату).

Значення опору не повинне перевищувати норм підприємств-виробників.

2 Вимірювання опору обмоток електромагнітів керування і додаткових резисторів у їх колі

Виміряні значення опорів повинні відповідати нормам підприємств-виробників.

1.8.111 Перевірка мінімальної напруги спрацьовування вимикачів

Вимикач повинен спрацьовувати за напруги на електромагнітах вимикання, не більшої ніж $0{,}7U_{ном}$, а на електромагнітах увімкнення – не більшої ніж $0{,}85U_{ном}$ у разі живлення приводу від мережі постійного струму і номінального тиску елегазу у вимикачі та номінального тиску масла в системі приводу. У разі живлення приводу від мережі змінного струму вимикачі повинні спрацьовувати за напруги на електромагнітах вимикання, не більшої ніж $0{,}65U_{ном}$, а на електромагнітах увімкнення – не більшої ніж $0{,}85U_{ном}$. Напругу на електромагніти треба подавати поштовхом.

1.8.112 Перевірка характеристик вимикача

Під час перевірки роботи елегазових вимикачів потрібно визначати їх характеристики, які наведено в інструкціях підприємств-виробників. Результати перевірок і вимірів повинні відповідати вимогам інструкцій підприємств-виробників. Види операцій і складних циклів, значення напруг оперативного струму, за яких необхідно виконувати перевірку характеристик вимикачів, наведено в табл. 1.8.20. Значення власних часів вимикання та увімкнення, а також різночасність спрацьовування між контактами та полюсами потрібно забезпечувати за номінального тиску елегазу у вимикачі, номінального тиску масла в гідросистемі приводу і номінальної напруги на виводах кіл електромагнітів керування.

Таблиця 1.8.20 – Обсяг багаторазових випробувань елегазових вимикачів під час налагодження

Найменування операції або циклу	Напруга на затискачах електромагнітів керування	Кількість операцій та циклів у процесі налагодження
Вимикання, увімкнення	Номінальна*	2
	Мінімальна*	2
	Максимальна	1
Цикл «увімкнення – вимикання»	Номінальна*	2
	Мінімальна*	2
	Максимальна	1
Цикл «вимикання – увімкнення – вимикання»	Номінальна*	2
	Мінімальна*	1
	Максимальна	1
* Осцилограми роботи вимикачів потрібно знімати.		

1.8.113 Перевірка характеристик приводів вимикачів

У пружинних приводах вимикачів перевіряють час заведення пружини увімкнення, а також струм двигуна (двигунів) заведення пружини за номінальної напруги живлення.

У гідравлічних приводах перевіряють тиски спрацьовування давачів: пуску двигуна насоса гідросистеми, блокування АПВ, блокування увімкнення вимикача і блокування керуванням вимикачем, а також час заряджання гідросистеми після виконання операцій «увімкнення», «вимикання» та циклів «увімкнення – вимикання», «вимикання – увімкнення – вимикання». У разі використання в гідросистемах азоту перевіряють тиск заряджання останнього. Напругу на двигун треба подавати поштовхом. Виміряні значення повинні відповідати вимогам інструкції підприємства-виробника.

1.8.114 Випробування вимикачів багаторазовим увімкненням і вимиканням

Багаторазові випробування – виконання операцій «увімкнення» та «вимикання» і складних циклів («увімкнення – вимикання» без витримки часу обов'язкові для всіх вимикачів; «вимикання – увімкнення – вимикання» – для вимикачів, які призначено для роботи в режимі АПВ) – повинні виконуватися за різних напруг на виводах електромагнітів керування і тисків масла в гідросистемі привода з метою перевірки справності дії вимикачів згідно з табл. 1.8.20.

1.8.115 Перевірка герметичності

Перевірку герметичності виконують за допомогою течошукача елегазу. Під час випробування на герметичність щупом течошукача досліджують зони ущільнення стикових з'єднань і зварювальних швів вимикача.

Результати випробувань на герметичність вважаються задовільними, якщо прилад не показує наявність витікання. Випробування виконують за номінального тиску елегазу.

1.8.116 Перевірка уставок давача густини елегазу (густиноміра)

Перевірку уставок давача густини елегазу (густиноміра) на сигнал та блокування проводять під час заповнення вимикача елегазом або окремо перед установленням на вимикач.

1.8.117 Випробування конденсаторів дільників напруги

Випробування треба виконувати згідно з **1.8.164–1.8.166.**

1.8.118 Випробування вбудованих трансформаторів струму

Випробування треба виконувати згідно з **1.8.104.**

ВАКУУМНІ ВИМИКАЧІ

1.8.119 Вимірювання опору ізоляції

1 Вимірювання опору ізоляції опорних та рухомих частин, виконаних із органічних матеріалів.

Значення опору ізоляції полюса вимикача відносно його корпусу має бути не менше ніж 3000 МОм.

Вимірювання проводять мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

2 Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл приводу вимикача проводять згідно з **1.8.191.**

1.8.120 Випробування ізоляції підвищеною напругою

1 Ізоляцію кожного полюса вимикача відносно землі і двох інших полюсів, а також ізоляцію міжконтактних розривів випробовують напругою промислової частоти протягом 1 хв.

Значення випробної напруги наведено в табл. 1.8.19.

2 Ізоляцію вторинних кіл і приводу вимикача випробовують напругою промислової частоти 1 кВ протягом 1 хв.

1.8.121 Вимірювання опору постійному струму струмопровідного контуру кожного полюса

Значення опору не має перевищувати норм підприємства-виробника.

1.8.122 Перевірка мінімальної напруги спрацьовування вимикача

Вимикачі повинні спрацьовувати за напруги на приводі під час вимикання, не більшої ніж $0,7U_{ном}$, а на приводі під час увімкнення – не більшої ніж $0,85U_{ном}$ у разі живлення приводу від мережі постійного струму. У разі живлення приводу від мережі змінного струму вимикачі повинні спрацьовувати за напруги на приводі під час вимикання, не більшої ніж $0,65U_{ном}$, а на приводі під час увімкнення – не більшої ніж $0,85U_{ном}$. Напругу на привід треба подавати поштовхом.

1.8.123 Перевірка часових характеристик вимикача

Власний час увімкнення та вимикання повинен відповідати нормам підприємства-виробника.

1.8.124 Випробування вимикача багаторазовим увімкненням і вимиканням

Випробування виконують за такими операціями і циклами:

- увімкнення;
- вимикання;
- увімкнення – вимикання;
- вимикання – увімкнення – вимикання.

Операції «увімкнення», «вимикання» та «увімкнення – вимикання» без витримки часу виконують на всіх вимикачах. Операцію «вимикання – увімкнення – вимикання» виконують на вимикачах, призначених для роботи в режимі АПВ.

Операціями «увімкнення» і «вимикання» та складними циклами випробовують 2–3 рази.

Операції вимикачем виконують за номінальної напруги на приводі вимикача.

ВИМИКАЧІ НАВАНТАЖЕННЯ

1.8.125 Вимірювання опору ізоляції

1 Опір ізоляції тяг із органічних матеріалів вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення опору і золяції повинне бути не менше ніж 3000 МОм.

2 Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл і обмотки електромагніта керування проводять згідно з **1.8.191**.

1.8.126 Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

1 Випробування ізоляції вимикача навантаження виконують випробною напругою згідно з табл. 1.8.19.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

2 Ізоляцію вторинних кіл і обмотки електромагніта керування випробовують напругою промислової частоти 1 кВ протягом 1 хв.

1.8.127 Вимірювання опору постійному струму

1 Вимірювання опору контактів вимикача

Вимірюють опір струмові дної системи полюса.

Значення опору має відповідати даним підприємства-виробника.

2 Вимірювання опору обмотки електромагніта керування

Значення опору має відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.128 Перевірка дії механізму вільного розчеплення

Механізм вільного розчеплення необхідно перевіряти під час роботи не менше ніж у двох положеннях рухомих контактів під час увімкнення:

– у момент замикання первинного кола вимикача;

– за повного увімкнутого положення.

1.8.129 Перевірка спрацьовування приводу за зниженої напруги

Перевірку проводять для визначення фактичного значення напруги на затискачеві електромагніта вимикання приводу, за якого вимикач (без струму в первинному колі) зберігає працездатність, тобто виконує операцію вимикання з початку і до кінця.

Фактичне значення напруги спрацьовування приводу повинне відповідати даним підприємства-виробника, а за відсутності таких даних – повинне бути на (15–20) % менше ніж нижня межа робочої напруги на затискачах електромагніту приводу.

1.8.130 Випробування вимикачів навантаження багаторазовим увімкненням і вимиканням

Кількість операцій, яка підлягає виконанню кожним вимикачем, повинна становити по три «увімкнення» та «вимикання». Операції виконують за номінальної напруги на електромагніті керування.

РОЗ'ЄДНУВАЧІ

1.8.131 Вимірювання опору ізоляції

1 Вимірювання опору ізоляції тяг з органічних матеріалів

Вимірювання виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення опору ізоляції повинне бути не менше від значень, зазначених у табл. 1.8.18.

2 Вимірювання опору ізоляції ізоляторів

Вимірювання проводять згідно з **1.8.184**.

3 Вимірювання ізоляції вторинних кіл керування

Вимірювання проводять згідно з **1.8.191**.

1.8.132 Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Випробування виконують у такому обсязі:

– ізоляція роз'єднувачів – згідно з таблицею 1.8.19. Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв;

– ізоляція вторинних кіл керування – напругою 1,0 кВ протягом 1 хв.

1.8.133 Вимірювання опору постійному струму контактної системи роз'єднувачів

Виміряні значення опору мають відповідати нормам підприємств-виробників, а за їх відсутності – даним, наведеним у табл. 1.8.21.

1.8.134 Вимірювання витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомих

Виміряні значення витягувальних зусиль за знежирених контактних поверхонь повинні відповідати нормам підприємства-виробника.

Таблиця 1.8.21 – Допустимі значення опору постійному струму контактної системи роз'єднувачів

Тип роз'єднувача	Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм, А	Допустимі значення опору, мкОм
РПГ	750	3150	250
РПГ	330, 500	3150	150
РГ	500	3150	120
РГ	330	3150	100
РГ	220	2000	150
РГ	220	1000	192
РГ	110	2000	71
РГ	110	1000	120
РГ, РГП	35	2000	40
РГ, РГП	35	1000	90
РГН	220	2000	129
РГН	220	1000	165
РГН	150	2000	120
РГН	150	1000	150
РПВ	330	3150	170
РДЗ	150	2000	58
РДЗ	150	1000	108
РДЗ, РДЗП	110	3150	48,6
РДЗ, РДЗП	110	2000	39,6
РДЗ, РДЗП	110	1000	82,2
РДЗ	35	2000	22,6
РДЗ	35	1000	60
РРЗ	35	1000, 2000	45
РЛНД	10	630	59
РЛНД	10	400	82
РЛНД	10	200	230

1.8.135 Перевірка роботи роз'єднувача

Роботу апарата з ручним керуванням перевіряють шляхом виконання п'яти операцій «увімкнення» та п'яти операцій «вимикання», апаратів з дистанційним керуванням – також шляхом виконання п'яти операцій «увімкнення» і п'яти операцій «вимикання» за номінальної напруги на виводах електродвигунів керування.

1.8.136 Перевірка роботи механічного блокування

Блокування не повинне допускати оперування головними ножами за увімкнених заземлювальних ножів і навпаки.

КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ ВНУТРІШНЬОГО ТА ЗОВНІШНЬОГО УСТАНОВЛЕННЯ

1.8.137 Вимірювання опору ізоляції

1 Опір ізоляції первинних кіл вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення опору ізоляції має бути не менше ніж 100 МОм.

2 Опір ізоляції вторинних кіл вимірюють згідно з **1.8.191.**

1.8.138 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

1 Випробування ізоляції первинних кіл комірок

Значення випробної напруги приймають згідно з табл. 1.8.22.

Випробування підвищеною напругою промислової частоти комплектних розподільних установок внутрішнього (КРУ) та зовнішнього (КРУЗ) установлення рекомендовано виконувати до приєднання силових кабелів за змонтованих комірок і висувних елементів у робочому положенні (крім висувних елементів з трансформаторами напруги, вентильними розрядниками та обмежувачами перенапруг).

Таблиця 1.8.22 – Випробна напруга промислової частоти комірок КРУ і КРУЗ

Номінальна напруга КРУ і КРУЗ, кВ	Випробна напруга, кВ, для комірок		
	з фарфоровою ізоляцією	з ізоляцією елементів з твердих органічних матеріалів	з полегшеною ізоляцією
6	32	28,8	18,0
10	42	37,8	25,2
15	55	49,5	34,2
20	65	58,5	45,0
35	95	85,5	72,0

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

2 Випробування ізоляції вторинних кіл комірок

Ізоляцію вторинних кіл комірок випробують напругою промислової частоти 1 кВ протягом 1 хв.

1.8.139 Контроль болтових контактних з'єднань

1 Перевірка якості виконання болтових контактних з'єднань шин

Болтові з'єднання підлягають вибірковій перевірці на затягування болтів (на 2–3 % з'єднань) за **1.8.149.**

У колах заземлення електроустаткування перевірці підлягають всі болтові контактні з'єднання.

2 Вимірювання опору контактів постійному струму

Значення опору роз'ємних і болтових контактів не повиннно перевищувати значень, наведених у табл. 1.8.23.

1.8.140 Механічні випробування

Випробування виконують відповідно до інструкції з експлуатації КРУ і КРУЗ підприємства-виробника. До механічних випробувань відносяться:

– п'ятиразове викочування та вкочування висувних елементів з перевіркою стану і точності зчленування втичних контактів, а також робота шторок, блокування, фіксаторів, механічних частин дугового захисту тощо;

– перевірка роботи і стану контактів заземлювального роз'єднувача.

Примітка. Норми випробувань елементів КРУ і КРУЗ (вимикачі, вимірювальні трансформатори, вимикачі навантаження, обмежувачі перенапруг, вентильні розрядники, запобіжники, роз'єднувачі, кабелі, силові трансформатори тощо) наведено у відповідних пунктах цієї глави.

Таблиця 1.8.23 – Допустимі значення опору постійному струму контактів КРУ і КРУЗ

Випробний елемент	Допустиме значення опору
Контакти збірних шин, вибірково	Значення опору відрізка шин у місці контактного з'єднання не має перевищувати більше ніж у 1,2 разу значення опору відрізка шин тієї ж довжини без контакту
Втичні контакти первинного кола*, вибірково	Допустимі значення опору контактів наведено в інструкціях підприємств-виробників. У випадках, коли значення опору контактів не наведено в інструкціях підприємств-виробників, значення опору має бути не більше ніж, мкОм: для контактів на 400 А – 75 для контактів на 600 А – 60 для контактів на 900 А – 50 для контактів на 1200 А– 40 для контактів більше 2000 А – 33
Роз'ємні контакти вторинного силового кола (лише контакти ковзного типу), вибірково	Не більше ніж 4000 мкОм
* Вимірювання виконують, якщо дозволяє конструкція КРУ і КРУЗ.	

КОМПЛЕКТНІ ЕКРАНОВАНІ СТРУМОПРОВОДИ

1.8.141 Вимірювання опору ізоляції

Вимірювання опору ізоляції струмовідних елементів виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ, а ізольованих екранів – за **1.8.144.**

Значення опору ізоляції струмовідних елементів не нормуються.

1.8.142 Випробування ізоляції струмопроводу підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги для ізоляції струмопроводу за від'єднаних вентильних розрядників (обмежувачів перенапруг), трансформаторів напруги, обмоток генераторів і силових трансформаторів наведено в табл. 1.8.24.

Таблиця 1.8.24 – Значення випробної напруги

Вид ізоляції струмопроводу	Значення випробної напруги, кВ, для струмопроводів з номінальною напругою, кВ					
	6	10	15	20	24	35
Фарфорова	32	42	55	65	75	95
Фарфорова разом з виробами з твердих органічних матеріалів	28,8	37,8	49,5	58,5	67,5	85,5

Для струмопроводів і загальним для всіх трьох фаз екраном випробну напругу прикладають почергово до кожної фази струмопроводу за інших заземлених на кожух фаз.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

1.8.143 Перевірка якості з'єднань шин і екранів

Болтові з'єднання струмопроводу, виконані відповідно до вимог інструкції з монтажу болтових з'єднань шин, підлягають вибірковій перевірці на затягування болтів.

Зварні з'єднання повинні виконувати висококваліфіковані зварники. З'єднання підлягають огляду відповідно до інструкції зі зварювання алюмінію, контролю методом рентгено- або гаммаскопії (за наявності відповідної установки) або способом, рекомендованим підприємством-виробником.

Шви зварних з'єднань шин і екранів мають відповідати таким вимогам:

– не допускаються тріщини, пропали, незаварені кратери та непровари довжиною, більшою ніж 10 % довжини шва за глибини, більшої ніж 15 % товщини металу, який зварюється;

– сумарне значення непровару, підрізів, газових пор, окисних і вольфрамових включень зварних шин і екранів з алюмінію та його сплавів у кожному перетині, який розглядається, має бути не більше ніж 15 % товщини металу, який зварюється.

1.8.144 Перевірка відсутності короткозамкнутих контурів в екранах струмопроводів

Перевірку виконують у струмопроводах, кожухи яких ізольовано від опорних металоконструкцій.

1 Перевірка гумових ущільнень екранів секціонованих струмопроводів

Значення опору ізоляції гумових ущільнень знімних і рухомих екранів відносно металевих конструкцій за демонтованих стяжних шпильок, виміряне мегаоммером на напругу 1 кВ, має бути не менше ніж 10 кОм.

2 Перевірка гумових компенсаторів екранів секціонованих струмопроводів

Повітряний зазор між болтами сусідніх металевих затискних кілець гумового компенсатора має бути не менше ніж 5 мм.

3 Перевірка ізоляційних прокладок станин струмопроводів з секціонованими і безперервними екранами

Перевірку виконують у станинах екранів і вузлів металевих конструкцій з двошаровими ізоляційними прокладками.

Значення опору ізоляції прокладки, виміряне мегаомметром на напругу 0,5 кВ або 1,0 кВ, повинне бути не менше ніж 10 кОм.

Стан ізоляційних втулок болтів кріплення металевих балок і станин екранів перевіряють візуально.

4 Перевірка ізоляції екранів (коробів) струмопроводу від корпусу генератора та трансформатора

За безперервного повітряного зазору (щілини) між екраном (коробом) струмопроводу і корпусом генератора перевіряють візуально відсутність металевого замикання зазору (щілини).

У разі однобічної ізоляції ущільнень екранів (коробів) струмопроводу від корпусу генератора і трансформатора перевіряють візуально цілісність ізоляційних втулок, відсутність дотикання поверхнями екрана (короба) в місцях ізолювання корпусу генератора і трансформатора.

У разі двобічної ізоляції ущільнень екранів (коробів) струмопроводу в місцях приєднання останнього до корпусу генератора і трансформатора вимірюють опір ізоляції екрана (короба) відносно корпусу генератора і трансформатора за демонтованих стяжних шпильок і заземлювальних провідників, який має бути не менше ніж 10 кОм.

1.8.145 Перевірка відсутності водню в екранах

Перевірку виконують в струмопроводах, приєднаних до виводів генераторів з водневим охолодженням. Вміст водню в екранах струмопроводу має бути не більше ніж 1 %.

1.8.146 Перевірка пристроїв штучного охолодження струмопроводу

Перевірку параметрів штучного охолодження та пристроїв виконують згідно з інструкціями підприємств-виробників.

Примітка. Норми випробувань обладнання, вбудованого в струмопровід (вимірювальні трансформатори, комутаційні апарати тощо), наведено у відповідних пунктах цієї глави.

КОНТАКТНІ З'ЄДНАННЯ ЗБІРНИХ ТА З'ЄДНУВАЛЬНИХ ШИН, ПРОВОДІВ І ГРОЗОЗАХИСНИХ ТРОСІВ

1.8.147 Контроль опресованих контактних з'єднань

Контролюють геометричні розміри і стан контактних з'єднань проводів і грозозахисних тросів повітряних ліній (ПЛ) та шин розподільних установок (РУ).

Геометричні розміри (довжина і діаметр спресованої частини корпусу затискача) не повинні відрізнятися від тих, які вимагаються технологічними вказівками з монтажу контактних з'єднань.

Стальне осердя опресованого з'єднувального затискача не повинне зміщуватися відносно симетричного положення більше ніж на 15 % довжини частини проводу, який пресується.

На поверхні затискача не повинно бути ущільнень, корозії, механічних пошкоджень.

Вибірково контролюють не менше 3 % установлених затискачів кожного типорозміру (марки).

1.8.148 Контроль контактних з'єднань, виконаних із застосуванням овальних з'єднувальних затискачів

Перевіряють геометричні розміри і стан контактних з'єднань проводів і грозозахисних тросів.

Геометричні розміри з'єднувальних затискачів після монтажу не повинні відрізнятися від передбачених технологічними вказівками з монтажу.

На поверхні затискачів не повинно бути ущільнень, корозії (на сталевих з'єднувальних затискачах), механічних пошкоджень.

Кількість витків скрутки затискачів, які скручуються, у сталеалюмінієвих, алюмінієвих і мідних проводах повинна становити не менше чотирьох і не більше чотирьох з половиною витків.

Контролюють вибірково не менше ніж 2 % встановлених затискачів кожного типорозміру.

1.8.149 Контроль болтових контактних з'єднань

1 Контроль затяжки болтів контактних з'єднань

Перевіряють затяжку болтів контактних з'єднань, виконаних із застосуванням з'єднувальних плашкових, петльових, перехідних, з'єднувальних перехідних, відгалужених і апаратних затискачів; перевірку проводять відповідно до інструкції з їх монтажу вибірково на 2–3 % з'єднань.

2 Вимірювання перехідних опорів

Перевіряють перехідний опір усіх болтових контактних з'єднань неізольованих проводів ПЛ напругою від 35 кВ до 750 кВ, збірних та з'єднувальних шин і струмопроводу на струм 1000 А і більше, контактних з'єднань шин відкритих розподільних установок (ВРУ) напругою 35 кВ і вище.

Проводять вибірково на 2–3 % з'єднань.

На ПЛ падіння напруги або опір на ділянці проводу (0,7 м–0,8 м) у місці контактного з'єднання не повиннні перевищувати падіння напруги або опір усієї ділянки проводу тієї самої довжини і того самого перерізу більше ніж у два рази; для контактних з'єднань на підстанції співвідношення вимірюваних опорів повинне бути не більше ніж 1,2.

1.8.150 Контроль зварних контактних з'єднань

1 Контроль контактних з'єднань, виконаних із застосуванням термітних патронів

Контролюють контактне з'єднання проводів ПЛ і збірних з'єднувальних шин РУ, виконаних із застосуванням термітних патронів.

У звареному з'єднанні не повинно бути:

– перепалів зовнішньої повивки проводу або порушення зварювання в разі перегинання зварених кінців проводу;

– усадкових раковин в місці зварювання глибиною більше 1/3 діаметра проводу з алюмінію, сплавів або міді; глибиною більше ніж 6 мм – сталеалюмінієвого проводу перерізом 150–600 мм^2.

2 Контроль контактних з'єднань жорсткої ошиновки, виконаних зварюванням

Перевіряють стан зварювання контактних з'єднань. У звареному з'єднанні не повинно бути зовнішніх дефектів: непроварів, газових пор, чужорідних включень, тріщин у шві та в зоні термічного впливу.

Зварні з'єднання вважаються непридатними, якщо в них виявлено:

– дефекти, сумарна протяжність яких є більше ніж 10 мм;

– дефекти, сумарна умовна протяжність яких є більше ніж 20 % внутрішнього периметра з'єднань.

1.8.151 Перевірка вузла вільного кріплення жорсткої ошиновки

Перевірку проводять згідно із СОУ 40.1-32385941-39:2011 «Проектування жорсткої ошиновки у відкритих розподільних установках напругою від 110 до 750 кВ. Методичні вказівки».

1.8.152 Перевірка максимального прогину жорсткої ошиновки

Максимальний прогин ошиновки після установлення на ізолятори та додавання ваги відгалужень не повинен перевищувати $L_0/100$, де L_0 – довжина шини між опорами (шинотримачами).

1.8.153 Контроль з'єднань із спіральною арматурою

Під час контролю перевіряють правильність виконання монтажу:

– повиви спіральної арматури повинні бути змонтовані без накладання один на одного;

– не повинно бути перегинів провідників спіральних затискачів;

– повиви повинні бути змонтовані таким чином, щоб кожне наступне пасмо притискалося до попереднього.

СТРУМООБМЕЖУВАЛЬНІ СУХІ РЕАКТОРИ

1.8.154 Вимірювання опору ізоляції обмоток відносно болтів кріплення

Опір вимірюють мегаомметром на напругу 1,0 кВ або 2,5 кВ.

Значення опору ізоляції реакторів має бути не менше ніж 0,5 МОм.

1.8.155 Випробування опорних ізоляторів реактора підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги опорних ізоляторів повністю зібраного реактора приймають згідно з табл. 1.8.30.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

Випробування опорних ізоляторів реакторів та ізоляторів ошиновки комірки можна виконувати одночасно.

ЕЛЕКТРОФІЛЬТРИ

1.8.156 Вимірювання опору ізоляції обмоток трансформатора агрегату живлення

Значення опору ізоляції обмоток напругою 380/220 В разом з приєднаними до них колами повинне бути не менше ніж 1 МОм.

Значення опору ізоляції обмоток високої напруги не повинне бути нижче 50 МОм за температури 25 °С або не повинне бути менше ніж 70 % значення, зазначеного в паспорті агрегату.

1.8.157 Випробування ізоляції кіл 380/220 В агрегату живлення

Випробування ізоляції проводять напругою промислової частоти 2 кВ протягом 1 хв. Елементи, що працюють на напрузі 60 В і нижче, повинні бути від'єднаними.

1.8.158 Вимірювання опору ізоляції кабелю високої напруги

Значення опору ізоляції, виміряне мегаомметром на напругу 2,5 кВ, має бути не менше ніж 10 МОм.

1.8.159 Випробування ізоляції кабелю високої напруги

Випробування проводять напругою 70 кВ постійного струму протягом 30 хв.

1.8.160 Випробування трансформаторного масла

Гранично допустимі значення пробивної напруги масла: до заливання – 40 кВ, після заливання – 35 кВ. У маслі не повинно міститися слідів води.

1.8.161 Перевірка справності заземлення елементів обладнання

Виконують перевірку надійності кріплення заземлювальних провідників до заземлювача і до елементів устаткування: осаджувальних електродів, позитивного полюса агрегату живлення, корпусу електрофільтра, корпусів трансформаторів і електродвигунів, основи перемикачів, каркасів панелей і щитів управління, кожухів кабелю високої напруги, люків лазів, дверцят ізоляторних коробок, коробок кабельних муфт, фланців ізоляторів та інших металевих конструкцій згідно з проектом.

1.8.162 Перевірка опору заземлювальних пристроїв

Опір заземлювача не повинен перевищувати 4 Ом, а опір заземлювальних провідників (між контуром заземлення та деталлю устаткування, що підлягає заземленню) – 0,05 Ом.

1.8.163 Зняття вольтамперних характеристик

Вольтамперні характеристики електрофільтра (залежність струму корони полів від прикладеної напруги) знімають на повітрі і димовому газі згідно з вказівками табл. 1.8.25.

Таблиця 1.8.25 – Вказівки щодо зняття характеристик електрофільтрів

Випробуваний об'єкт	Порядок зняття вольтамперних характеристик	Вимоги до результату випробувань
Кожне поле на повітрі	Вольтамперну характеристику знімають при плавному підвищенні напруги з інтервалами зміни струмового навантаження 5–10 % номінального значення до передпробійного рівня. Її знімають за увімкнених в безперервну роботу механізмів струшування електродів і димососів	Пробивна напруга на електродах повинна бути не менше ніж 40 кВ за номінального струму корони протягом 15 хв
Усі поля електрофільтра на повітрі	Те саме	Характеристики, зняті на початку і наприкінці 24 год випробування, не повинні відрізнятися одна від одної більше ніж на 10 %
Усі поля електрофільтра на димовому газі	Вольтамперну характеристику знімають при плавному підвищенні напруги до передпробійного рівня (висхідна вітка) з інтервалами зміни струмового навантаження 5–10 % номінального значення і при плавному зниженні напруги (низхідна вітка) з тим же інтервалом струмового навантаження. Її знімають за номінального першого навантаження котла і увімкнених в безперервну роботу механізмів струшування електродів	Характеристики, зняті на початку і наприкінці 72 год випробування, не повинні відрізнятися одна від одної більше ніж на 10 %

КОНДЕНСАТОРИ

1.8.164 Вимірювання опору ізоляції

Вимірювання виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ для конденсаторів зв'язку, конденсаторів відбору потужності, конденсаторів дільників напруги, ізолюючих підставок.

Значення опору ізоляції між виводами конденсатора не нормується, але воно має бути не менше ніж 100 МОм.

Опір ізоляції ізолюючих підставок конденсаторів вимірюють згідно з **1.8.184.**

1.8.165 Вимірювання ємності

Ємність вимірюють у кожному елементі конденсатора. Відхилення виміряних значень ємності конденсатора від паспортних не повинні виходити за межі, наведені в табл. 1.8.26.

Таблиця 1.8.26 – Допустиме відхилення ємності конденсаторів

Вид конденсатора	Допустиме відхилення виміряної ємності конденсатора від паспортного значення, %
Косинусний конденсатор на напругу 3,15 кВ і вище	±5
Конденсатор поздовжньої компенсації	+5 −10
Конденсатори зв'язку, конденсатори відбору потужності та конденсатори дільників напруги	±5

1.8.166 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат

Тангенс кута діелектричних втрат вимірюють на конденсаторах зв'язку, відбору потужності та конденсаторах для дільників напруги.

Виміряні значення $tg\delta$ не повинні перевищувати 0,3 %.

1.8.167 Випробування конденсаторів підвищеною напругою

Необхідність проведення випробування конденсаторів підвищеною напругою, значення випробної напруги та тривалість її прикладення визначають за інструкціями підприємств-виробників.

1.8.168 Випробування батареї конденсаторів

Випробування проводять трикратним увімкненням батареї на номінальну напругу з контролем значень струмів по всіх фазах.

Струми в різних фазах не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 5 %.

ВЕНТИЛЬНІ РОЗРЯДНИКИ ТА ОБМЕЖУВАЧІ ПЕРЕНАПРУГ

1.8.169 Вимірювання опору розрядників і обмежувачів перенапруг

У розрядниках і обмежувачах перенапруг (ОПН) на класи напруги 3 кВ і вище опір вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ, у розрядниках і ОПН – на класи напруги від 1 кВ до 3 кВ – мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Значення опору розрядників і ОПН на класи напруги до 3 кВ повинне бути не менше ніж 1000 МОм.

Значення опору розрядників типу РВО має бути не менше ніж 5000 МОм.

Значення опору ОПН на класи напруги від 3 кВ до 750 кВ має відповідати вимогам інструкцій підприємств-виробників.

Значення опору ізоляції між ізольованим виводом і нижнім фланцем ОПН повинне бути не менше ніж 10 МОм.

1.8.170 Вимірювання струму провідності обмежувачів перенапруг

Струм вимірюють за температури навколишнього повітря, вищої ніж 5 °С, у суху погоду – за методикою підприємства-виробника.

Вимірювання струму провідності обмежувачів перенапруг проводять:

– для обмежувачів на класи напруги від 3 кВ до 110 кВ – при прикладанні найбільшої тривало допустимої робочої напруги обмежувача;

– для обмежувачів на класи напруги від 150 кВ до 750 кВ – за напруги, наведеної в інструкції підприємства-виробника.

Граничні значення струмів провідності ОПН повинні відповідати вимогам підприємств-виробників.

1.8.171 Вимірювання пробивної напруги розрядників

Вимірюють у розрядниках типу РВО на напругу від 3 кВ до 10 кВ за методикою підприємства-виробника. Допустимі значення пробивної напруги розрядників наведено в табл. 1.8.27.

Таблиця 1.8.27 – Пробивні напруги розрядників за промислової частоти

Тип розрядника	Діюче значення пробивної напруги за промислової частоти, кВ	
	не менше	не більше
РВО-3	9	11
РВО-6	16	19
РВО-10	26	30,5

1.8.172 Перевірка пристрою для вимірювання струму провідності обмежувача перенапруг під робочою напругою

Вимірювання та випробування виконують за методикою та нормами підприємства-виробника.

ЗАПОБІЖНИКИ ТА ЗАПОБІЖНИКИ-РОЗ'ЄДНУВАЧІ НА НАПРУГУ ПОНАД 1 кВ

1.8.173 Випробування опорної ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги опорної ізоляції запобіжників і запобіжників-роз'єднувачів приймають згідно з табл. 1.8.30.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

Випробування опорної ізоляції запобіжників і запобіжників-роз'єднувачів можна виконувати разом з випробуванням ізоляторів ошиновки комірок.

1.8.174 Перевірка цілісності плавкої вставки

Перевіряють:

– омметром – цілісність плавкої вставки;

– візуально – наявність маркування на патроні і відповідність струму проектним даним.

1.8.175 Вимірювання опору постійному струму струмопровідної частини патрона запобіжника-роз'єднувача

Виміряне значення опору повинне відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.176 Вимірювання контактного натиску в роз'ємних контактах запобіжника-роз'єднувача

Виміряне значення контактного натиску повинне відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.177 Перевірка стану дугогасної частини патрона запобіжника-роз'єднувача

Вимірюють внутрішній діаметр дугогасної частини патрона запобіжника-роз'єднувача.

Виміряне значення внутрішнього діаметра дугогасної частини патрона запобіжника-роз'єднувача повинне відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.178 Перевірка роботи запобіжника-роз'єднувача

Виконують п'ять циклів операцій увімкнення та вимкнення запобіжника-роз'єднувача. Виконання кожної операції повинне бути успішним з першої спроби.

ВВОДИ ТА ПРОХІДНІ ІЗОЛЯТОРИ

1.8.179 Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції вимірювальної та останньої обкладок вводів вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Значення опору ізоляції повинне бути не менше ніж 1000 МОм.

1.8.180 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і ємності

Вимірювання $\mathrm{tg}\delta$ та ємності ізоляції вводів і прохідних ізоляторів проводять за температури ізоляції, не нижчої ніж 10 °С.

Проводять вимірювання $\mathrm{tg}\delta$ і ємності:

– основної ізоляції вводів – за напруги 10 кВ;

– ізоляції вимірювального конденсатора C_2 або останніх шарів ізоляції C_3 – за напруги 5 кВ (для вводів з твердою ізоляцією – згідно з вимогами підприємства-виробника).

Значення $\mathrm{tg}\delta$ повинні відповідати вимогам підприємства-виробника.

Граничне збільшення ємності основної ізоляції має відповідати вимогам підприємства-виробника.

1.8.181 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги для вводів і прохідних ізоляторів, що випробовують окремо до їх монтажу, приймають згідно з табл. 1.8.28. Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

Випробування вводів, установлених на силових трансформаторах, виконують разом з випробуванням обмоток цих трансформаторів за нормами, прийнятими для силових трансформаторів.

1.8.182 Випробування трансформаторного масла з маслонаповнених вводів

У герметичних вводах випробування масла не виконують.

Таблиця 1.8.28 – Значення випробної напруги вводів і прохідних ізоляторів

Найменування об'єкта випробування і вид основної ізоляції	Значення випробної напруги вводів і прохідних ізоляторів на номінальну напругу, кВ						
	3	6	10	15	20	24	35
Вводи та прохідні ізолятори з фарфору	24	32	42	55	65	75	95
Мастиконаповнені вводи, вводи та прохідні ізолятори з органічних твердих матеріалів	–	28,8	37,8	49,5	58,5	67,5	85,5

ОПОРНІ ТА ОПОРНО-СТРИЖНЬОВІ ІЗОЛЯТОРИ

1.8.183 Контроль зовнішнього стану

1 Ізолятори, які мають на ребрах поверхні сколи, дозволено вводити в експлуатацію після відновлювального ремонту, за умови неперевищення значень площі та глибини допустимих сколів, зазначених у табл. 1.8.29.

Таблиця 1.8.29 – Площа та глибина поверхневих сколів на ребрах ізоляторів, які підлягають відновлювальному ремонту

Площа зовнішньої поверхні ізолятора, дм^2	36–60	60–175	175–270	270–360	360–450	450–800	800–1400	>1400
Сумарна площа допустимих сколів на ізолятори, мм^2	100	100	150	150	200	200	200	300
Допустима глибина сколу, мм	2	3	3	3	3	3	3	4

2 Ізолятори з низькою якістю армування дозволено вводити в експлуатацію після відновлювального ремонту за умови неперевищення площі 10 см^2 (у двох фланцях) поверхневого викришування цементної зв'язки.

3 Відхилення колонки ізолятора від вертикалі не повинне перевищувати 2 мм.

1.8.184 Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ за температури навколишнього повітря, не нижчої ніж 5 °С. Вимірювання опору ізоляторів рекомендовано проводити безпосередньо перед їх установленням.

Значення опору ізоляції кожного ізолятора повинне бути не менше ніж 300 МОм.

1.8.185 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги приймають згідно з табл. 1.8.30. Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

Таблиця 1.8.30 – Випробна напруга опорних та опорно-стрижньових ізоляторів

Вид ізоляції	Значення випробної напруги ізоляторів на номінальну напругу, кВ					
	3	*6*	*10*	*15*	*20*	*35*
Фарфорова	24	32	42	55	65	95
Полімерна	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	85,5

1.8.186 Контроль опорно-стрижньових ізоляторів ультразвуковим методом

Контроль опорно-стрижньових ізоляторів із фарфору ультразвуковим методом проводять згідно із СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-466:2011 «Контроль технічного стану опорно-стрижневих ізоляторів за допомогою ультразвукового (акустичного) методу та засобами інфрачервоної техніки. Норми їх дефектації».

ТРАНСФОРМАТОРНЕ МАСЛО

1.8.187 Контроль якості трансформаторного масла після транспортування

Масло, яке надійшло з підприємства-виробника (постачальника), до його зливання з цистерни (ємності), перевіряють на відповідність вказаних у документах значень показників його якості – пробивна напруга, температура спалаху, кислотне число, вміст водорозчинних кислот і лугів, наявність механічних домішок і нерозчиненої води.

Масло, призначене для заливання в електроустаткування на напругу 110 кВ і вище (силові та вимірювальні трансформатори, вводи), а також у трансформатори власних потреб особливо важливих об'єктів без урахування класу напруги, потрібно додатково перевіряти на термоокисну стабільність і тангенс кута діелектричних втрат за температури 90 °С.

1.8.188 Контроль якості трансформаторного масла після зливання в ємності

Через три доби після зливання масла в ємності з кожної з них відбирають проби для випробувань (верхню та нижню) відповідно до ГОСТ 6433.5-84 «Диэлектрики жидкие. Отбор проб» і ДСТУ 4488-2005 «Нафта і нафтопродукти. Методи відбирання проб». Обсяг випробувань має відповідати **1.8.187**, за винятком визначення термоокисної стабільності.

1.8.189 Контроль якості трансформаторного масла перед заливанням в електроустаткування

Свіже трансформаторне масло, яке підготовлено до заливання в електроустаткування, повинне задовольняти вимоги табл. 1.8.31 для визначених категорій зазначеного устаткування.

Для диференційованого підходу до оцінювання якості масел електроустаткування поділяють на категорії, наведені в табл. 1.8.32.

Заливають і доливають маслонаповнене електроустаткування попередньо підготовленим чистим і сухим маслом. Показники, які має бути визначено для трансформаторного масла, підготовленого до заливання в те чи інше електроустаткування, наведено в табл. 1.8.33.

Таблиця 1.8.31 – Гранично допустимі значення показників якості трансформаторного масла, підготовленого та залитого в устаткування

Найменування показників	Категорія устаткування[1)]	Значення показників якості трансформаторного масла до заливання (доливання) в устаткування	Значення показників якості трансформаторного масла після заливання в устаткування	Нормативний документ, який регламентує метод визначення показників
1 Пробивна напруга для трансформаторів, апаратів і вводів, не менше, кВ	А (крім герметичних вводів)	70	65	ГОСТ 6581-75
	Б (крім герметичних вводів)	60	55	
	В (тільки для устаткування класу напруги 150 кВ, крім герметичних вводів)	55	50	
	В (крім устаткування класу напруги 150 кВ та герметичних вводів)	50	45	
	Г (тільки для трансформаторів власних потреб)	40	35	
	Г (крім трансформаторів власних потреб)	35	30	
	Д	30	25	
	Тільки для герметичних вводів категорій класів напруг А, Б, В	70	–	
2 Вологовміст, не більше, % маси (г/т)	Для всіх категорій герметичного устаткування, у тому числі з плівковим або азотним захистом (крім вимірювальних трансформаторів), негерметичного устаткування категорій А, Б (крім вимірювальних трансформаторів) та трансформаторів власних потреб енергоблоків станцій незалежно від класу напруги	0,001 (10)	0,001 (10)	ГОСТ 7822-75[2)]

Продовження таблиці 1.8.31

Найменування показників	Категорія устаткування[1)]	Значення показників якості трансформаторного масла до заливання (доливання) в устаткування	Значення показників якості трансформаторного масла після заливання в устаткування	Нормативний документ, який регламентує метод визначення показників
	Для решти устаткування: категорій В (крім вимірювальних трансформаторів) Для вимірювальних трансформаторів категорій за класом напруги А, Б, В Категорій Г, Д	0,002 (20) 0,0015 (15) Відсутнє (візуально)	0,0025 (25) 0,0020 (20) Відсутнє (візуально)	
3 Тангенс кута діелектричних втрат за температури 90 °С, не більше, %	А, Б, В, Г1, Д1 (потужністю 40 МВ · А і більше та місткістю масла 10 т і більше)	0,5	0,7	ГОСТ 6581-75
4 Кислотне число, не більше, мг КОН/г масла	А, Б, В, Г, Д	0,01	0,01	ГОСТ 5985-79[3)]
5 Вміст водорозчинних кислот, мг КОН/г масла	А, Б, В, Г, Д	Відсутнє	Відсутнє	ГОСТ 6307-75
6 Вміст механічних домішок, не більше:				
– кількість в 100 мл масла частинок (розмір частинок більше 5 мкм), шт. (клас чистоти);	А	24930 (10)	24930 (10)	IEC 60970:2007, ДСТУ ГОСТ 17216:2004

Кінець таблиці 1.8.31

Найменування показників	Категорія устаткування[1)]	Значення показників якості трансформаторного масла до заливання (доливання) в устаткування	Значення показників якості трансформаторного масла після заливання в устаткування	Нормативний документ, який регламентує метод визначення показників
–% маси (г/т)[4)]	А та шунтувальні реактори 500 кВ Б, В Г, Д	0,0005 (5) 0,005 (50) Відсутнє (візуально)	0,0005 (5) 0,005 (50) Відсутнє (візуально)	РД 34.43.202, ГОСТ 6370-83
7 Температура спалаху в закритому тиглі, не менше, °С	А, Б, В, Г, Д	135	135	ГОСТ 6356-75
8 Газовміст (для герметичного обладнання)	А, Б, В	За інструкцією підприємства-виробника	За інструкцією підприємства-виробника	
9 Стабільність проти окислення	А, Б	Відповідно до марки масла	–	ГОСТ 981-75

[1)] Категорія устаткування – згідно з приміткою до таблиці 1.8.32.

[2)] Дозволено визначати показник за ГОСТ 24614, а також застосовувати прилади, що пройшли атестацію в організаціях, яким Держспоживстандартом України надано такі права.

[3)] Дозволено визначати показник також за ГОСТ 11362.

[4)] Дозволено використовувати прилади, які дають можливість визначати гранулометричний склад механічних домішок з наступним визначенням вагового вмісту механічних домішок за ДСТУ ГОСТ 17216.

Таблиця 1.8.32 – Категорії високовольтного маслонаповненого устаткування

Клас напруги, кВ	Категорія відповідно до класу напруги	Категорія відповідно до класу напруги і типу устаткування	
		Силові трансформатори і реактори	Вимірювальні трансформатори і вводи
750	А	А1	А2
220–500	Б	Б1	Б2
60–150	В	В1	В2
15–35	Г	Г1	Г2
До 15	Д	Д1	Д2

Примітка. Якщо в разі посилання на категорію не вказано цифровий індекс типу устаткування, то вимоги пред'являються до устаткування вказаного класу напруги.

Таблиця 1.8.33 – Перелік показників, які визначають перед заливанням (доливанням) трансформаторного масла в устаткування

Вид устаткування та момент визначення показників якості масла	Категорія устаткування відповідно до класу напруги	Показник, який визначають (нумерація згідно з табл. 1.8.31)
1 Силові трансформатори, які транспортують без масла[1)]	А, Б, В Г, Д	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9 1, 4, 5, 6, 7
2 Силові трансформатори, які транспортують з маслом: – до початку монтажу – після монтажу перед увімкненням	 А, Б, В А, Б, В (Г, Д)[2)] (Г, Д)[3)]	 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 1, 6 1, 4, 5, 6, 7
3 Силові трансформатори з плівковим захистом: – перед заливанням – після монтажу перед увімкненням	 А, Б, В, Г, Д А, Б, В	 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8
4 Негерметичні вимірювальні трансформатори: – до початку монтажу – після монтажу перед увімкненням	 А, Б, В Г, Д А, Б, В Г[4)]	 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 1, 4, 5, 6, 7 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 1, 4, 5, 6, 7

[1)] До початку монтажу таких трансформаторів треба відбирати проби залишків масла із дна. Пробивна напруга цього масла відповідно до категорій має становити не менше ніж: 50 кВ – для категорії А; 45 кВ – для категорії Б; 35 кВ – для категорії В.

[2)] За наявності документів з результатами випробувань масла, проведених на підприємстві-виробнику не більше як за шість місяців до введення (увімкнення) в експлуатацію, або якщо від попередніх випробувань пройшло також не більше шести місяців.

Кінець таблиці1.8.33

Якщо показники 1 і 6 перед увімкненням устаткування не відповідають нормам таблиці 1.8.31, то масло замінюють з визначенням показників 1, 4, 5, 6, 7.

[3] За відсутності протоколу випробування масла підприємства-виробника або перевищення терміну (шість місяців від попередніх випробувань).

[4] Тільки якщо об'єм масла становить 30 кг і більше (якщо об'єм масла у вимірювальних трансформаторах категорії Г становить менше ніж 30 кг, проби масла можна не відбирати, але в разі погіршення характеристик ізоляції дозволено повну заміну масла).

Значення показників якості масла, яке заливають до окремих ступенів каскадних вимірювальних трансформаторів, мають (якщо немає інших вимог підприємства-виробника таких трансформаторів) відповідати допустимим значенням для класу напруги цих трансформаторів, тобто класу напруги, для якої призначено каскадний вимірювальний трансформатор у цілому.

Для трансформаторів усіх класів напруг масло з бака контактора пристрою регулювання напруги під навантаженням випробовують згідно з інструкцією підприємства-виробника РПН.

1.8.190 Аналіз масла перед увімкненням електроустаткування

Значення показників якості трансформаторного масла, яке відбирають з електроустаткування перед його увімкненням під напругу після монтажу, повинне задовольняти вимоги табл. 1.8.31, якщо вони не суперечать документації підприємства-виробника на це устаткування. За наявності суперечностей контроль належної якості трансформаторного масла в цьому устаткуванні виконують згідно з документацією підприємства-виробника.

АПАРАТИ, ВТОРИННІ КОЛА ТА ЕЛЕКТРОПРОВОДКА НАПРУГОЮ ДО 1 кВ

1.8.191 Вимірювання опору ізоляції

Вимірюють опір ізоляції кожної із груп електрично не зв'язаних вторинних кіл приєднання (вимірювальні кола, кола оперативного струму, кола сигналізації тощо) відносно землі та інших груп кіл, а також між жилами контрольних кабелів особливо відповідальних вторинних кіл.

До особливо відповідальних вторинних кіл відносяться кола газового захисту; кола конденсаторів, які використовують як джерело оперативного струму; струмові кола трансформаторів струму з номінальним значенням вторинного струму 1 А; струмові кола окремих фаз, де є реле або пристрої з двома або більше первинними обмотками; кола напруги від трансформаторів напруги до апаратів захисту вторинних кіл від КЗ.

Значення опору ізоляції повинні бути не менше від наведених у табл. 1.8.34.

1.8.192 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги для ізоляції відносно землі кіл релейного захисту, електроавтоматики та інших вторинних кіл з повністю зібраною схемою (разом з реле, контакторами, котушками приводів, автоматичними вимикачами тощо) на напругу, вищу ніж 60 В, а також поміж жилами контрольних кабелів (під час таких випробувань напругу потрібно подавати почергово на кожну жилу, решту жил з'єднати між собою і заземлити) особливо відповідальних вторинних кіл дорівнює 1 кВ.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

Таблиця 1.8.34 – Допустимі значення опору ізоляції апаратів, вторинних кіл і електропроводки

Випробний елемент	Номінальна напруга мегаомметра, кВ	Найменше допустиме значення опору ізоляції, МОм
1 Вторинні кола керування, захисту, вимірювання тощо:		
– шини постійного струму та напруги на щиті керування (за від'єднаних кіл)	1,0; 2,5	10,0
– кожне приєднання вторинних кіл і кіл живлення приводів вимикачів і роз'єднувачів[1)]	1,0; 2,5	0,5 – в електроустановках до 1000 В 1,0 – в електроустановках вище 1000 В
– кола керування, захисту та збудження машин постійного струму на напругу до 1000 В, приєднаних до силових кіл	1,0; 2,5	0,5 – в електроустановках до 1000 В 1,0 – в електроустановках вище 1000 В
2 Вторинні кола, які містять пристрої з мікроелектронними елементами, що розраховані на робочу напругу, В:		
– до 30	0,1	1,0
– понад 30 до 60	0,25	1,0
– понад 60	0,5	1,0
3 Силові та освітлювальні електропроводки[2)]	1,0	0,5
4 Вторинні кола розподільних пристроїв[3)], щитів і струмопроводів	1,0; 2,5	0,5

[1)] Вимірювання виконують на всіх приєднаних апаратах (котушки приводів, контактори, реле приладів, вторинні обмотки трансформаторів струму та напруги тощо).
[2)] Опір ізоляції за знятих плавких вставок вимірюють на відрізку між змінними запобіжниками або за останніми запобіжниками між будь-яким проводом і землею, а також між двома проводами. Під час вимірювання опору ізоляції необхідно вимкнути електроприймачі (апарати, прилади тощо).
[3)] Вимірюють опір ізоляції вторинних кіл кожної секції розподільного пристрою.

Якщо у випробуваних колах є елементи, розраховані на меншу випробну напругу, їх потрібно від'єднати і випробувати окремо (згідно зі стандартами або технічними умовами на ці елементи) або зашунтувати.

1.8.193 Перевірка роботоздатності розчіплювачів (теплових, електромагнітних, напівпровідникових тощо) автоматичних вимикачів

Розчіплювачі мають вимикати автоматичний вимикач за значеннями виміряного параметра (струм, напруга, час), які знаходяться в межах, заданих підприємством-виробником.

1.8.194 Перевірка роботоздатності автоматичних вимикачів, контакторів і магнітних пускачів

Автоматичний вимикач, контактор і магнітний пускач повинні безперебійно вмикатися, вимикатися і надійно утримуватися в увімкнутому положенні за напруги утримання, заданої підприємством-виробником.

Значення напруги спрацьовування та кількість операцій наведено в табл. 1.8.35.

Таблиця 1.8.35 – Значення напруги спрацьовування та кількість операцій під час випробування автоматичних вимикачів, контакторів і магнітних пускачів

Операція	Напруга на шинах оперативного струму	Кількість операцій
Увімкнення	$0{,}85U_{ном}$	5
Вимкнення	$0{,}8U_{ном}$	5
Увімкнення та вимкнення	$1{,}0U_{ном}$	5

1.8.195 Перевірка фазування розподільних пристроїв і приєднань

Під час перевірки фазування розподільних пристроїв і приєднань повинен бути збіг за фазами.

Примітка. Електропроводку напругою до 1 кВ від розподільних пунктів до електроприймачів *випробовують за* **1.8.191**.

АКУМУЛЯТОРНІ БАТАРЕЇ

1.8.196 Вимірювання ємності акумуляторної батареї

Ємність акумуляторної батареї, приведена до температури 20 °С, має відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.197 Перевірка роботоздатності акумуляторної батареї під час поштовхових струмів

Значення напруги на виводах акумуляторної батареї за вимкнутого підзарядного агрегату та розрядки батареї протягом не більше ніж 5 с найбільшим можливим струмом (кратність має бути не більше ніж 2,5 значення струму одногодинного режиму розрядки) не повинне знижуватися більше ніж на 0,4 В на кожний елемент від напруги в момент, який передує поштовху струму.

1.8.198 Вимірювання густини електроліту

Густина електроліту в кожному елементі в кінці зарядки та розрядки батареї, приведена до температури 20 °С, повинна відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.199 Вимірювання напруги кожного елемента батареї

Значення напруги елементів, що відстають, в кінці контрольної розрядки не повинне відрізнятися більше ніж на 2 % від середньоарифметичного значення

напруги решти елементів, а кількість елементів, що відстають, не повинна перевищувати 5 % їх загальної кількості.

Значення напруги в кінці розрядки має відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.200 Хімічний аналіз електроліту

Хімічний аналіз електроліту проводять згідно з вимогами підприємства-виробника.

1.8.201 Вимірювання опору ізоляції батареї

Вимірювання опору ізоляції незарядженої батареї та ошиновки проводять мегаомметром на напругу 1 кВ.

Опір ізоляції зарядженої акумуляторної батареї вимірюють пристроєм контролю ізоляції.

Вимірювання проводять за повністю знятого навантаження.

Значення опору ізоляції повинне бути не менше ніж 0,5 МОм.

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ

1.8.202 Перевірка виконання елементів заземлювальних пристроїв

Відповідність проекту конструктивного виконання заземлювального пристрою на відкритих розподільних установках електростанції та підстанції до приєднання природних заземлювачів і заземлювальних елементів (устаткування, конструкцій, будівель) перевіряють після монтажу до засипання ґрунту.

Перевірку заземлювальних пристроїв на ПЛ проводять на всіх опорах у населеній місцевості, на відрізках з найбільш агресивними, зсувними, видувними та погано провідними ґрунтами та, крім того, не менше ніж у 2 % опор від загальної кількості опор із заземлювачами.

1.8.203 Перевірка з'єднань заземлювачів, заземлювальних і захисних провідників

Перевіряють переріз, цілість і міцність з'єднання заземлювачів, заземлювальних і захисних провідників.

Перевіряють пофарбування заземлювальних провідників при входженні в ґрунт.

У заземлювальних провідниках, які з'єднують апарати з заземлювачами, і захисних провідниках, які з'єднують апарати з головною заземлювальною шиною, не повинно бути обривів і видимих дефектів. Надійність зварювання перевіряють ударом молотка, цілість і стан кола заземлення і заземлювачів – омметром та іншими приладами і засобами діагностики.

Проводять вимірювання перехідного опору контактного з'єднання.

Справним вважається контактне з'єднання, значення опору якого не перевищує 0,05 Ом.

1.8.204 Перевірка стану пробивних запобіжників у електроустановках напругою до 1 кВ

Пробивні запобіжники повинні бути справними і відповідати номінальній напрузі електроустановки.

1.8.205 Перевірка кола фаза-нуль в електроустановках напругою до 1 кВ із глухозаземленою нейтраллю

Перевірку проводять одним із таких способів:

– безпосереднім вимірюванням струму однофазного замикання на корпус або нейтральний провідник за допомогою спеціальних приладів;

– вимірюванням повного опору петлі фаза-нуль з наступним обчисленням струму однофазного замикання.

Кратність струму однофазного замикання на землю по відношенню до номінального струму запобіжника або автоматичного вимикача повинна бути не менше від значення, вказаного в главі 3.1 цих Правил.

1.8.206 Вимірювання опору заземлювальних пристроїв

Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв електроустановок (крім повітряних ліній) наведено в табл. 1.8.36.

Таблиця 1.8.36 – Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв електроустановок (крім повітряних ліній)

Характеристика електроустановки, заземлювальний пристрій якої перевіряється	Значення питомого опору ґрунту ρ, Ом • м	Значення опору заземлювального пристрою, Ом, не більше
1 Електроустановки напругою понад 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою нейтраллю, заземлювальний пристрій яких виконано:		
– за нормами на опір	Для всіх ρ	0,5 (з урахуванням опору штучних і природних заземлювачів)
– за нормами на напругу дотику	Для всіх ρ	Згідно з пректом
2 Електроустановки напругою понад 1 кВ у мережі з ізольованою нейтраллю (3 кВ–35 кВ)		
2.1 У разі використання заземлювального пристрою тільки для електроустановок напругою понад 1 кВ	До 500	$250/I_p$ [1], але не більше ніж 10 Ом
	Понад 500	$250/I_p$ [1] • 0,002ρ [2] (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 250 В)
2.2 У разі використання заземлювального пристрою одночасно для електроустановок напругою до 1 кВ, якщо:		

Продовження таблиці 1.8.36

Характеристика електроустановки, заземлювальний пристрій якої перевіряється	Значення питомого опору ґрунту ρ, Ом • м	Значення опору заземлювального пристрою, Ом, не більше
– захист від замикання на землю в електроустановці напругою понад 1 кВ діє на сигнал	До 500	$67/I_p$ [1] і повинен відповідати вимогам пунктів 3.1 та 3.2 цієї таблиці
	Понад 500	$67/I_p$ [1] • 0,002ρ [2] (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 67 В)
– захист від замикання на землю в електроустановці на напругу понад 1 кВ діє на вимикання	Для всіх ρ	Згідно з пректом
3 Електроустановки напругою до 1 кВ		
3.1 У мережі з глухозаземленою нейтраллю		
3.1.1 Приєднання нейтралі джерела живлення трифазного струму або виводу джерела однофазного струму до заземлювального пристрою з урахуванням використання всіх заземлювачів, приєднаних до *PEN*-(*PE*-)провідника (повторних і грозозахисних), якщо кількість відхідних ліній є не меншою двох для лінійних напруг (трифазного/однофазного струму), В:		
660/380	До 100 [3]	2
380/220	До 100 [3]	4
220/127	До 100 [3]	8
3.1.2 Безпосереднє приєднання нейтралі джерела живлення трифазного струму або виводу джерела однофазного струму до заземлювача, розташованого біля джерела живлення, якщо виконується пункт 3.1.1 цієї таблиці для лінійних напруг (трифазного/ однофазного струму), В:		
660/380	До 100 [3]	15
380/220	До 100 [3]	30
220/127	До 100 [3]	60

Кінець таблиці 1.8.36

Характеристика електроустановки, заземлювальний пристрій якої перевіряється	Значення питомого опору ґрунту ρ, Ом • м	Значення опору заземлювального пристрою, Ом, не більше
3.2 У мережі з ізольованою нейтраллю (система IT). Приєднання захисного *PE*-провідника до заземлювального пристрою у разі потужності джерела живлення:		
– понад 100 кВ • А	До 500	4[4]
	Понад 500	4 • 0,002ρ[2] (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 50 В)
– до 100 кВ • А	До 500	10[4]
	Понад 500	10 • 0,002ρ[2] (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 50 В)
3.3 В мережі з системою заземлення TT. Приєднання захисного *PE*-провідника до незалежного заземлювача	Для всіх ρ	$50/I_{\Delta n}$[5], але не більше ніж 100 Ом
4 Окремо встановлений на ВРУ блискавковідвід, який має відокремлений заземлювач		Згідно з пунктом 1.1 табл. 1.8.37

[1] I_p – розрахункове значення струму замикання на землю (визначають за пунктом 1.7.99 цих Правил).

[2] Для питомого опору ґрунту більше ніж 500 Ом • м дозволено збільшувати наведені значення в 0,002ρ разу, але не більше ніж у 10 разів.

[3] Для електроустановок напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю в районах з питомим опором ґрунту більше ніж 100 Ом • м дозволено збільшувати наведені значення опору в 0,01ρ разу, але не більше ніж у 10 разів, за винятком мереж, в яких заземлювальний пристрій, до якого приєднано нейтраль джерела живлення, використовують одночасно для електроустановок напругою до і понад 1 кВ. В останньому випадку збільшення опору можливе лише до значення, за якого напруга на заземлювальному пристрої не буде перевищувати 67 В у разі замикання на землю в електроустановці напругою понад 1 кВ, для якої захист від замикання на землю діє на сигнал, або не буде перевищувати допустиму напругу на заземлювальному пристрої, зазначену в таблиці 1.7.3 цих Правил, у разі, якщо захист діє на автоматичне вимкнення приєднання із замиканням на землю.

[4] Зазначені в пункті 3.2 опори можуть мати більше значення, якщо це обумовлено нормативними документами.

[5] $I_{\Delta n}$ – диференційний струм спрацювання пристрою захисного автоматичного вимкнення живлення, А.

Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв повітряних ліній наведено в табл. 1.8.37.

Таблиця 1.8.37 – Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв повітряних ліній

Найменування електроустановки	Характеристика електроустановки і заземлювального об'єкта	Величина, що вимірюється	Значення опору, Ом, не більше
1 ПЛ напругою понад 1 кВ	1.1 Опори залізобетонні, металеві та дерев'яні, на яких підвішено трос або встановлено пристрої грозозахисту[1]; усі залізобетонні та металеві опори ПЛ напругою 35 кВ; залізобетонні та металеві опори ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ у населеній місцевості; заземлювачі електроустаткування, установленого на опорах ПЛ напругою 110 кВ і вище	Опір заземлювача за значення питомого опору ґрунту, Ом • м:	
		до 100	10
		більше 100 до 500	15
		більше 500 до 1000	20
		більше 1000 до 5000	30
		більше 5000	$6 \cdot 10^{-3}\rho$[2]
	1.2 Заземлювачі електроустаткування на опорах ПЛ напругою від 3 кВ до 35 кВ	Опір заземлювача	Згідно з пунктом 2.1 табл. 1.8.36
	1.3 Опори залізобетонні та металеві ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ у ненаселеній місцевості	Опір заземлювача	Згідно з главою 2.5 цих Правил
	1.4 Розрядники та ОПН на підходах ПЛ до РУ з електричними машинами	Опір заземлювача	Згідно з главами 5.2 і 5.3 цих Правил
2 ПЛ напругою до 1 кВ	2.1 Опори із повторними заземлювачами *PEN*-провідника в мережах з глухозаземленою нейтраллю[3]	Опір заземлювача для лінійних напруг (трифазного/ однофазного струму), В	Згідно з проектом, але не більше ніж:
		660/380	15
		380/220	30
		220/127	60

Кінець таблиці 1.8.37

Найменування електроустановки	Характеристика електроустановки і заземлювального об'єкта	Величина, що вимірюється	Значення опору, Ом, не більше
	2.2 Опори з грозозахисними заземлювачами	Опір заземлювача (для всіх ρ)	30

[1] Для опор висотою понад 50 м значення опору заземлювача повинне бути в два рази меншим від наведеного в таблиці.

[2] ρ – питомий опір ґрунту, Ом • м.

[3] У районах з питомим опором ґрунту, більшим ніж 100 Ом • м, дозволено збільшувати наведені значення опору в 0,01ρ разів, але не більше ніж у 10 разів, за винятком мереж, в яких заземлювальний пристрій, до якого приєднано нейтраль джерела живлення, використовують одночасно для електроустановок напругою до і понад 1 кВ. В останньому випадку збільшення опору можливе лише до значення, за якого значення напруги на заземлювальному пристрої не буде перевищувати 67 В у разі замикання на землю в електроустановці напругою понад 1 кВ, для якої захист від замикання на землю діє на сигнал, або не буде перевищувати допустимого значення напруги на заземлювальному пристрої, вказане в табл. 1.7.3 цих Правил, у разі, якщо захист діє на автоматичне вимкнення приєднання із замиканням на землю.

Вимірювання проводять після приєднання природних заземлювачів.

1.8.207 Вимірювання напруги дотику (в електроустановках, виконаних згідно з нормами на напругу дотику)

Напругу дотику вимірюють за приєднаних природних заземлювачів і тросів ПЛ.

Напругу дотику вимірюють у контрольованих точках, в яких ці величини визначено розрахунком під час проектування. Під тривалістю впливу напруги розуміють сумарний час дії релейного захисту і повного часу вимикання вимикача.

Допустимі значення напруги дотику в електроустановках напругою від 110 кВ до 750 кВ наведено в табл. 1.8.38.

Таблиця 1.8.38 – Допустимі значення напруги дотику в електроустановках напругою від 110 кВ до 750 кВ

Назва показника	Значення					
Тривалість впливу напруги, с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	0,9	Від 1,0 до 5,0
Напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65

Примітка. Проміжні допустимі значення напруги в інтервалі від 0,1 с до 1,0 с слід визначати інтерполяцією.

1.8.208 Перевірка напруги на заземлювальному пристрої розподільних установок електростанцій і підстанцій за стікання з нього струму замикання на землю

Перевірку (розрахункову) проводять для електроустановок напругою вище 1 кВ у мережі з ефективно заземленою нейтраллю.

Напруга на заземлювальному пристрої:

– не обмежується для електроустановок, із заземлювальних пристроїв яких не можуть виноситися потенціали за межі зовнішньої огорожі електроустановки;

– не більше ніж 10 кВ, якщо передбачено заходи захисту ізоляції кабелів зв'язку і телемеханіки, а також ізоляції зовнішньої оболонки екранів силових одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену кабельних ліній, які відходять від електроустановки, та заходи щодо запобігання винесенню небезпечних потенціалів;

– не більше ніж 5 кВ в усіх інших випадках.

СИЛОВІ КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ

1.8.209 Перевірка цілісності і фазування жил кабелю

Перевіряють цілісність і відповідність позначень фаз жил кабелю, що підключаються.

1.8.210 Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ протягом 1 хв до і після випробування кабелю підвищеною напругою.

У силових кабелях на напругу 1 кВ і нижче значення опору ізоляції повинне бути не нижче ніж 0,5 МОм, на напругу вище 1 кВ значення опору ізоляції не нормується.

1.8.211 Випробування підвищеною напругою

Вид випробної напруги (змінна напруга з частотою 50 Гц; змінна напруга наднизької частоти 0,1 Гц спеціальної прямокутної косинусоподібної або іншої форми; випрямлена напруга) вибирають на підставі аналізу технічної можливості за рішенням технічного керівника.

Значення випробної напруги і тривалість випробування приймають згідно з табл. 1.8.39.

Таблиця 1.8.39 – Випробна напруга для КЛ

Вид випробувальної напруги	Значення випробної напруги, кВ, для силових кабелів на номінальну напругу, кВ									Тривалість випробувань, хв
	До 1	2	3	6	10	15	20	30	35	
КЛ з паперовою ізоляцією										
Випрямлена напруга	2,5	12	18	36	60	–	100[1)]	–	140[1)]	10
Змінна напруга наднизької частоти 0,1 Гц спеціальної форми (косинусний прямокутник)	–	3,6	5,4	11	18	–	36	–	60	30

Кінець таблиці 1.8.39

Вид випробувальної напруги	Значення випробної напруги, кВ, для силових кабелів на номінальну напругу, кВ									Тривалість випробувань, хв
	До 1	2	3	6	10	15	20	30	35	
КЛ з ізоляцією із зшитого поліетилену										
Напруга промислової частоти	–	–	–	6	10	15	20	30	35	5
Змінна напруга наднизької частоти 0,1 Гц спеціальної форми (косинусний прямокутник)	–	–	–	11	18	26	36	54	60	30
КЛ з пластмасовою ізоляцією (крім КЛ з ізоляцією із зшитого поліетилену)										
Випрямлена напруга	5[2]	7,5	15	36	60	–	100[1]	–	140[1]	10
Змінна напруга наднизької частоти 0,1 Гц спеціальної форми (косинусний прямокутник)	–	3,6	5,4	11	18	–	36	–	60	30
КЛ з гумовою ізоляцією										
Випрямлена напруга	–	4	6	12	20	–	–	–	–	5

[1] За відсутності необхідної випробної апаратури дозволяється проводити випробування випробною випрямленою напругою 70 кВ.

[2] Обов'язкове випробування лише для кабелів електричних станцій, підстанцій і розподільних пристроїв. Для решти кабелів випробування дозволено проводити мегаомметром на напругу 2,5 кВ тривалістю 1 хв.

Кабелі з гумовою ізоляцією на напругу до 1 кВ випробовують підвищеною випрямленою напругою 2,5 кВ тривалістю 1 хв.

Для кабельних ліній (КЛ) на напругу 110 кВ і вище замість випробування випрямленою напругою дозволено виконувати випробування шляхом увімкнення КЛ на номінальну напругу. Тривалість такого випробування становить 24 год.

Випробування кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену випрямленою напругою призводить до погіршення стану ізоляції внаслідок накопичення об'ємних зарядів по товщині ізоляції і на поверхні напівпровідникових шарів. Тому КЛ з ізоляцією із зшитого поліетилену рекомендовано випробовувати змінною напругою наднизької частоти 0,1 Гц або напругою промислової частоти, значення якої дорівнює номінальній лінійній напрузі мережі, прикладеній між жилою кабелю і мідним екраном.

Під час проведення випробувань випрямленою напругою, періодично і на останній хвилині випробування, за показами міліамперметра визначають значення струму витоку. Якщо під час випробування струм витоку наростатиме або з'являться поштовхи струму, то тривалість випробування слід збільшити у два рази.

Абсолютне значення струму витоку не являється бракувальним показником. КЛ із задовільною ізоляцією мають стабільні значення струму витоку: кабелі з паперовою ізоляцією на напругу до 10 кВ – 300 мкА, на напругу 20 кВ–35 кВ – 800 мкА за коефіцієнта асиметрії по фазах до 2,5.

Для коротких КЛ (довжиною до 100 м) напругою від 3 кВ до 10 кВ без з'єднувальних муфт допустимі струми витоку не повинні перевищувати 2 мкА–3 мкА на 1 кВ випробної напруги. При цьому коефіцієнт асиметрії струмів витоку по фазах не повинен перевищувати 8–10 за умови, що абсолютні значення струмів не перевищують допустимих.

У разі випробувань КЛ змінною напругою наднизької частоти 0,1 Гц або напругою промислової частоти результати випробувань вважають задовільними, якщо під час прикладення напруги не відбувся пробій ізоляції кабелю.

1.8.212 Визначення активного опору жил кабелів

Виконують для КЛ напругою 35 кВ і вище. Значення активного опору жил кабелів постійному струму, приведене до 1 км довжини і температури 20 °С, повинне відповідати значенням, наведеним у табл. 1.8.40.

Таблиця 1.8.40 – Значення активного опору жил кабелів постійному струму

Матеріал жили	Значення опору, Ом/км, не більше, за номінального перерізу жили, мм²													
	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800	1000
Алюміній	0,868	0,641	0,443	0,320	0,253	0,206	0,164	0,125	0,100	0,0778	0,0605	0,0469	0,0367	0,0291
Мідь	0,524	0,387	0,268	0,193	0,153	0,124	0,0991	0,0754	0,0601	0,0470	0,0366	0,0283	0,0221	0,0176

1.8.213 Вимірювання струморозподілу по одножильних кабелях

Нерівномірність розподілу струмів по жилах і екранах кабелів не повинна перевищувати 10 % (особливо якщо це може призвести до перевантаження окремих фаз).

1.8.214 Вимірювання блукаючих струмів у кабельних лініях

Під час приймання КЛ в експлуатацію перевіряють дію антикорозійних захистів для:

– кабелів з металевою оболонкою, прокладених у ґрунтах з середньою та низькою корозійною активністю (питомий опір ґрунту більше ніж 20 Ом • м), за середньодобової густини струму витоку в землю, більшої ніж 0,15 мА/дм²;

– кабелів з металевою оболонкою, прокладених у ґрунтах з високою корозійною активністю (питомий опір ґрунту менше ніж 20 Ом • м), за будь-якої середньодобової густини струму витоку в землю;

– кабелів, що мають незахищену металеву оболонку;

– стальних трубопроводів кабелів високого тиску незалежно від агресивності навколишнього ґрунту та видів ізоляційних покриттів на ньому.

Вимірюють потенціали і струми на оболонках кабелів у контрольних точках, а також параметри електрозахисту.

1.8.215 Випробування пластмасової оболонки (шланга) кабелів підвищеною випрямленою напругою

Під час випробувань випрямлену напругу 5 кВ прикладають між металевою оболонкою (екраном) і землею протягом 1 хв, якщо інше не зазначено документацією підприємства-виробника кабелю.

1.8.216 Перевірка заземлювальних пристроїв

Перевірку заземлювальних пристроїв проводять згідно з **1.8.202, 1.8.203, 1.8.206.**

На кабельних лініях усіх напруг вимірюють опір заземлення кінцевих муфт, а на лініях напругою від 110 кВ до 500 кВ – опір заземлення металевих конструкцій кабельних колодязів і пунктів підживлення.

ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ

1.8.217 Контроль опор та їх елементів, проводів, грозозахисних тросів та їх з'єднань

Під час контролю опор та їх елементів перевіряють:

– відхилення характеристик опор та їх елементів від проектних положень;

– заглиблення залізобетонних опор у ґрунт на відповідність проекту;

– розміри деталей дерев'яних опор та виконання їх з'єднань;

– стан захисного покриття;

– стан залізобетонних опор і приставок (наявність тріщин, оголення арматури, відшарування бетону, виникнення раковин, наскрізних отворів тощо);

– натягування тросових відтяжок.

Під час контролю проводів, грозозахисних тросів та їх з'єднань перевіряють:

– з'єднувальні та натягувальні затискачі проводів і тросів;

– відсутність механічних пошкоджень, розрегулювання проводів розщепленої фази тощо;

– відстань від проводів до поверхні землі, будівель і споруд, елементів опор, грозозахисних тросів;

– стріли провисання проводів.

Стан підконтрольних елементів і параметрів має відповідати вимогам глави 2.5 цих Правил.

1.8.218 Перевірка з'єднань проводів електричним вимірюванням

Перевірку проводять згідно з **1.8.149.**

1.8.219 Контроль лінійної арматури

Під час контролю перевіряють:

відсутність пошкоджень, деформації;

наявність шплінтів у з'єднувальній арматурі;

– правильність установлення гасників вібрації;

– наявність розпірок і відсутність пошкоджень проводів у місцях їх кріплення.

Стан лінійної арматури повинен відповідати вимогам проекту.

1.8.220 Контроль ізоляторів

Проводять зовнішнім оглядом.

Ізолятори з механічними пошкодженнями скла, фарфору, чавунних шапок і металевих затискачів або полімерної оболонки бракують.

1.8.221 Перевірка заземлювальних пристроїв

Проводять згідно з **1.8.202, 1.8.203, 1.8.206.**

ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ ДО 1 кВ

1.8.222 На повітряних лініях напругою до 1 кВ має бути виконано перевірку відповідності проекту заглиблення опор у ґрунт, лінійних проводів і арматури для їх закріплення, встановлених заземлювачів і грозозахисних пристроїв.

Виконують такі вимірювання:

– опір петлі фаза – *PE*-(*PEN*-) на ділянці від шин 0,38 кВ підстанції до кінця магістралі ПЛ та найдовших відгалужень від неї. Якщо на магістралі і (або) відгалуженнях встановлено секційні блоки із захистом, то вимірювання виконують для кожної з ділянок, відокремленої секційним блоком;

– опір встановлених заземлювачів (грозозахисних, повторних, а також встановлених на перехідних опорах і на опорах сумісної підвіски проводів ПЛ 0,4 кВ і ПЛ 6–20 кВ) згідно з таблицею 1.8.37 та **2.4.37**;

– опір ізоляції самоутримних ізольованих проводів між фазами та кожною з фаз і *N*-(*PEN*-)проводом. Опір вимірюється за **1.8.20** та має бути не менше ніж 30 МОм.

ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ СИСТЕМ ЗБУДЖЕННЯ ГЕНЕРАТОРІВ

1.8.223 Контроль систем збудження

Приводяться норми випробувань силового устаткування систем тиристорного самозбудження (СТС), у тому числі СТС реверсивні, систем незалежного тиристорного збудження (СТН), систем безщіткового діодного збудження (СБД), систем напівпровідникового високочастотного (ВЧ) збудження. Перевірку і контроль автоматичного регулятора збудження (АРЗ), пристроїв захисту, управління, автоматики, діагностики тощо виконують відповідно до вказівок підприємства-виробника на кожний тип системи збудження.

Перевірку і випробування електромашинних збудників слід виконувати згідно з **1.8.57–1.8.64.**

1.8.224 Вимірювання опору ізоляції

Допустимі значення опорів ізоляції за температури навколишнього повітря від 10 °С до 30 °С наведено в табл. 1.8.41.

1.8.225 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги приймають згідно з табл. 1.8.41. Тривалість прикладання випробної напруги становить 1 хв.

1.8.226 Вимірювання опору постійному струму обмоток трансформаторів і електричних машин в системах збудження

Вимірювання опору виконують за усталеної температури, близької до температури навколишнього середовища. Для порівняння з даними підприємства-виробника виміряний опір приводять до відповідної температури.

Значення опору обмоток електричних машин (допоміжний генератор у системі СТН, індукторний генератор у системі ВЧ збудження, синхронний генератор оберненого виконання в системі СБД) не повинне відрізнятися більше ніж на 2 % від даних *підприємства-виробника; обмоток випрямних трансформаторів – більше ніж на* 5 %. Значення опорів паралельних віток робочих обмоток індукторних генераторів не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 15 %.

1.8.227 Перевірка трансформаторів (випрямних, власних потреб, початкового збудження, вимірювальних трансформаторів напруги і струму)

Норми випробувань трансформаторів (випрямних, власних потреб, початкового збудження, вимірювальних трансформаторів напруги і струму) наведено у відповідних пунктах цієї глави.

1.8.228 Визначення характеристики допоміжного синхронного генератора промислової частоти в системах СТН

Допоміжний генератор перевіряють згідно з **1.8.35**. Характеристику КЗ знімають до номінального струму, а характеристику НХ – до 1,3 номінальної напруги ДГ з перевіркою виткової ізоляції протягом 5 хв.

Характеристики не повинні відрізнятися від приведених у документації підприємства-виробника більше ніж на 5 %.

1.8.229 Визначення характеристики індукторного генератора разом з ВУ в системі ВЧ збудження

Під час знімання характеристик обмотки послідовного збудження повинні бути від'єднаними.

Характеристику НХ індукторного генератора спільно з ВУ ($U_{ст}$, $U_{ВУ} = f(I_{нз})$, де $U_{ст}$ – напруга індукторного генератора, $U_{ВУ}$ – напруга індукторного генератора разом з ВУ, $I_{нз}$ – струм в обмотці незалежного збудження) знімають за номінальної частоти обертання збудника до значення $U_{ВУ}$, що відповідає подвоєному номінальному значенню напруги ротора. Характеристика не повинна відрізнятися від приведеної в документації підприємства-виробника більше ніж на 5 %.

Таблиця 1.8.41 – Опір ізоляції і випробні напруги елементів систем збудження

Випробний об'єкт	Вимірювання опору ізоляції		Значення випробної напруги промислової частоти	Примітка
	Напруга мегаомметра, кВ	Мінімальне значення опору ізоляції, МОм		
1 Тиристорний перетворювач (ТП) в колі ротора головного генератора в системах СТН та СТС: струмовідні кола перетворювачів, пов'язані з тиристорами, захисні кола, вторинні обмотки вихідних трансформаторів системи керування тощо (вимкнені роз'єднувачі в СТС на вході та виході перетворювачів, первинні обмотки трансформаторів власних потреб; у системах з водяним охолодженням ТП вода під час випробувань відсутня)	2,5	5	0,8 від установленої підприємством-виробником випробної напруги ТП, але не менше ніж 0,8 від встановленої підприємством-виробником випробної напруги обмотки ротора генератора	Відносно корпусу і з'єднаних з ним вторинних кіл ТП (первинних обмоток імпульсних трансформаторів системи управління тиристорів (СУТ), блок-контактів силових запобіжників, вторинних обмоток трансформаторів, дільників струму тощо), приєднаних до ТП силових елементів схеми (вторинних обмоток трансформаторів власних потреб в СТС, іншої сторони роз'єднувачів). Тиристори (аноди, катоди, управляючі електроди) під час випробувань треба закорочувати, а блоки СУТ виймати з роз'ємів
2 Тиристорний перетворювач в колі збудження збудника системи СБД: струмовідні частини, тиристори і пов'язані з ними кола. Тиристорний перетворювач в колі збудження допоміжного генератора (ДГ) системи СТН	1,0	5	0,8 від установленої підприємством-виробником випробної напруги ТП, але не менше ніж 0,8 від випробної напруги обмотки збудження генератора	Відносно корпусу і з'єднаних з ним вторинних кіл ТП, не пов'язаних з силовими колами (див. п. 1 цієї таблиці). Під час випробувань ТП від'єднаний на вході і виході від силової схеми; тиристори (аноди, катоди,

Продовження таблиці 1.8.41

Випробний об'єкт	Вимірювання опору ізоляції		Значення випробної напруги промислової частоти	Примітка
	Напруга мега-омметра, кВ	Мінімальне значення опору ізоляції, МОм		
			оберненого виконання або ДГ	управляючі електроди) треба закорочувати, а блоки СУТ виймати з роз'ємів
3 Випрямна установка (ВУ) в системі ВЧ збудження	1,0	5	0,8 від установленої підприємством-виробником випробної напруги ВУ, але не менше ніж 0,8 від випробної напруги обмотки ротора	Відносно корпусу. Під час випробувань ВУ від'єднана від джерела живлення і обмотки ротора, шини живлення і шини виходу (A, B, C, +, −) об'єднані
4 Допоміжний синхронний генератор в системах СТН:				
– обмотки статора	2,5	5	0,8 від установленої підприємством-виробником випробної напруги обмотки статора ДГ, але не менше ніж 0,8 від випробної напруги обмотки ротора головного генератора	Відносно корпусу і між обмотками
– обмотки збудження	1,0	5	0,8 від установленої підприємством-виробником випробної напруги обмотки збудження генератора оберненого виконання або ДГ	Відносно корпусу
5 Індукторний генератор в системі ВЧ збудження:				

Продовження таблиці 1.8.41

Випробний об'єкт	Вимірювання опору ізоляції		Значення випробної напруги промислової частоти	Примітка
	Напруга мегаомметра, кВ	Мінімальне значення опору ізоляції, МОм		
– робочі обмотки (три фази) і обмотка послідовного збудження	1,0	5	0,8 від установленої підприємством-виробником випробної напруги обмоток, але не менше ніж 0,8 від випробної напруги обмотки ротора генератора	Відносно корпусу і з'єднаних з ним обмоток незалежного збудження, між обмотками
– обмотки незалежного збудження	1,0	5	0,8 від установленої підприємством-виробником випробної напруги обмоток	Відносно корпусу і між обмотками незалежного збудження
6 Генератор оберненого виконання разом з перетворювачем, який обертається, в системі СБД:				
– обмотки якоря разом з перетворювачем, який обертається	1,0	5	0,8 від установленої підприємством-виробником випробної напруги обмотки якоря	Відносно корпусу. Збудник від'єднаний від ротора генератора; діоди, *RC*-кола або варистори зашунтовані (об'єднані шини +, –, шпильки змінного струму); підняті щітки на вимірювальних контактних кільцях
– обмотки збудження генератора оберненого виконання	0,5	5	0,8 від установленої підприємством-виробником випробної напруги обмотки збудження, але не менше ніж 1,2 кВ	Відносно корпусу. Обмотки збудження від'єднані від схеми

Продовження таблиці 1.8.41

Випробний об'єкт	Вимірювання опору ізоляції		Значення випробної напруги промислової частоти	Примітка
	Напруга мегаомметра, кВ	Мінімальне значення опору ізоляції, МОм		
7 Випрямний трансформатор (ВТ) в системах СТС. Випрямні трансформатори в системах збудження ДГ (СТН) і СБД:				
– первинна обмотка	2,5	5	0,8 від установленої підприємством-виробником випробної напруги обмоток трансформатора	Відносно корпусу і між обмотками
– вторинна обмотка	1,0	5	вторинні обмотки для ДГ і СБД – не менше ніж 1,2 кВ	Відносно корпусу
8 Струмопроводи, які з'єднують джерела живлення (ДГ у системі СТН, ВТ у системі СТС), індукторний генератор у ВЧ системі з тиристорними або діодними перетворювачами, струмопроводи постійного струму:				
– без приєднаної апаратури	2,5	10	0,8 від установленої підприємством-виробником випробної напруги струмопроводів	Відносно землі і між фазами
– з приєднаною апаратурою	2,5	5	0,8 від установленої підприємством-виробником випробної напруги обмотки ротора	Відносно землі і між фазами

Кінець таблиці 1.8.41

Випробний об'єкт	Вимірювання опору ізоляції		Значення випробної напруги промислової частоти	Примітка
	Напруга мегаомметра, кВ	Мінімальне значення опору ізоляції, МОм		
9 Силові елементи систем СТС, СТН, ВЧ (джерела живлення, перетворювачі тощо) із всією приєднаною апаратурою аж до вимикачів вводу збудження або до роз'єднувачів виходу перетворювачів (схеми систем збудження без резервних збудників):				
– системи без водяного охолоджування перетворювачів і з водяним охолоджуванням при не заповненій водою системі охолоджування	1,0	1	1,0 кВ	Відносно корпусу
– при заповненій водою (з питомим опором не менше ніж 75 кОм • см) системі охолоджування ТП	1,0	0,15	1,0 кВ	Блоки СУТ вийняті
10 Силові кола збудження генератора без обмотки ротора (після вимикача вводу збудження або роз'єднувачів постійного струму): пристрій АГП, розрядник, силовий резистор, шинопроводи тощо. Кола, підключені до вимірювальних кілець у системі СБД (обмотка ротора відключено)	1,0	0,1	0,8 від встановленої підприємством-виробником випробної напруги ротора	Відносно землі

За напруги збудника, яка відповідає номінальній напрузі ротора генератора, вимірюють зворотні напруги на діодах ВУ. Розкид напруг між послідовно з'єднаними діодами ВУ не повинен перевищувати 10 % від середнього значення напруги на діоді.

Знімають характеристику КЗ індукторного генератора разом з ВУ. Характеристика не повинна відрізнятися від приведеної в документації підприємства-виробника більше ніж на 5 %. За випрямленого струму, який відповідає номінальному струмові ротора, розкид струмів у паралельних вітках плеч ВУ не повинен перевищувати ±20 % від середнього значення.

1.8.230 Перевірка елементів синхронного генератора оберненого виконання, перетворювача, який обертається, в системі СБД

Вимірюють опори постійному струму перехідних контактних з'єднань перетворювача, який обертається, опір струмопроводу, який складається з виводів обмоток і прохідних шпильок, які з'єднують обмотку якоря із запобіжниками, з'єднань діодів із запобіжниками, опір самих запобіжників перетворювача, який обертається.

Результати вимірювань порівнюють із нормами підприємства-виробника; відхилення не повинні перевищувати 10 %.

Перевіряють зусилля затягування діодів, запобіжників, *RC*-кіл, варисторів тощо відповідно до норм підприємства-виробника.

Вимірюють зворотні струми діодів перетворювача, який обертається, у повній схемі з *RC*-колами або варисторами за напруги, яка дорівнює тій, що повторюється для даного класу. Струми не повинні перевищувати значень, вказаних у інструкціях підприємства-виробника на системи збудження.

1.8.231 Перевірка тиристорних перетворювачів систем тиристорного та безщіткового збудження

Вимірювання опору ізоляції і випробування підвищеною напругою виконують відповідно до табл. 1.8.41.

Виконують гідравлічні випробування підвищеним тиском води ТП з водяною системою охолоджування. Значення тиску і час його дії повинні відповідати нормам підприємства-виробника на кожен тип перетворювача. Виконують повторну перевірку ізоляції ТП після заповнення дистилятом (див. табл. 1.8.41, п. 9).

Перевіряють відсутність пробитих тиристорів, пошкоджених *RC*-кіл. Перевірку виконують за допомогою омметра.

Перевіряють цілісність паралельних віток плавкої вставки кожного силового запобіжника шляхом вимірювання опору постійному струму.

Виконують перевірку стану системи керування тиристорами, діапазону регулювання випрямленої напруги при дії на систему керування тиристорами.

1.8.232 Перевірка розрядника в колі ротора генератора

Напруга спрацювання розрядника багатократної чи однократної дії, установленого для захисту ротора від перенапруг, має становити (1,7±0,17) кВ ефективної напруги під час прикладання синусоїдальної напруги частотою 50 Гц, якщо інше не зазначено документацією виробника.

1.8.233 Перевірка АГП

Перевірку виконують згідно з інструкцією підприємства-виробника.

1.8.234 Перевірка комутаційної апаратури, силових резисторів, апаратури власних потреб систем збудження

Перевірку виконують згідно з інструкціями підприємств-виробників і вимогами **1.8.191–1.8.194.**

1.8.235 Випробування систем збудження під час роботи генератора в режимі КЗ генератора (блока)

Під час роботи генератора в режимі КЗ при номінальному струмі статора перевіряють:

– розподіл струмів між паралельно увімкненими перетворювачами; відхилення від середнього значення повинне бути не більше ніж ±15 %;

– розподіл струмів між паралельними вітками окремого перетворювача; відхилення від середнього значення повинне бути не більше ніж ±20 %;

– гасіння поля за номінального струму статора генератора шляхом інвертування та шляхом вимкнення АГП;

– точність вимірювання струму ротора в системі СБД. Для цього перебудовують заводську характеристику КЗ генератора в характеристику КЗ блока генератор-трансформатор, вважаючи її за еталонну для перевірки давача струму ротора. По заміряних струмах статора і перебудованій характеристиці КЗ блока визначають правильність настроювання давача струму ротора. Відхилення заміряного за допомогою давача струму ротора не повинне перевищувати 10 % розрахункового значення струму ротора.

Знімають характеристики генератора оберненого виконання і випрямляча, який обертається.

1.8.236 Випробування систем збудження під час роботи генератора в режимі НХ

Під час роботи генератора в режимі НХ перевіряють:

– початкове збудження генератора до заданого значення напруги в автоматичному режимі регулювання в діапазоні від $0{,}8U_{\text{ном. ген}}$ до $1{,}1U_{\text{ном. ген}}$, де $U_{\text{ном. ген}}$ – номінальна напруга генератора;

– початкове збудження генератора в режимі ручного регулювання напруги;

– діапазон регулювання напруги в автоматичному та ручному регулюванні напруги. В автоматичному регулюванні напруги діапазон регулювання напруги повинен становити від $0{,}8U_{\text{ном. ген}}$ до $1{,}1U_{\text{ном. ген}}$, а в ручному – від $0{,}2U_{\text{ном. ген}}$ до $1{,}1U_{\text{ном. ген}}$;

– плавність регулювання напруги збудження, уставка АРЗ по напрузі повинна змінюватися плавно або дискретно зі ступенями не більше ніж 0,2 % номінальної напруги, а швидкість зміни уставки повинна бути не більше ніж 1 % і не менше ніж 0,3 % номінальної напруги за 1 с;

– стійкість роботи системи регулювання в крайніх і номінальному положеннях уставки АРЗ за різних коефіцієнтів підсилення по каналах регулювання;

– процес гасіння поля шляхом інвертування, а також вимкненням АГП за номінальної напруги статора генератора;

– процес безударного переходу з одного каналу регулювання на інший за двоканальної системи регулювання:

– процес безударного переходу з автоматичного регулювання збудження на ручне і навпаки;

– процес переведення збудження з основного збудника на резервний та навпаки;

– обмеження струму ротора під час роботи генератора в режимі НХ (за наявності даної функції);

– обмеження максимальної напруги генератора в режимі НХ у разі зниження частоти (за наявності даної функції) або гасіння поля за зниженої частоти в режимі НХ;

– автоматичну підгонку напруги генератора до напруги мережі під час синхронізації генератора; точність підгонки не повинна перевищувати 2 %.

1.8.237 Випробування систем збудження під час роботи генератора в мережі

Під час роботи генератора в мережі виконують перевірку:

– підтримання діючого значення напруги відповідно до заданої уставки і статизму з точністю не більше ніж 1 %;

– характеристики давачів реактивного, активного та повного струму статора, струму ротора, а також напруги ротора під час навантаження генератора до номінального значення; відхилення показів не повинні перевищувати класу точності давачів;

– процесу безударного переходу з одного каналу регулювання на інший за двоканальної системи регулювання;

– процесу безударного переходу з автоматичного регулювання збудження на ручне і навпаки;

– процесу безударного переходу на ручний режим під час вимкнення кіл трансформаторів напруги генератора зі збереженням уставки з точністю, не більшою ніж 3 % (за наявності даної функції);

– процесу переходу на фіксовану уставку струму збудження; фіксоване значення струму збудження повинне бути близьким до номінального;

– стабільності підтримання струму збудження в режимі ручного регулювання та стабільності підтримання напруги генератора, реактивної потужності чи коефіцієнта потужності cosφ – в автоматичному режимі з точністю, не більшою ніж 2 % (за наявності даних функцій);

– запізнення та номінальної швидкості наростання напруги збудження згідно з ДСТУ 4265:2003 «Системи збудження турбогенераторів, гідрогенераторів та синхронних компенсаторів. Загальні технічні умови»; час запізнення повинен становити не більше ніж 0,02 с, номінальна швидкість наростання напруги збудження повинна бути не менше ніж 2 відн.од/с;

– максимальної і максимальної усталеної напруги збудження згідно з ДСТУ 4265:2003 «Системи збудження турбогенераторів, гідрогенераторів та синхронних компенсаторів. Загальні технічні умови»; кратність форсування за напругою в усталеному режимі не повинна перевищувати 2, максимальне значення напруги в перехідному режимі не нормується;

– швидкодії системи збудження під час форсування та часу розфорсування згідно з ДСТУ 4265:2003 «Системи збудження турбогенераторів, гідрогенераторів та синхронних компенсаторів. Загальні технічні умови»; значення швидкодії не повинне перевищувати 0,06 с, а повний час розфорсування не повинен перевищувати 0,15 с;

– характеристики обмеження мінімального струму збудження; характеристика повинна відповідати вимогам підприємства-виробника та вимогам нормативних документів;

роботи пристроїв захисту від перевантажень ротора генератора; допустимі перевантаження не повинні перевищувати заданих підприємством-виробником;

стійкості регулювання в нормальних режимах, а також у режимах обмеження максимального та мінімального струму збудження;

стійкості регулювання під час роботи реверсивної СТС в асинхронізованому режимі та з однією обмоткою ротора;

– роботи системи збудження під час виходу з ладу окремих елементів (тиристорів, запобіжників тощо), здійснення розвантаження генератора по реактивній потужності до заданого значення;

– розподілу струмів між паралельно увімкненими перетворювачами за номінального навантаження з номінальним струмом ротора; відхилення від середнього значення має бути не більше ніж ±15 %;

– розподілу струмів між паралельними вітками окремого перетворювача за номінального навантаження з номінальним струмом ротора; відхилення від середнього значення має бути не більше ніж ±20 %;

– розподілу напруг між послідовно увімкненими тиристорами за номінального навантаження з номінальним струмом ротора; відхилення від середнього значення має бути не більше ніж ±20 %;

– безударного перемикання в процесі роботи режимів регулювання (ручний режим, регулювання напруги, cosφ, реактивної потужності) із збереженням уставки.

1.8.238 Вимірювання температури силових резисторів, тиристорів, діодів, запобіжників, шин та інших елементів перетворювачів і шаф, в яких вони розташовані

Вимірювання виконують за номінального навантаження. Під час перевірки рекомендовано застосовувати тепловізори (дозволено використовувати пірометри).

Температури контактних з'єднань, силових тиристорів, діодів, запобіжників та інших елементів перетворювачів не повинні перевищувати значень, вказаних в інструкціях підприємств-виробників. Різниця температур нагрівання тиристорів і діодів не повинна бути більше ніж 30 °С.

Додаток А
(обов'язковий)
до глави 1.8
«Норми приймально-здавальних випробувань»

ВКАЗІВКИ З УВІМКНЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН ЗМІННОГО СТРУМУ БЕЗ СУШІННЯ

А.1 Загальні положення

А.1.1 Ці вказівки поширюються на нові електричні машини змінного струму, які вводять у експлуатацію на електростанціях і в електромережах.

А.1.2 Питання про допустимість увімкнення електричних машин без сушіння вирішують на підставі розгляду результатів вимірювань, передбачених цими вказівками.

Якщо результати вимірювань свідчать про недопустимість увімкнення машин без сушіння, то машину слід просушити або розташувати на деякий час у сухому приміщенні, після чого вимірювання повторити.

А.1.3 Вимоги цих вказівок необхідно враховувати під час замовлення та приймання електричних машин.

А.2 Умови увімкнення електричних машин без сушіння

А.2.1 Генератори з газовим (повітряним або водневим) охолодженням обмотки статора вмикають без сушіння у разі дотримання таких умов:

а) абсолютні значення опору ізоляції $R_{60''}$, виміряні за температури ізоляції не нижчої ніж 10 °С, мають бути не менше від значень, зазначених у **А.3.1** для даної температури;

б) значення коефіцієнта абсорбції $R_{60''}/R_{15''}$ за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С має бути не нижче ніж 1,3;

в) значення коефіцієнта нелінійності K_U, яке визначають залежністю струмів витоку від випробної напруги, має бути не більше ніж 3.

Примітка. Турбогенератори типу ТГВ-300 дозволено вмикати без сушіння за коефіцієнта нелінійності, більшого ніж 3, якщо виконано умови, зазначені в переліках а) і б).

А.2.2 Генератори з водяним охолодженням обмотки статора вмикають без сушіння у разі дотримання таких умов:

якщо конструкція генератора дає можливість вимірювати струми витоку кожної фази або вітки окремо за решти фаз або віток, з'єднаних з корпусом, то машини вмикають без сушіння у разі дотримання усіх умов за **А.2.1**;

якщо конструкція генератора не дає можливості вимірювати струми витоку або не допускає можливості вимірювати їх окремо для кожної фази або вітки за решти фаз або віток, з'єднаних з корпусом, то машини вмикають без сушіння в разі дотримання умов згідно з **А.2.1**, (підпункти а) і б).

Примітка. Якщо конструкція генератора дає можливість вимірювати струм витоку фази або вітки обмотки статора лише за умови відсутності заземлення решти фаз або віток цієї обмотки, то результати вимірювань струмів витоку використовують для виявлення місцевих дефектів ізоляції або зволоження її, а також як початкові дані під час експлуатації генератора надалі. У цьому випадку за коефіцієнтом нелінійності складно оцінити загальне зволоження ізоляції обмотки, тому він не нормується.

А.2.3 Генератори з термореактивною ізоляцією статора вмикають без сушіння незалежно від результатів визначення коефіцієнта абсорбції і коефіцієнта нелінійності, якщо $R_{60''}$ (у мегаомах) за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С перевищує значення номінальної напруги в кіловольтах не менше ніж у 10 разів.

А.2.4 Генератори з масляним охолодженням обмотки статора, які мають паперово-масляну ізоляцію, вмикають без сушіння за умов, зазначених у інструкції підприємства-виробника.

А.2.5 Електродвигуни потужністю, вищою ніж 5000 кВт, вмикають без сушіння за умов, зазначених для генераторів у **А.2.1** і **А.2.2**.

А.2.6 Електродвигуни з термореактивною ізоляцією статора вмикають без сушіння за умов, зазначених для генераторів у **А.2.3**.

А.2.7 Електродвигуни потужністю до 5000 кВт на напругу, вищу ніж 1000 В, вмикають без сушіння за дотримання таких умов:

– абсолютні значення опору ізоляції $R_{60''}$, виміряні за температури ізоляції, не нижчої ніж 10 °С, мають бути не менше від значень, зазначених у **А.3.2** для даної температури;

– значення коефіцієнта абсорбції $R_{60''}/R_{15''}$ за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С має бути не нижче ніж 1,2.

Примітка. Вимірювати струми витоку і визначати коефіцієнт нелінійності для електродвигунів потужністю до 5000 кВт не обов'язково.

А.2.8 Електродвигуни на напругу, нижчу ніж 1000 В, вмикають без сушіння, якщо опір ізоляції обмоток, виміряний за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С, є не менше ніж 0,5 МОм.

А.2.9 Ротори електричних машин, охолоджувані газом (повітрям або воднем), не підлягають сушінню, якщо опір ізоляції обмоток за температури від 10 °С до 30 °С має таке значення: для генераторів – не менше ніж 0,5 МОм; для електродвигунів – не менше ніж 0,2 МОм.

Дозволено вводити в експлуатацію синхронні машини потужністю, не більшою ніж 300 МВт, з неявнополюсними роторами, які охолоджуються газом і мають опір ізоляції, не нижчий ніж 20 кОм, за температури 20 °С. У разі більшої потужності вводити машини в експлуатацію з опором ізоляції обмотки ротора, нижчим ніж 0,5 МОм, за температури від 10 °С до 30 °С дозволено лише за погодженням з підприємством-виробником.

Ротори електричних машин, які охолоджуються водою, вмикають без сушіння з дотриманням умов, зазначених в інструкції підприємства-виробника.

А.3 Найменше допустиме значення опору ізоляції обмоток статора електричних машин

А.3.1 Найменше значення опору ізоляції $R_{60''}$, МОм, для обмоток генератора та електродвигунів потужністю, вищою ніж 5000 кВт, за температури ізоляції 75 °С визначають за формулою:

$$R_{60''} = \frac{U_{ном}}{1000 + 0{,}01 S_{ном}}, \qquad (А.1)$$

де $U_{ном}$ – номінальна лінійна напруга, В;
$S_{ном}$ – номінальна потужність, кВ • А.

Якщо опір ізоляції, вирахуваний за цією формулою, є нижче ніж 0,5 МОм, то найменше допустиме значення дорівнює 0,5 МОм.

Для температур ізоляції, нижчих ніж 75 °С (але не нижчих ніж 10 °С), найменше значення опору ізоляції обмоток машин визначають множенням значень, отриманих із вищезазначеної формули, на температурний коефіцієнт K_T, значення якого наведено в табл. А.1.

Таблиця А.1 – Значення температурного коефіцієнта

Назва показника	Значення							
Температура обмотки, °С	75	70	60	50	40	30	20	10
K_T	1,0	1,2	1,7	2,4	3,4	4,7	6,7	9,4

А.3.2. Найменші значення опору ізоляції обмоток електродвигунів потужністю до 5000 кВт наведено в табл. А.2.

Таблиця А.2 – Найменші значення опору ізоляції обмоток електродвигунів потужністю до 5000 кВт

Температура обмотки, °С	Опір ізоляції $R_{60''}$, МОм, за номінальної напруги обмотки, кВ		
	3–3,15	6–6,3	10–10,5
10	30	60	100
20	20	40	70
30	15	30	50
40	10	20	35
50	7	15	25
60	5	10	17
75	3	6	10

А.4 Вимірювання струмів витоку

А.4.1 Щоб уникнути місцевих перегрівань ізоляції струмами витоку, витримувати напругу на черговому ступені дозволено лише в тому разі, коли значення струму витоку на даному ступені напруги не перевищує значень, указаних у табл. А.3. Якщо струм витоку досяг зазначених значень або якщо під час витримки під напругою струм витоку збільшується, то випробування слід припинити і спробувати виявити і усунути причину підвищення струму витоку. Якщо огляд та усунення місцевих дефектів ізоляції або підсушування (лампами або повітродувками) поверхневих зволожень лобових частин не дають змоги усунути причину підвищеного струму витоку, то повторні випробування можна виконувати лише після прийняття радикальних засобів (сушіння або тривалої витримки машини в сухому приміщенні) з усунення можливого зволоження ізоляції.

Таблиця А.3 – Значення струму витоку, за яких не дозволено подальше проведення випробувань

Назва показника	Значення					
Кратність випробної напруги відносно $U_{ном}$	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Струм витоку, мкА	250	500	1000	2000	3000	3500

А.4.2 За виміряними значеннями струмів витоку визначають коефіцієнт нелінійності K_U:

$$K_U = \frac{I_{найб} U_{найм}}{I_{найм} U_{найб}}, \qquad (А.2)$$

де $I_{найб}$, $I_{найм}$ – струми витоку, мкА, за напруг відповідно $U_{найб}$, $U_{найм}$;

$U_{найб}$ – повна випробна напруга (напруга останнього ступеня), кВ;

$U_{найм}$ – напруга першого ступеня, кВ.

Значення $U_{найб}$ вибирають згідно з 1.8.30.

Значення $U_{найм}$ вибирають так, щоб у межах від 0 до $U_{найб}$ було 5–6 однакових ступенів напруги; при цьому потрібно, щоб $U_{найм}$ за можливістю наближалася до 0,5 $U_{ном}$. Для округлення значень ступенів напруги дозволено деяке коригування (у межах десятих часток кіловольта) усіх напруг, враховуючи $U_{найб}$.

Випробування ізоляції повною випробною напругою $U_{найб}$ протягом 60 с під час визначення струму витоку останнього ступеня вважають одночасно і випробуванням електричної міцності ізоляції випрямленою напругою.

А.4.3 Струми витоку в турбогенераторах з водяним охолодженням обмотки статора вимірюють лише за умови, якщо конструкція генератора (зокрема конструкція ізоляції елементів системи охолодження) дає можливість виконувати такі вимірювання.

Вимірюють струми витоку усіх фаз одночасно з приєднанням кожної з них до випробувального пристрою через вимірювальний прилад, а водозбірні колектори з'єднують з екраном випробувального пристрою.

Дозволено вимірювати сумарний струм витоку всіх фаз, з'єднаних разом, з приєднаними до них водозбірними колекторами. Значення струму витоку не повинно перевищувати значень, наведених у табл. А.3.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20 червня 2014 р. № 469

ГЛАВА 1.9
ЗОВНІШНЯ ІЗОЛЯЦІЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.9.1 Ця глава Правил визначає порядок вибору зовнішньої ізоляції електроустановок змінного струму напругою від 6 кВ до 750 кВ і є обов'язковою для застосування під час проектування нового будівництва, реконструкції або технічного переоснащення.

Вимоги цієї глави не розповсюджуються на обмежувачі перенапруг, поздовжню ізоляцію вимикачів, а також на ізолятори, у конструкції яких передбачено спеціальні заходи, які забезпечують підвищення електричної міцності зовнішньої ізоляції в умовах забруднення (наприклад, підігрівання поверхні, покриття поверхні напівпровідною поливою тощо).

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

1.9.2 зовнішня ізоляція

Частина ізоляційної конструкції, в якій ізолювальним середовищем є атмосферне повітря

1.9.3 довжина шляху витоку ізолятора або складеної ізоляційної конструкції (L_1, L)

Найменша відстань по поверхні ізолювальної деталі між металевими частинами різного потенціалу. Для складеної ізоляційної конструкції (наприклад, гірлянди ізоляторів) за довжину шляху витоку приймають суму довжин шляху витоку послідовно з'єднаних елементів без урахування ділянок, які проходять вздовж шарів армуючих матеріалів

ефективна довжина шляху витоку

Довжина шляху витоку, яку фактично використовують у роботі ізолятора або складеної ізоляційної конструкції в умовах забруднення і зволоження

1.9.4 питома нормована довжина шляху витоку ($\lambda_н$)

Відношення ефективної довжини шляху витоку до найбільшої робочої міжфазної напруги, з якою працює електроустановка

1.9.5 коефіцієнт використання довжини шляху витоку (коефіцієнт використання K)

Поправковий коефіцієнт, який враховує ефективність використання довжини шляху витоку ізолятора або ізоляційної конструкції

1.9.6 ізоляційна довжина ізолятора або гірлянди

Найменша ізоляційна відстань по повітрю (у просвіті) між металевими частинами ізолятора або гірлянди, які прилягають до струмопровідних і заземлених частин електроустановки

1.9.7 ступінь забруднення (СЗ)

Характеристика забрудненої атмосфери за її впливом на роботу зовнішньої ізоляції

1.9.8 карта ступенів забруднення (КСЗ)

Карта, яка районує територію розташування електроустановки за ступенями забруднення

1.9.9 50 %-ва розрядна напруга промислової частоти

Значення напруги, за якої у разі багаторазового прикладання її до ізолятора по поверхні останнього виникає розряд у 50 % випадків.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.9.10 Вибір скляних, фарфорових і полімерних ізоляторів та ізоляційних конструкцій з них треба виконувати за питомої нормованої довжини шляху витоку залежно від ступеня забруднення (СЗ) у місці розташування електроустановки та її номінальної напруги. Полімерні ізолятори та ізоляційні конструкції з них потрібно перевіряти на відповідність 50 %-вій розрядній напрузі (табл. 1.9.9).

Вибір ізоляторів та ізоляційних конструкцій з них можна також виконувати за розрядними характеристиками (**1.9.43**).

1.9.11 Ступінь забруднення визначають залежно від характеристик джерел забруднення і відстані від них до електроустановки (**1.9.44–1.9.52**, табл. 1.9.10–1.9.26). У разі, якщо використовувати табл. 1.9.10–1.9.26 з будь-яких причин неможливо, то треба складати карту ступенів забруднення (КСЗ) і СЗ визначати за цими картами.

Поблизу промислових комплексів, а також у районах з накладанням забруднень від великих промислових підприємств, ТЕС і джерел зволожень з високою електричною провідністю визначати СЗ, як правило, треба за КСЗ. Ділянки під ОРУ і траси проходження ПЛ в таких районах потрібно розміщувати поза зоною, в якій вітер має переважний напрямок від джерела забруднення.

1.9.12 Довжину шляху витоку ізоляторів та ізоляційних конструкцій у сантиметрах визначають за формулою:

$$L = \lambda_{н} \cdot U \cdot K,$$

де $\lambda_{н}$ – питома нормована довжина шляху витоку, см/кВ (табл. 1.9.1 і 1.9.13);

U – найбільша робоча міжфазна напруга, кВ (ГОСТ 721-77 «Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники злектрической знергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В»);

K – коефіцієнт використання (**1.9.15–1.9.24**).

Довжину шляху витоку міжфазних ізоляційних розпірок визначають за формулою:

$$L = \sqrt{3} \cdot \lambda_{н} \cdot U \cdot K.$$

Таблиця 1.9.1 – Питома нормована довжина шляху витоку ($\lambda_н$) підтримувальних гірлянд ізоляторів із скла, фарфору і полімерних матеріалів, штирових ізоляторів на металевих і залізобетонних опорах ПЛ, зовнішньої ізоляції ВРУ і електроустаткування залежно від СЗ і номінальної напруги мережі для електроустановок, розміщених на висоті до 1000 м над рівнем моря

Ступінь забруднення	$\lambda_н$, см/кВ (не менше), за номінальної напруги мережі, кВ		Відповідність питомої поверхневої провідності забруднення ізоляції (χ) СЗ, мкСм/см, не менше
	6–35	110–750	
1	1,9	1,6	5
2	2,35	2,0	10
3	3,0	2,5	20
4	3,5	3,1	30
5	4,2	3,7	50

Примітка 1. Позначення СЗ 1, СЗ 2, СЗ 3 та СЗ 4, наведені в табл. 1.9.1, відповідають позначенням I, II, III і IV у міждержавному ГОСТ 9920-89 і позначенням b, c, d, e, наведеним у публікації IEC/TS 60815-1:2008.

Примітка 2. Прийняті в табл. 1.9.1 значення нормованих довжин шляху витоку ($\lambda_н$) для СЗ 1, СЗ 2, СЗ 3 та СЗ 4 відповідають ГОСТ 9920 і в $\sqrt{3}$ разу є меншими від наведених у публікації IEC/TS 60815-1, де для визначення L використовується найбільша фазна напруга.

Примітка 3. Забруднення від деяких промислових підприємств і градирень (табл. 1.9.10; 1.9.11; 1.9.15; 1.9.21; 1.9.22), а також у разі накладання забруднень від двох незалежних джерел (табл. 1.9.26), які перевищують СЗ 4, враховано під позначенням СЗ 5.

1.9.13 Значення питомої нормованої довжини шляху витоку ($\lambda_н$), наведені в табл. 1.9.1, для електроустановок, які працюють на висоті понад 1000 м над рівнем моря, треба збільшувати в 1,05 разу на кожні наступні 1000 м висоти над рівнем моря.

1.9.14 Ізоляційна довжина лінійного ізолятора або гірлянди з ізоляторів будь-якого матеріалу (скло, фарфор, полімер) має відповідати вимогам табл. 2.5.27 (глава 2.5 цих Правил), а для опорних ізоляторів ВРУ і прохідних ізоляторів електрообладнання – табл. 4.2.1 (глава 4.2 цих Правил) за умови грозових перенапруг для ізоляторів.

КОЕФІЦІЄНТИ ВИКОРИСТАННЯ ДОВЖИНИ ШЛЯХУ ВИТОКУ ДЛЯ ОСНОВНИХ ТИПІВ ІЗОЛЯТОРІВ І СКЛАДЕНИХ ІЗОЛЯЦІЙНИХ КОНСТРУКЦІЙ (СКЛЯНИХ, ФАРФОРОВИХ)

1.9.15 Коефіцієнт використання K для ізоляційних конструкцій, складених із однотипних ізоляторів, визначають як:

$$K = K_I \cdot K_к,$$

де K_I коефіцієнт використання довжини шляху витоку ізолятора;

$K_к$ коефіцієнт використання довжини шляху витоку складеної конструкції з паралельними або послідовно-паралельними гілками.

1.9.16 Коефіцієнт використання K_I підвісних тарілчастих ізоляторів (ГОСТ 27661-88 «Изоляторы линейные подвесные тарельчатые. Типы, параметры и размеры») із слаборозвиненою поверхнею ізоляційної деталі необхідно визначати за табл. 1.9.2 залежно від відношення довжини шляху витоку ізолятора L_I до діаметра його тарілки D.

Таблиця 1.9.2 – Коефіцієнти використання довжини шляху витоку підвісних тарілчастих ізоляторів із слаборозвиненою поверхнею ізоляційної деталі

Конфігурація ізоляційної деталі	L_I/D	K_I
Ребриста нижня поверхня	Від 0,90 до 1,05	1,00
	Понад 1,05 до 1,10	1,05
	Понад 1,10 до 1,20	1,10
	Понад 1,20 до 1,30	1,15
	Понад 1,30 до 1,40	1,20
Напівсферична і конусоподібна гладенька поверхня	–	1,0 0,9

1.9.17 Коефіцієнти використання K_I підвісних тарілчастих ізоляторів спеціального виконання за ГОСТ 27661-88 «Изоляторы линейные подвесные тарельчатые. Типы, параметры и размеры» необхідно визначати за табл. 1.9.3.

Таблиця 1.9.3 – Коефіцієнти використання довжини шляху витоку підвісних тарілчастих ізоляторів спеціального виконання

Конфігурація ізоляційної деталі	K_I
Двокрила	1,20
Із збільшеним вильотом ребра на нижній поверхні	1,25
Дзвоноподібна з гладенькою внутрішньою та ребристою зовнішньою поверхнями	1,15

1.9.18 Коефіцієнти використання K довжини шляху витоку штирових ізоляторів приймають такими, що дорівнюють 1,0, для ізоляторів із слаборозвиненою поверхнею і 1,1 – для ізоляторів із сильнорозвиненою поверхнею.

1.9.19 Коефіцієнти використання ($K_к$) довжини шляху витоку складених конструкцій з паралельними гілками (без перемичок), складених з однотипних елементів (дволанцюгових і багатоланцюгових підтримувальних і натяжних гірлянд, багатостоякових колонок – гілок), визначають за табл. 1.9.4.

Таблиця 1.9.4 – Коефіцієнти використання складених конструкцій з паралельними гілками (без перемичок)

Кількість паралельних гілок	1	2	3–5
$K_к$	1,0	1,05	1,10

Якщо кількість паралельних гілок перевищує 5, а також для конструкцій з перемичками, то коефіцієнти використання доцільно визначати за результатами досліджень або розрахунків.

1.9.20 Коефіцієнти використання ($K_к$) довжини шляху витоку складених конструкцій з послідовно-паралельними гілками, які складаються з ізоляторів одного типу (гірлянд типу  або  , опорних колонок з різним числом паралельних гілок по висоті, а також підстанційних апаратів з розтяжками) необхідно приймати такими, що дорівнюють 1,1.

Для більш складних за конфігурацією складених конструкцій з послідовно-паралельними гілками, у тому числі з перемичками або складених з ізоляторів різної конфігурації коефіцієнти використання доцільно визначати за результатами досліджень або розрахунків.

1.9.21 Коефіцієнти використання ($K_к$) довжини шляху витоку одноланцюгових гірлянд і одностоякових опорних колонок, складених з однотипних ізоляторів, треба приймати такими, що дорівнюють 1,0.

1.9.22 Коефіцієнти використання довжини шляху витоку зовнішньої ізоляції електрообладнання, виконаної у вигляді одиничних ізоляційних конструкцій, зокрема, опорних ізоляторів зовнішнього установлення номінальною напругою до 220 кВ, а також підвісних ізоляторів стрижневого типу номінальною напругою 220 кВ, визначають залежно від відношення довжини шляху витоку ізолятора L_I до будівельної висоти H_I ізоляційної частини ізолятора (колонки) (табл. 1.9.5).

Таблиця 1.9.5 – Коефіцієнти використання довжини шляху витоку зовнішньої ізоляції електрообладнання, виконаної у вигляді поодиноких ізоляційних конструкцій (колонок, опорних і підвісних стрижневих ізоляторів)

Відношення L_I/H_I	K_I
До 2,5 включно	1,0
Понад 2,5 до 3,00 включно	1,10
Понад 3,00 до 3,30 включно	1,15
Понад 3,30 до 3,50 включно	1,20
Понад 3,50 до 3,70 включно	1,25
Понад 3,70 до 4,00 включно	1,30

1.9.23 Коефіцієнти використання (K_I) довжини шляху витоку одноланцюгових гірлянд і поодиноких опорних колонок, складених з різнотипних ізоляторів із коефіцієнтами використання K_{I1} і K_{I2}, визначають за формулою:

$$K_I = \frac{L_1 + L_2}{\frac{L_1}{K_{I1}} + \frac{L_2}{K_{I2}}},$$

де L_1 і L_2 – довжина шляху витоку ділянок конструкцій з ізоляторами відповідного типу.

Аналогічно визначають коефіцієнт використання довжини шляху витоку для конструкцій за кількості різних типів ізоляторів, більшої ніж два.

КОЕФІЦІЄНТИ ВИКОРИСТАННЯ ДОВЖИНИ ШЛЯХУ ВИТОКУ ДЛЯ ЗОВНІШНЬОЇ ІЗОЛЯЦІЇ ІЗ ПОЛІМЕРНИХ МАТЕРІАЛІВ ІЗ СИЛІКОНОВОЮ ЗАХИСНОЮ ОБОЛОНКОЮ

1.9.24 Коефіцієнти використання (K) довжини шляху витоку, які враховують особливості конструкції полімерних ізоляторів і гідрофобні властивості їх захисної оболонки, необхідно визначати залежно від СЗ за табл. 1.9.6.

Таблиця 1.9.6 – Коефіцієнти використання (K) довжини шляху витоку лінійних стрижневих полімерних ізоляторів із силіконовою захисною оболонкою

Клас напруги, кВ	Коефіцієнт використання залежно від СЗ				
	1	2	3	4	5
35	1,02	1,00	0,95	0,90	0,80
110	1,02	1,05	1,00	0,86	0,73
150	1,02	1,03	0,98	0,85	0,72
220	1,02	0,97	0,93	0,82	0,70
330	1,02	0,95	0,93	0,81	0,70
500	1,02	0,93	0,91	–	–
750	1,02	0,93	0,91	–	–

Вибрані полімерні ізолятори за питомою нормованою довжиною шляху витоку із застосуванням коефіцієнтів використання за табл. 1.9.6 мають пройти перевірку на відповідність 50 %-вим розрядним напругам (**1.9.10, 1.9.43**). У разі вибору полімерних ізоляторів за коефіцієнтами використання, які застосовують для визначення довжини шляху витоку фарфорових і скляних ізоляторів, довжина шляху витоку полімерних ізоляторів може становити запас від 3 % до 10 % у районах із СЗ 1–СЗ 3 і більше 10 % (до 30 %) – у районах із СЗ 4 і СЗ 5.

ІЗОЛЯЦІЯ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

1.9.25 Під час вибору зовнішньої ізоляції ПЛ наявність на проводах захисного покриття не враховують.

1.9.26 Кількість підвісних тарілчастих ізоляторів у підтримувальних гірляндах і в послідовному ланцюзі гірлянд спеціальної конструкції (V -подібних, Λ -подібних, Y -подібних, ⅄ -подібних), що складається з ізоляторів одного типу, для ПЛ на металевих і залізобетонних опорах визначають за формулою:

$$m = \frac{L}{L_1},$$

де L – довжина шляху витоку гірлянди, визначена за **1.9.12** або за **1.9.43**;

L_1 – довжина шляху витоку одного ізолятора за стандартом або технічними умовами на ізолятор конкретного типу, см;

m – кількість ізоляторів, шт. Якщо розрахунок m не дає цілого числа, то вибирають наступне ціле число.

1.9.27 На ПЛ напругою від 6 до 20 кВ з металевими та залізобетонними опорами кількість тарілчастих ізоляторів у підтримувальних і натяжних гірляндах потрібно визначати за **1.9.26**, але у всіх випадках мінімальна кількість ізоляторів має бути не меншою двох.

На ПЛ напругою від 35 до 110 кВ із металевими, залізобетонними й дерев'яними опорами з заземленими кріпленнями гірлянд кількість тарілчастих ізоляторів у натяжних гірляндах усіх типів незалежно від СЗ слід збільшувати на один ізолятор у кожній гірлянді порівняно з кількістю, отриманою за **1.9.26**.

На ПЛ напругою від 150 до 750 кВ на металевих і залізобетонних опорах кількість тарілчастих ізоляторів у натяжних гірляндах треба визначати за **1.9.26**.

1.9.28 На ПЛ напругою від 6 до 20 кВ із дерев'яними опорами або дерев'яними траверсами на металевих і залізобетонних опорах у районах із СЗ 1, СЗ 2 питома довжина шляху витоку штирових ізоляторів може бути меншою від зазначеної в табл. 1.9.1, але не меншою ніж 1,5 см/кВ.

На дерев'яних траверсах залізобетонних опор рекомендовано застосовувати такі самі типи штирових ізоляторів, як і для ПЛ на дерев'яних опорах.

У разі використання в районах із СЗ 3, СЗ 4 дерев'яних опор чи дерев'яних траверс на опорах необхідно заземлювати гаки, штирі або кріплення гірлянд ізоляторів. У районах із СЗ 2, СЗ 3 на дерев'яних опорах допускається з'єднувати між собою гаки, штирі або кріплення гірлянд ізоляторів без їх заземлення. У цьому разі приєднання шунтової перемички до гаків, штирів або кріплення гірлянд необхідно виконувати зварюванням.

1.9.29 У гірляндах ізоляторів опор великих переходів необхідно передбачати по одному додатковому тарілчастому ізолятору на кожні 10 м перевищення висоти опори понад 40 м щодо основної кількості ізоляторів нормального виконання, визначеному для гірлянд перехідних опор за СЗ в районі переходу.

1.9.30 На конструкціях опор висотою понад 100 м у гірляндах ізоляторів необхідно передбачати установлення ще двох додаткових ізоляторів понад визначену кількість відповідно до **1.9.25** і **1.9.26**.

1.9.31 Для захисту ізоляції ПЛ напругою від 35 до 330 кВ від пташиних забруднень на опорах ПЛ, незалежно від СЗ району, треба установлювати спеціальні загороджения, які унеможливлювали б наявність птахів над гірляндами; додатково вводити в гірлянди першим від траверси ізолятор більшого діаметра з конічною або сферичною формою ізоляційної деталі або захисні екрани з діелектричних матеріалів і передбачати їх установлення під час проектування нових ПЛ.

1.9.32 У районах, де спостерігається скупчення птахів, на ПЛ від 6 до 20 кВ слід передбачати установлення штирових ізоляторів з розвиненою боковою поверхнею, незалежно від ступеня забруднення.

1.9.33 Рекомендовані райони застосування підвісних ізоляторів залежно від конфігурації ізоляційної деталі наведено в табл. 1.9.7.

Таблиця 1.9.7 – Рекомендовані райони застосування підвісних ізоляторів залежно від конфігурації ізоляційної деталі

Конфігурація ізолятора	Характеристика районів забруднення
Тарілчастий зі слаборозвиненою ребристою нижньою поверхнею ($L_1/D \leq 1{,}4$)	Райони із СЗ 1, СЗ 2 за будь-яких видів забруднення
Тарілчастий полусферичний гладкий і тарілчастий конусний гладкий	Райони із СЗ 1, СЗ 2 за будь-яких видів забруднення, райони із засоленими ґрунтами та промисловими забрудненнями із СЗ, не вищим ніж «3»
Тарілчастий двокрилий ($L_1/D \geq 1{,}4$)	Райони із засоленими ґрунтами та з промисловими забрудненнями (СЗ 3–СЗ 5)
Тарілчастий із збільшеним вильотом ребра (із сильно розвиненою нижньою поверхнею, $L_1/D > 1{,}4$)	Узбережжя морів і солоних озер (СЗ 3–СЗ 5)
Стрижневий фарфоровий нормального виконання ($L_1/H \leq 2{,}5$)	Райони із СЗ 1, СЗ 2, у тому числі з важкодоступними трасами ПЛ
Стрижневий фарфоровий спеціального виконання ($L_1/H > 2{,}5$)	Райони із СЗ 3–СЗ 5 за будь-якими видами забруднення; райони з важкодоступними трасами ПЛ із СЗ 3, СЗ 4
Стрижневий полімерний нормального виконання з постійним вильотом ребра	Райони із СЗ 1, СЗ 2 за будь-якими видами забруднення, у тому числі райони з важкодоступними трасами ПЛ
Стрижневий полімерний спеціального виконання зі змінним вильотом ребра	Райони із СЗ 3–СЗ 5 за будь-якими видами забруднення, у тому числі райони з важкодоступними трасами ПЛ

Примітка. D – діаметр тарілчастого ізолятора, H – висота ізоляційної частини стрижневого ізолятора.

ЗОВНІШНЯ ІЗОЛЯЦІЯ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ І ВІДКРИТИХ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

1.9.34 Питому нормовану довжину шляху витоку зовнішньої ізоляції електроустаткування та ізоляторів ВРУ напругою від 6 до 750 кВ, а також зовнішньої частини вводів ЗРУ залежно від СЗ і номінальної напруги треба визначати згідно з табл. 1.9.1 і врахуванням вимог **1.9.13**.

1.9.35 У натяжних і підтримувальних гірляндах ВРУ число тарілчастих скляних і фарфорових ізоляторів слід визначати за **1.9.26** і **1.9.27** з додаванням у кожен ланцюг гірлянди напругою від 110 до 150 кВ одного ізолятора; напругою від 220 до 330 кВ – двох ізоляторів; напругою від 400 до 500 кВ – трьох і напругою 750 кВ – чотирьох.

1.9.36 У разі відсутності електроустаткування із зовнішньою ізоляцією за вимогами табл. 1.9.1 для районів із СЗ 3–СЗ 5 треба застосовувати ізолятори та вводи на більш високі напруги з ізоляцією, яка задовольняє вимоги табл. 1.9.1.

Допускається вибирати вводи силових трансформаторів, трансформатори напруги, обмежувачі перенапруги (ОПН) та інше електроустаткування з найбільшою існуючою для даної напруги питомою довжиною шляху витоку за умови проведення профілактичних заходів з очищення, гідрофобізації зовнішньої ізоляції згідно з відповідними галузевими інструкціями.

1.9.37 У районах із ступенем забруднення, який перевищує СЗ 4, як правило, треба передбачати ЗРУ.

1.9.38 ВРУ напругою від 400 до 750 кВ, а також ВРУ напругою 110, 150, 220, 330 кВ за схемами зі збірними шинами, ВРУ напругою від 220 до 330 кВ за мостовими та блочними схемами, ВРУ напругою від 110 до 150 кВ за мостовими та блочними схемами та ВРУ 35 кВ розташовують у зонах із ступенем забруднення, не вищим СЗ 2.

1.9.39 Питома нормована довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції електроустаткування та ізоляторів в ЗРУ напругою 110 кВ і вище має бути не меншою ніж 1,6 см/кВ незалежно від СЗ і наявності фільтрової вентиляції.

1.9.40 Комплектні розподільні установки і КТП напругою від 6 до 20 кВ зовнішнього установлення в металевій оболонці з електрообладнанням та ізоляторами категорії У2, установленими всередині оболонки, можна застосовувати в районах із СЗ 1 і СЗ 2. Для цих умов дозволено застосовувати зазначені КРУ і КТП з ізоляторами категорії У3, якщо вжито заходів для недопущення утворення вологи на поверхні ізоляторів.

У районах із СЗ 3–СЗ 5 допускається застосовувати КРУ і КТП спеціального виконання, а в разі їх відсутності треба застосовувати ЗРУ.

1.9.41 Ізолятори гнучких і жорстких зовнішніх відкритих струмопроводів напругою 6,6 кВ для районів із СЗ 1–СЗ 5 і напругою 10,5 кВ для районів із СЗ 1–СЗ 3 треба вибирати на номінальну напругу 20 кВ з $\lambda_н$ = 1,7 см/кВ; напругою 10,5 кВ для районів із СЗ 4 і СЗ 5 – на напругу 20 кВ з $\lambda_н$ = 2,6 см/кВ; напругою 13,8–24 кВ для районів із СЗ 1–СЗ 5 – на напругу 35 кВ з $\lambda_н$ = 1,7 см/кВ.

1.9.42 Рекомендовані райони застосування опорних ізоляторів різної конфігурації для електроустаткування ВРУ наведено в табл. 1.9.8.

Таблиця 1.9.8 – Рекомендовані райони застосування опорних ізоляторів різної конфігурації для електроустаткування ВРУ

Конфігурація ізолятора	Характеристика районів забруднення
Фарфоровий зі звичайними ребрами з крапельницею	Райони із СЗ 1–СЗ 3 за будь-яких видів забруднення
Фарфоровий з ребрами змішаного вильоту з крапельницями	Райони із СЗ 3, СЗ 4 за будь-яких видів забруднення
Фарфоровий з ребрами уніфікованої конфігурації	Райони із СЗ 4, СЗ 5 за забруднень, що не цементуються
Полімерний із гладенькими ребрами (плоскими й похилими)	Райони із СЗ 1–СЗ 3

Кінець таблиці 1.9.8

Конфігурація ізолятора	Характеристика районів забруднення
Полімерний із ребрами змінного вильоту	Райони із СЗ 3, СЗ 4 за забруднень, які не спричиняють старіння полімерної ізоляції, райони із СЗ 5 – за природних забруднень

ПЕРЕВІРКА ІЗОЛЯЦІЇ ЗА РОЗРЯДНИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

1.9.43 Ізолятори та гірлянди ПЛ напругою від 6 до 750 кВ, зовнішня ізоляція електроустаткування та ізолятори ВРУ напругою від 6 до 750 кВ повинні мати 50 %-ві розрядні напруги промислової частоти в забрудненому й зволоженому стані не нижче значень, наведених у табл. 1.9.9.

Таблиця 1.9.9 – 50 %-ві розрядні напруги ізоляторів і гірлянд ПЛ напругою від 6 до 750 кВ, зовнішньої ізоляції електроустаткування та ізоляторів ВРУ напругою від 6 до 750 кВ у забрудненому та зволоженому стані

Номінальна напруга електроустановки, кВ	50 %-ві розрядні напруги, кВ (діючі значення)
6	8
10	13
20	26
35	45
110	110
150	150
220	220
330	315
500	460
750	685

Питому поверхневу провідність шару забруднення у випробуваннях треба брати (не менше), мкСм: для СЗ 1 – 5, для СЗ 2 – 10, для СЗ 3 – 20, для СЗ 4 – 30, для СЗ 5 – 50.

ВИЗНАЧЕННЯ СТУПЕНЯ ЗАБРУДНЕННЯ В МІСЦІ РОЗТАШУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ

1.9.44 Природними джерелами забруднення зовнішньої ізоляції електроустановок в Україні є ґрунти, Чорне і Азовське моря, а також озеро Сиваш. У районах з природними забрудненнями, які не зазнають впливу промислових забруднень, СЗ треба визначати наступним чином.

До районів із СЗ 1 треба відносити території з незасоленими і слабозасоленими ґрунтами, незалежно від їх дефляції, у тому числі сільськогосподарські райони, в яких застосовують хімічні добрива і хімічне оброблення рослин.

До районів із СЗ 2 треба відносити:

– території з масивами середньозасолених ґрунтів (із вмістом водорозчинних хлоридних солей понад 1,5 % до 3 % включно і сульфатних – понад 1,5 % до 5 % включно) і території на відстані до 5 км від межі цих масивів, незалежно від дефляції ґрунтів;

– прибережну територію Чорного і Азовського морів на відстані 0,3–3,0 км від берегової лінії;

– прибережну територію озера Сиваш на відстані від 3 до 15 км від берегової лінії.

До районів із СЗ 3 треба відносити:

– території всередині масиву із сильнозасоленими дефлюючими ґрунтами (із вмістом водорозчинних хлоридних солей понад 3 % до 7 % включно і сульфатних – понад 5 % до 10 % включно);

– прибережну територію Чорного і Азовського морів до 0,3 км від берегової лінії;

– прибережну територію озера Сиваш на відстані від 0,3 км до 3,0 км від берегової лінії.

До районів із СЗ 4 відносять прибережну територію озера Сиваш на відстані 0,3 км від берегової лінії.

СЗ від засолених масивів визначають без урахування переважного напрямку вітру.

Поодинокі ділянки (плями) засолених ґрунтів площею, меншою ніж 0,1 км^2, які знаходяться на відстані одна від одної понад 1 км, для визначення СЗ не враховують.

Поодинокі ділянки засолених ґрунтів, які знаходяться одна від одної на відстані, меншій ніж 1 км, об'єднують в один масив і враховують для визначення СЗ у разі, якщо загальна площа об'єднаних засолених ділянок перевищує 0,1 км^2.

Розрахунковий вміст водорозчинних солей масиву визначають із урахуванням площ окремих ділянок засолених ґрунтів:

$$\mu = \frac{1}{F}\sum_{i=1}^{n}\mu_i F_i ,$$

де μ_i – середній вміст водорозчинних солей ділянки засолених ґрунтів площею F_i;

n – кількість поодиноких ділянок засолених ґрунтів в об'єднаному розрахунковому масиві;

F – площа об'єднаного розрахункового масиву, позначена контуром окремих ділянок (масивів), які об'єднуються.

Примітка. В Україні середньо- і сильнозасолені ґрунти знаходяться в заплавах Дніпра, Самари, Сіверського Донця та малих річок Донбасу, а також у Присивашші та на Керченському півострові (Дніпропетровська, Запорізька, Донецька, Луганська, Херсонська області та АР Крим). Дуже сильнозасолених ґрунтів в Україні немає.

1.9.45 СЗ поблизу промислових підприємств треба визначати залежно від виду та розрахункового обсягу продукції, яку випускає підприємство, і відстані від електроустановки до джерела забруднення згідно з табл. 1.9.10–1.9.19.

Розрахунковий обсяг продукції визначають складанням усіх видів продукції, що випускає підприємство, під час виробництва якої викиди забруднюючих речовин в атмосферу є небезпечними для роботи ізоляції електроустановок. СЗ у зоні викидів діючого або новоспоруджуваного підприємства треба визначати за найбільшим річним обсягом продукції з урахуванням перспективного плану розвитку підприємства (але не більше ніж на 10 років уперед).

За наявності на одному підприємстві декількох джерел забруднення (цехів) розрахунковий обсяг продукції треба визначати для кожного цеху окремо. Якщо джерела викидів забруднюючих речовин від окремих цехів віддалено між собою більше ніж на 1000 м, то річний обсяг продукції необхідно визначати окремо для цих виробництв та іншої частини підприємства. У цьому разі розрахунковий СЗ необхідно визначати за **1.9.52**. Межею забруднення є крива, яка огинає всі місця їх викидів.

1.9.46 СЗ поблизу ТЕС і промислових котелень необхідно визначати за табл. 1.9.21 залежно від виду палива, установленої потужності станції та висоти димових труб.

1.9.47 СЗ поблизу градирень або бризкальних басейнів треба визначати за табл. 1.9.21, якщо питома провідність циркуляційної води є меншою ніж 1000 мкСм/см, і за табл. 1.9.22 – якщо питома провідність циркуляційної води становить від 1000 мкСм/см до 3000 мкСм/см.

1.9.48 СЗ поблизу відвалів порід (золовідвалів, солевідвалів, шлаковідвалів), які порошать, каналізаційно-очисних споруд, великих промислових звалищ сміття і підприємств його перероблення необхідно визначати за табл. 1.9.23.

1.9.49 Розміри зони СЗ від промислових підприємств, теплових електростанцій, промислових котелень, відвалів порід, які порошать, а також прибережні зони морів і озер доцільно коригувати з урахуванням рози вітрів за формулою:

$$S = S_0 \frac{W}{W_0},$$

де S – відстань від межі джерела забруднення до межі зони із СЗ, яку розглядають, скоригована з урахуванням рози вітрів, м;

S_0 – унормована за табл. 1.9.10–1.9.23 цієї глави відстань від межі джерела забруднення до межі зони із СЗ за кругової рози вітрів, м;

W – середньорічна повторюваність вітрів румба, що розглядається, %;

W_0 – повторюваність вітрів одного румба за кругової рози вітрів, %.

Значення S/S_0 повинні знаходитися в межах $0{,}5 \le S/S_0 \le 2$.

1.9.50 СЗ поблизу звичайних автотрас з інтенсивним використанням у зимовий час хімічних протиожеледних засобів необхідно визначати за табл. 1.9.24.

1.9.51 СЗ поблизу автодоріг (естакади, шляхопроводи), розташованих вище рівня землі (від 5 м і вище), з інтенсивним використанням у зимовий час хімічних протиожеледних засобів необхідно визначати за табл. 1.9.25.

1.9.52 Розрахунковий СЗ у зоні накладення забруднень від двох незалежних джерел, визначений з урахуванням рози вітрів, треба визначати за табл. 1.9.26 незалежно від виду промислового або природного забруднення.

Таблиця 1.9.10 – Ступінь забруднення території поблизу хімічних підприємств і виробництв

Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м							
	до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 2000	від 2000 до 2500	від 2500 до 3000	від 3000 до 5000	від 5000
До 10	1	1	1	1	1	1	1	1
Від 10 до 500	2	1	1	1	1	1	1	1
Від 500 до 1500	3	2	1	1	1	1	1	1
Від 1500 до 2500	3	3	2	1	1	1	1	1
Від 2500 до 3500	4	3	3	2	2	1	1	1
Від 3500 до 5000	5	4	3	3	3	2	2	1

Таблиця 1.9.11 – Клас ступеня забруднення території поблизу нафтопереробних і нафтохімічних підприємств і виробництв

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м					
		до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 2000	від 2000 до 3500	від 3500
Нафтопереробні заводи	До 1000	1	1	1	1	1	1
	Від 1000 до 5000	2	1	1	1	1	1
	Від 5000 до 9000	3	2	1	1	1	1
	Від 9000 до 18000	4	3	2	1	1	1
Нафтохімічні заводи та комбінати	До 5000	3	2	1	1	1	1
	Від 5000 до 10000	3	3	2	1	1	1
	Від 10000 до 15000	4	3	3	2	1	1
	Від 15000 до 20000	5	4	3	3	2	1
Виводи синтетичного каучуку	До 50	1	1	1	1	1	1
	Від 50 до 150	2	1	1	1	1	1
	Від 150 до 500	3	2	1	1	1	1
	Від 500 до 1000	3	3	2	1	1	1
Виводи гумотехнічних виробів	До 100	1	1	1	1	1	1
	Від 100 до 300	2	1	1	1	1	1

Таблиця 1.9.12 – Ступінь забруднення території поблизу підприємств з виробництва газів і перероблення нафтового газу

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають	СЗ за відстані від джерела забруднення, м		
		до 500	від 500 до 1000	від 1000
Виробництво газів	Незалежно від обсягу	2	1	1
Перероблення нафтового газу	Те саме	3	2	1

Таблиця 1.9.13 – Ступінь забруднення території поблизу підприємств з виробництва целюлози й паперу

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м			
		до 500	від 500 до 1000	від 1000	від 1500
Виробництво целюлози та напівцелюлози	До 75	1	1	1	1
	Від 75 до 150	2	1	1	1
	Від 150 до 500	3	2	1	1
	Від 500 до 1000	4	3	2	1
Виробництво паперу	Незалежно від обсягу	1	1	1	1

Таблиця 1.9.14 – Ступінь забруднення території поблизу підприємств і виробництв чорної металургії

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м					
		до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 2000	від 2000 до 2500	від 2500
Виплавка чавуну та сталі	До 1500	2	1	1	1	1	1
	Від 1500 до 7500	2	2	2	1	1	1
	Від 7500 до 12000	3	2	2	2	1	1
Гірничозбагачувальні комбінати	До 2000	1	1	1	1	1	1
	Від 2000 до 5500	2	1	1	1	1	1
	Від 5500 до 10000	3	2	1	1	1	1
	Від 10000 до 13000	4	3	2	1	1	1
Коксохімвиробництво	До 5000	2	2	2	2	2	1
	Від 5000 до 12000	3	2	2	2	2	1

Кінець таблиці 1.9.14

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м					
		до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 2000	від 2000 до 2500	від 2500
Виробництво феросплавів	До 500	1	1	1	1	1	1
	Від 500 до 700	2	2	1	1	1	1
	Від 700 до 1000	3	3	2	1	1	1
Виробництво магнезійних виробів	Незалежно від обсягу	3	2	2	2	1	1
Прокат і оброблення чавуну та сталі	Те саме	2	1	1	1	1	1

Таблиця 1.9.15 – Ступінь забруднення території поблизу підприємств і виробництв кольорової металургії

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м						
		до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 2000	від 2000 до 2500	від 2500 до 3500	від 3500
Виробництво алюмінію	До 100	1	1	1	1	1	1	1
	Від 100 до 500	2	2	1	1	1	1	1
	Від 500 до 1000	3	3	2	2	1	1	1
	Від 1000 до 2000	3	3	3	2	2	1	1
Виробництво нікелю	Від 1 до 5	1	1	1	1	1	1	1
	Від 5 до 25	2	2	1	1	1	1	1
	Від 25 до 1000	3	2	2	1	1	1	1
Виробництво рідкісних металів	Незалежно від обсягу	5	4	3	3	2	2	1
Виробництво цинку	Те саме	3	2	1	1	1	1	1
Виробництво і оброблення кольорових металів	« «	2	1	1	1	1	1	1

Таблиця 1.9.16 – Ступінь забруднення території поблизу підприємств і виробництв будівельних матеріалів

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м						
		до 250	від 250 до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 2000	від 2000 до 3000	від 3000
Виробництво цементу	До 100	1	1	1	1	1	1	1
	Від 100 до 500	2	2	1	1	1	1	1
	Від 500 до 1500	3	3	2	1	1	1	1
	Від 1500 до 2500	3	3	3	2	1	1	1
	Від 2500 до 3500	4	4	3	3	2	1	1
	Від 3500	4	4	4	3	3	2	1
Виробництво азбесту тощо	Незалежно від обсягу	3	2	1	1	1	1	1
Виробництво бетонних виробів тощо	Те саме	2	1	1	1	1	1	1

Таблиця 1.9.17 – Ступінь забруднення території поблизу машинобудівних підприємств і виробництв

Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають	СЗ за відстані від джерела забруднення, м	
	до 500	від 500
Незалежно від обсягу	2	1

Таблиця 1.9.18 – Ступінь забруднення території поблизу підприємств легкої промисловості

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають	СЗ за відстані від джерела забруднення, м		
		до 250	від 250 до 500	від 500
Оброблення тканин	Незалежно від обсягу	3	2	1
Виробництво штучних шкір і плівкових матеріалів	Те саме	2	1	1

Таблиця 1.9.19 – Ступінь забруднення території поблизу підприємств видобування руди і нерудних копалин

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають	Клас СЗ за відстані від джерела забруднення, м		
		до 250	від 250 до 500	від 500
Добування залізної руди тощо	Незалежно від обсягу	2	1	1
Добування вугілля*	Те саме	3	2	1
* Поширюється на визначення СЗ поблизу териконів.				

Таблиця 1.9.20 – Ступінь забруднення території поблизу ТЕС і промислових котелень

Вид палива	Потужність, МВт	Висота димових труб, м	СЗ за відстані від джерела забруднення, м					
			до 250	від 250 до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 3000	від 3000
Вугілля за зольності, меншої ніж 30 %; мазут, газ	Незалежно від потужності	Будь-яка	1	1	1	1	1	1
Вугілля за зольності, більшої ніж 30 %	До 1000	Те саме	1	1	1	1	1	1
	Від 1000 до 4000	До 180	2	2	2	1	1	1
		Від 180	2	2	1	1	1	1
Сланець	До 500	Будь-яка	3	2	2	2	1	1
	Від 500 до 2000	До 180	4	3	2	2	2	1
		Від 180	3	3	2	2	2	1

Таблиця 1.9.21 – Ступінь забруднення території поблизу градирень і бризкальних басейнів з питомою провідністю циркуляційної води, меншою ніж 1000 мкСм/см

СЗ району, де знаходиться градирня	Відстані від градирні (бризкального басейну), м	
	до 150	понад 150
1	2	1
2	3	2
3	4	3
4	5	4

Таблиця 1.9.22 – Ступінь забруднення території поблизу градирень і бризкальних басейнів з питомою провідністю циркуляційної води від 1000 мкСм/см до 3000 мкСм/см

СЗ району, де знаходиться градирня	СЗ на відстані від градирні (бризкального басейну), м		
	до 150	від 150 до 600	більше 600
1	3	2	1
2	4	3	2
3	5	4	3
4	5	5	4

Таблиця 1.9.23 – Ступінь забруднення території поблизу відвалів порід (золовідвалів, солевідвалів, шлаковідвалів), що порошать, каналізаційно-очисних споруд, великих промислових звалищ сміття, підприємств з перероблення сміття, збагачувальних фабрик, станцій аерації тощо

СЗ за відстані від джерела забруднення, м		
до 200	понад 200 до 600	понад 600
3	2	1

Таблиця 1.9.24 – Ступінь забруднення території поблизу звичайних автодоріг з інтенсивним використанням у зимовий час хімічних протиожеледових засобів

СЗ за відстані від автодоріг, м		
до 25	від 25 до 100	від 100
3	2	1

Таблиця 1.9.25 – Ступінь забруднення території поблизу автодоріг (естакади, шляхопроводи), розташованих вище рівня землі (від 5 м і вище), з інтенсивним використанням у зимовий час хімічних протиожеледових засобів

СЗ за відстані від «високих» автодоріг (естакади, шляхопроводи), м			
до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500
4	3	2	1

Таблиця 1.9.26 – Розрахункові ступені забруднення в разі накладення їх від двох незалежних джерел

СЗ від першого джерела	Розрахункові СЗ в разі забруднення від іншого джерела із СЗ			
	2	3	4	5
2	2	3	4	5
3	3	4	5	*
4	4	5	*	*
5	5	*	*	*

Примітка. Зони, позначені знаком «*», не рекомендовано використовувати для розміщування електроустановок. Ступінь забруднення для них визначають за результатами досліджень.

РОЗДІЛ 2

ПЕРЕДАВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 30 липня 2015 р. № 479

ГЛАВА 2.1
ЕЛЕКТРОПРОВОДКА

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

2.1.1 Ця глава Правил поширюється на електропроводку силових, освітлювальних і вторинних кіл напругою до 1 кВ змінного і 1,5 кВ постійного струму, яку прокладають всередині будівель і споруд, на зовнішніх їх стінах, на територіях підприємств, установ, закладів освіти та охорони здоров'я, мікрорайонів, дворів, присадибних ділянок, на будівельних майданчиках із застосуванням ізольованих установочних проводів всіх перерізів, а також силових кабелів з гумовою або пластмасовою ізоляцією в металевій, гумовій або пластмасовій оболонці з перерізом фазних жил, виконаних з міді, до 16 мм^2 (алюмінію – до 25 мм^2). Кабелі більших перерізів прокладають відповідно до вимог глави 2.3 цих Правил.

Електропроводка, яку виконують неізольованими провідниками всередині споруд (будівель), має також відповідати вимогам, наведеним у главі 2.2 цих Правил, а поза ними – у главі 2.4 цих Правил. Електропроводку освітлювальної мережі влаштовують відповідно до вимог розділу 6 цих Правил.

Відгалуження від ПЛ до вводів (див. **2.1.3**, **2.1.19**), які виконують із застосуванням ізольованих проводів, також треба споруджувати з дотриманням вимог глави 2.4 цих Правил.

Додаткові вимоги до електропроводки наведено в главах 1.5 і 3.4 цих Правил.

У разі проектування електропроводки в житлових і висотних громадських будинках, адміністративних та побутових приміщеннях і будівлях підприємств, зазначених у ДБН В.2.2-28, та громадських будинках і спорудах, зазначених у додатку А до ДБН В.2.2-9, додатково слід керуватися ДБН В.2.5-23 та ДБН В.2.2-24.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

Технічний регламент низьковольтного електричного обладнання, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 16 грудня 2015 р. № 1067

ДСТУ 4237-1-2:2014 Вогневі випробування електричних та волоконно-оптичних кабелів. Частина 1-2. Випробування на вертикальне поширювання полум'я одиничного ізольованого проводу або кабелю. Метод випробування полум'ям попередньо змішаного типу потужністю 1 кВт (IEC 60332-1-2:2004, MOD)

ДСТУ 4499-1:2005 Системи кабельних коробів. Частина 1. Загальні вимоги та методи випробування (IEC 61084-1:1991, NEQ)

ДСТУ 4549-1:2006 Системи кабельних трубопроводів. Частина 1. Загальні вимоги та методи випробування (IEC 61386-1:1996; IEC 60423:1993, MOD)

ДСТУ 4754:2007 Системи кабельних лотоків і драбин. Загальні вимоги та методи випробування (IEC 61537:2001, MOD)

ДСТУ-П 7292:2012 Устаткування комплектних розподільчих пристроїв низьковольтне. Частина 2. Особливі вимоги до систем збірних шин (шинопроводів) та методи випробування (IEC 60439-2:2005, MOD)

ДСТУ IEC 60287-1-3:2009 Кабелі електричні. Обчислення номінальної сили струму. Частина 1-3. Співвідношення для обчислення номінальної сили струму (коефіцієнт навантаження 100 %) і обчислення втрат; розподіл струму між паралельними одножильними кабелями і обчислення втрат від циркуляційного струму (IEC 60287-1-3:2002, IDT)

ДСТУ IEC 60331-21:2008 Випробування електричних кабелів вогнем. Цілісність кіл. Частина 21. Методика випробування. Кабелі номінальною напругою до 0,6/1,0 кВ включно (IEC 60331-21:1999, IDT)

ДСТУ IEC 60439-1:2003 Устаткування комплектних розподільчих пристроїв низьковольтне. Частина 1. Устаткування, що пройшло випробування типу повністю чи частково (IEC 60439-1:1999, IDT)

ДСТУ EN 50086-1:2004 Системи кабелепроводів для електричних установок. Частина 1. Загальні технічні вимоги (EN 50086-1:1993, IDT)

ДСТУ EN 62305-1:2012 Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи (EN 62305-1:2011, IDT)

ДСТУ IEC 62305-2:2012 Захист від блискавки. Частина 2. Керування ризиками (IEC 62305-2:2010, IDT)

ДСТУ EN 62305-3:2012 Захист від блискавки. Частина 3. Фізичні руйнування споруд та небезпека для життя людей (EN 62305-3:2011, IDT)

ДСТУ EN 62305-4:2012 Захист від блискавки. Частина 4. Електричні та електронні системи, розташовані в будинках і спорудах (EN 62305-4:2011, IDT)

ГОСТ 10434-82 Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования (З'єднання контактні електричні. Класифікація. Загальні технічні вимоги)

ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP) (Ступені захисту, що забезпечуються оболонками (Код IP))

ГОСТ 15845-80 Изделия кабельные. Термины и определения (Вироби кабельні. Терміни та визначення)

ДБН В.1.1-7-2002 Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва (зі змінами)

ДБН В.2.2-9-2009 Будинки і споруди. Громадські будинки і споруди. Основні положення

ДБН В.2.2-24:2009 Будинки і споруди. Проектування висотних житлових і громадських будинків

ДБН В.2.2-28:2010 Будинки і споруди. Будинки адміністративного та побутового призначення

ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення

НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок

ДСанПіН 3.3.6.096-2002 Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів

IEC 60364-5-52:2009 Low-voltage electrical installations – Part 5-52. Selection and erection of electrical equipment – Wiring systems (Низьковольтні електричні установки. Частина 5-52. Вибір і монтаж електрообладнання. Електропроводки).

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

2.1.2 У цій главі Правил використано терміни, установлені в ГОСТ 15845: ***кабельна продукція, кабельний виріб, кабель, провід, шнур, суцільна ізоляція, двошарова ізоляція, пластмасова ізоляція, гумова ізоляція, оболонка, броня, шланг, силовий кабель, установочний провід***; у ДСТУ 4754: ***система кабельних лотків або система кабельних драбин, кабельна драбина, кабельний лоток***; у ДСТУ 4499-1: ***система кабельних коробів, кабельний короб зі знімною кришкою, кабельний короб глухий, кабельний короб спеціальний***; у ДСТУ EN 50086-1: ***система кабелепроводу, трубопровід, фітинг трубопроводу, металевий трубопровід і (або) фітинг трубопроводу, неметалевий трубопровід і (або) фітинг трубопроводу, вогнестійкий трубопровід і (або) фітинг трубопроводу, гладкий трубопровід, гофрований трубопровід, жорсткий трубопровід, податливий трубопровід, гнучкий трубопровід***; у ДБН В.1.1-7: ***горючі будівельні матеріали, негорючі будівельні матеріали.***

2.1.3 Нижче подано терміни, додатково використані в цій главі, та визначення позначених ними понять:

горищне приміщення

Невиробниче приміщення над верхнім поверхом будівлі, стелею якого є дах будівлі, яке має несучі конструкції (покрівлю, ферми, крокви, балки тощо) з горючих матеріалів.

Аналогічні приміщення і технічні поверхи, розташовані безпосередньо під дахом, перекриття і конструкції яких виконано з негорючих матеріалів, не вважаються горищними приміщеннями

електропроводка

Сукупність проводів (кабелів, шин) з їх кріпленнями, підтримувальними та захисними конструкціями і деталями, установленими відповідно до чинних нормативних документів

електропроводка відкрита

Електропроводка, яку прокладено по поверхні стін, стель, по фермах та інших будівельних елементах будівель і споруд, по опорах тощо.

За відкритої електропроводки застосовують такі способи прокладання проводів і кабелів:

– безпосередньо по поверхні стін, стель тощо;

– на струнах, тросах, ізоляторах;

– у негорючих трубах, коробах, гнучких металевих рукавах, лотках;

– в електротехнічних плінтусах і наличниках;

– вільним підвішуванням тощо.

Відкрита електропроводка може бути стаціонарною, пересувною і переносною

електропроводка зовнішня

Електропроводка, яку прокладено по зовнішніх стінах будівель і споруд, під навісами тощо, а також між будівлями на опорах (не більше чотирьох прогонів завдовжки до 25 м кожний) поза вулицями, дорогами тощо. Зовнішня електропроводка може бути відкритою і прихованою

електропроводка прихована

Електропроводка, яку прокладено всередині конструкційних елементів будівель і споруд (у стінах, підлогах, фундаментах, перекриттях), а також по перекриттях у підготовці підлоги, безпосередньо під знімною підлогою тощо.

За прихованої електропроводки застосовують такі способи прокладання проводів і кабелів:

– у трубах, зокрема гофрованих, гнучких металевих рукавах, коробах, замкнутих каналах і порожнинах будівельних конструкцій;

– у заштукатурюваних борознах (штробах), під штукатуркою, а також замонолічуванням у будівельні конструкції під час їх виготовлення

захищений провід

Провід, який містить одну або більше ізольованих жил, розташованих у спільній легкій неметалевій оболонці і/або обплетенні (обплетений волокнистими матеріалами або дротами), і не призначений, як правило, для прокладання в землі

кабельна проходка

Виріб або збірна будівельна конструкція, яка складається з ущільнювальних матеріалів, кабельного виробу та закладних деталей (трубопроводів, коробів тощо) і призначена для проходження проводів і кабелів через стіни, перегородки, перекриття.

Вогнестійкість кабельних проходок оцінюють за ознакою EI (у хвилинах), де E – граничний стан за ознакою втрати цілісності, I – граничний стан за ознакою втрати теплоізолювальної здатності

клиця

Виріб, призначений для кріплення одного або декількох кабелів до полиці, стіни або стелі. Клиця складається, як правило, з двох напівклиць і скоби. Напівклиці, у вирізах в яких розташовують кабель, виготовляють з ізоляційного матеріалу. Скобу, яка з'єднує клицю, виготовляють з оцинкованої смуги (прута) з отворами (різьбами) для кріплення

струна

Несучий елемент електропроводки у вигляді сталевого дроту, натягнутого щільно до поверхні стіни, стелі тощо, який призначено для кріплення до нього проводів, кабелів або їх пучків

смуга

Несучий елемент електропроводки у вигляді металевої штаби, закріпленої впритул до поверхні стіни, стелі тощо, який призначено для кріплення до неї проводів, кабелів або їх пучків

струмопровід

Пристрій, призначений для передавання і розподілу електроенергії, який складається з ізольованих або неізольованих провідників та ізоляторів, що належать до них, захисних оболонок, відгалужувальних пристроїв, підтримувальних і опорних конструкцій.

Залежно від виду провідників струмопроводи поділяються на гнучкі (у разі використання проводів) і жорсткі (у разі використання жорстких шин)

трос

Несучий елемент електропроводки у вигляді сталевого дроту або сталевого канату, який натягнуто в повітрі і призначено для підвішування до нього проводів, кабелів або їх пучків

увід від повітряної лінії електропередавання

Електропроводка, яка сполучає відгалуження від ПЛ із внутрішньою електропроводкою, рахуючи від анкерного кріплення, установленого на зовнішній поверхні (стіні, даху) будівлі або споруди, до затискачів вводного пристрою

шинопровід

Жорсткий струмопровід заводського виготовлення, який поставляють комплектними секціями.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

2.1.4 Використовуване електричне обладнання має відповідати вимогам Технічного регламенту низьковольтного електричного обладнання.

Електропроводка має відповідати умовам навколишнього середовища, призначенню та цінності споруди (будівлі), її конструкції та архітектурним особливостям, вимогам електробезпеки та пожежної безпеки.

Для улаштування електропроводки використовують:

– шинопроводи і струмопроводи, виготовлені відповідно до вимог ДСТУ IEC 60439-1, ДСТУ-П 7292 і ДСТУ IEC 61534-21;

– системи електропроводок у кабельних трубопроводах, кабельних коробах, кабельних лотках і на кабельних драбинах, виготовлених відповідно до вимог ДСТУ 4549-1, ДСТУ 4499-1, ДСТУ 4754;

– неізольовані та ізольовані проводи, прокладені на ізоляторах;

– захищені проводи і кабелі, прокладені по підтримувальних конструкціях (на полицях, кронштейнах, тросах, струнах, смугах);

захищені проводи і кабелі, прокладені з безпосереднім кріпленням до основ;

багатожильні захищені проводи і кабелі, прокладені без кріплення.

2.1.5 За умови механічної міцності перерізи струмовідних жил в електропроводці мають бути не меншими від наведених у табл. 2.1.1.

Таблиця 2.1.1 – Найменші перерізи струмовідних жил в електропроводках за умови механічної міцності

Тип електропроводки		Призначення кола	Провідник	
			Матеріал	Площа перерізу, мм²
Стаціонарна	Кабелі та ізольовані проводи	Силові та освітлювальні мережі	Мідь	1,5
			Алюміній	2,5[1)]
		Кола сигналізації та керування	Мідь	0,5[2)]
	Неізольовані проводи	Силові кола	Мідь	10
			Алюміній	16[1)]
		Кола сигналізації та керування	Мідь	4
	Самоутримний ізольований провід (СІП)	Увід від повітряної лінії	Алюміній	16[1)]
Гнучкі ізольовані проводи і кабелі		Для спеціального застосування	Мідь	Згідно з вимогами відповідних норм і стандартів
		Для будь-якого іншого застосування		0,75[3)]
		Схеми наднизької напруги для спеціального застосування		0,75

[1)] Використовувані для електричного з'єднання засоби мають бути випробуваними і призначатися для такого застосування.
[2)] У колах сигналізації і керування, призначених для електронного обладнання, дозволено використовувати переріз площею 0,1 мм².
[3)] Виноска [2)] стосується також багатожильних гнучких кабелів, які містять 7 і більше жил.

2.1.6 Електропроводка має забезпечувати можливість легкого розпізнавання провідників по всій довжині. Буквені або кольорові позначення провідників мають відповідати вимогам глави 1.1 цих Правил.

2.1.7 В одній трубі кабельного трубопроводу або одному відсіку кабельного короба можна прокладати декілька різних електричних кіл за умови, що всі струмовідні жили мають ізоляцію, яка відповідає найвищій напрузі, застосовуваній у сумісно прокладених колах.

Один кабель, який використовують для електропроводки, може бути увімкненим у декілька електричних кіл окремими своїми струмовідними жилами за умови, що всі жили кабелю мають ізоляцію, яка відповідає найвищій напрузі, застосовуваній у цих електричних колах.

2.1.8 В одній трубі, металорукаві, коробі, лотку, пучку, замкнутому каналі будівельної конструкції заборонено спільне прокладання взаєморезервуючих кіл, кіл робочого і аварійного (евакуаційного) освітлення. Прокладати ці кола допускається лише в різних відсіках коробів і лотків, які мають суцільні поздовжні перегородки з негорючого матеріалу.

2.1.9 У колах змінного або випрямленого струму провідники, розміщені у феромагнітних оболонках (сталевих трубах або ізоляційних трубах із сталевою оболонкою), потрібно прокладати так, щоб усі провідники кожного кола (фазні, нейтральний (*N*-), захисний (*PE*-), *PEN*-провідник або прямий і зворотній провідники) було прокладено в одній оболонці (трубі). Зазначеної вище вимоги можна не дотримуватися, якщо тривалий струм навантаження в провідниках не перевищує 25 А.

У місцях, де зазначені вище провідники проходять через феромагнітний контур, їх треба розташовувати таким чином, щоб усі провідники було охоплено феромагнітним матеріалом (екраном).

Сталевий дріт (обплетення) або сталеву стрічку броні одножильного кабелю слід розглядати як феромагнітну оболонку.

2.1.10 У разі прокладання проводів і кабелів у трубах, глухих коробах, гнучких металевих рукавах і замкнутих каналах потрібно, як правило, передбачати можливість заміни проводів і кабелів. Для цього треба влаштовувати відповідні засоби доступу для виконання такої операції.

У коробах проводи і кабелі допускається прокладати багатошарово з упорядкованим і довільним (розсипом) взаємним розташуванням. Сума перерізів проводів і кабелів, розрахованих за їх зовнішніми діаметрами, включаючи ізоляцію і зовнішні оболонки, не має перевищувати: для глухих коробів – 35 % перерізу короба в просвіті; для коробів із кришками, які відкриваються, – 40 %.

2.1.11 Провідники одного кола заборонено розподіляти по різних багатожильних кабелях, трубах, коробах, лотках, драбинах тощо. Якщо багатожильні кабелі з'єднують паралельно, то кожен кабель має містити один провідник кожної фази і нейтральний провідник (у разі його наявності).

Використовувати спільний нейтральний провідник для декількох розподільних кіл заборонено.

Однофазні групові кола змінного струму можна прокладати з одного лінійного провідника і нейтрального провідника трифазної мережі змінного струму з одним нейтральним провідником за умови розпізнавання провідників по всій довжині. Такі кола мають відповідати вимогам глави 1.7 цих Правил.

2.1.12 Для виконання стаціонарної електропроводки дозволено використовувати гнучкі кабелі і проводи. Стаціонарне обладнання, яке може переміщуватися під час монтажу і обслуговування, треба підключати гнучкими кабелями або шнурами.

Пересувне обладнання потрібно підключати лише гнучкими кабелями і шнурами з подвійною ізоляцією (за винятком обладнання, яке живиться через тролеї або контактні рейки).

2.1.13 У разі улаштування стаціонарної електропроводки ізольовані незахищені проводи потрібно прокладати в трубах кабельних трубопроводів, кабельних коробах або спеціальних кабельних коробах. Системи електропроводки в гнучких трубах можна використовувати для захисту гнучких ізольованих проводів.

2.1.14 Електропроводку, яку прикріплюють до стін або розташовують у стінах, потрібно прокладати горизонтально, вертикально або паралельно краям стін приміщення.

Електропроводку, яку розташовують у будівельних конструкціях без кріплення (стеля, підлога), можна прокладати по найкоротшому шляху.

2.1.15 Виконувати електропроводку у вентиляційних каналах і шахтах заборонено. Допускається перетинати ці канали і шахти одиничними проводами і кабелями, розміщеними в сталевих трубах.

2.1.16 Прокладати проводи і кабелі за підвісними стелями треба відповідно до вимог цієї глави, НПАОП 40.1-1.32-01 та ДБН В.2.5-23.

2.1.17 У кранових прогонах незахищені ізольовані проводи треба прокладати на висоті, не меншій ніж 2,5 м від рівня майданчика візка крана (якщо майданчик розташовано вище від настилу моста крана) або від настилу моста крана (якщо настил розташовано вище майданчика візка). Якщо це неможливо, то мають бути змонтованими захисні пристрої для оберігання персоналу, який перебуває на візку і мосту крана, від випадкового дотику до проводів. Захисні пристрої треба встановлювати по всій довжині проводів або на самому мосту крана в межах розташування проводів.

Висота відкритого прокладання захищених ізольованих проводів і кабелів, а також проводів і кабелів у трубах, коробах, гнучких металевих рукавах зі ступенем захисту, не нижчим ніж IP20, від рівня підлоги або площадки обслуговування крана не нормується.

2.1.18 У горищних приміщеннях можна застосовувати такі види електропроводки:

1) відкрита:

– проводами і кабелями, прокладеними в трубах з негорючих матеріалів, а також захищеними проводами і кабелями в оболонках із стійких до поширення полум'я матеріалів або із негорючих – на будь-якій висоті;

– незахищеними ізольованими одножильними проводами на ізоляторах – на висоті, не меншій ніж 2,5 м;

2) прихована:

– у стінах і перекриттях із негорючих матеріалів – на будь-якій висоті.

Електропроводку в горищних приміщеннях треба виконувати проводами і кабелями з мідними жилами.

З'єднання і відгалуження жил проводів і кабелів у горищних приміщеннях треба виконувати в металевих з'єднувальних (відгалужувальних) коробках зварюванням, опресовуванням або із застосуванням стискних пристроїв, відповідних матеріалу, перерізу і кількості жил.

Відгалуження від електропроводки, прокладеної у горищних приміщеннях, до електроприймачів, установлених поза горищами, допускаються за умови прокладання електропроводки і відгалужень відкрито в сталевих трубах або приховано в стінах і перекриттях з негорючих матеріалів.

Комутаційні апарати в колах світильників та інших електроприймачів, установлених безпосередньо в горищних приміщеннях, треба встановлювати поза цими приміщеннями.

2.1.19 Незахищені ізольовані проводи зовнішньої електропроводки щодо дотику треба розглядати як неізольовані. Ці проводи потрібно розташовувати або захищати таким чином, щоб вони були недоступними для дотику з місць, де можливе часте перебування людей (наприклад, балкон, ґанок). У разі підвішування проводів на опорах біля будівель відстані від проводів до балконів і вікон мають бути не меншими ніж 1,5 м за максимального відхилення (провисання) проводів.

Виконувати зовнішню електропроводку по дахах житлових, громадських будівель і видовищних підприємств заборонено, за винятком уводів у будівлі (підприємства) і відгалужень до цих уводів, передбачених проектами.

Прокладати проводи і кабелі зовнішньої електропроводки в трубах, коробах і гнучких металевих рукавах в усіх випадках треба з ущільненням. Прокладати проводи в сталевих трубах і коробах у землі поза будівлями заборонено.

Зовнішню електропроводку самоутримним ізольованим проводом (СІП) виконують відповідно до вимог **2.4.50**, **2.4.52** і **2.4.55** цих Правил.

Відстані від проводів, які перетинають пожежні проїзди і шляхи для перевезення вантажів, до поверхні землі (дороги) в проїжджій частині мають бути не меншими ніж 6 м, у непроїжджій частині – не меншими ніж 3,5 м.

Уводи в будівлі потрібно виконувати крізь стіни в кабельних проходках таким чином, щоб вода не могла накопичуватися в проходці і проникати всередину будівлі.

Відстань від проводів перед уводом і проводів уводу до поверхні землі має бути не меншою ніж 2,75 м.

Уводи допускається виконувати крізь дахи в сталевих трубах. При цьому відстань по вертикалі від проводів відгалуження до уводу і від проводів уводу до покрівлі має бути не меншою ніж 2,5 м.

Для будівель невеликої висоти (торгівельні павільйони, кіоски, будівлі контейнерного типу, пересувні будки, фургони тощо), на дахах яких виключено перебування людей, відстань у просвіті від проводів відгалужень до уводу і проводів уводу до даху дозволено зменшувати до 0,5 м. При цьому відстань від проводів до поверхні землі має бути не меншою ніж 2,75 м.

2.1.20 Електропроводка не має створювати магнітних полів, які перевищують гранично допустимі рівні, унормовані ДСанПіН 3.3.6.096, і орієнтовні безпечні рівні впливу, унормовані главою 2.3 цих Правил.

ВИКОНАННЯ ЕЛЕКТРОПРОВОДКИ ВІДПОВІДНО ДО ЗОВНІШНІХ ВПЛИВІВ

2.1.21 Електропроводку треба виконувати таким чином, щоб захист від очікуваних зовнішніх впливів було забезпечено по всій її довжині. За наявності одночасно двох або більше умов, які характеризують навколишнє середовище, електропроводка має відповідати всім цим умовам.

2.1.22 Електропроводка має також відповідати допустимому температурному діапазону зовнішнього середовища і забезпечувати допустиму температуру проводів і кабелів, унормовану в главі 1.3 цих Правил, у нормальному режимі та в разі несправності. Елементи електропроводки належить встановлювати і монтувати за температур, визначених їх виробником.

2.1.23 Для захисту електропроводки від шкідливої дії тепла зовнішніх джерел використовують один або декілька таких способів:

– екранування джерела тепла;

– віддалення від джерела тепла;

– вибір елементів електропроводки з урахуванням можливого нагрівання від джерел тепла;

– локальне застосування теплоізоляційного матеріалу.

Тепло може передаватися від систем опалення та гарячого водопостачання, технологічного і електричного обладнання, світильників і опромінювачів, електроприладів, оброблюваних матеріалів, від сонячного випромінювання, навколишнього середовища тощо.

2.1.24 Змонтована електропроводка має забезпечувати ступінь захисту IP за ГОСТ 14254 відповідно до її розташування.

Електропроводка має бути виконаною таким чином, щоб запобігати пошкодженням, пов'язаним із утворенням конденсату або попаданням води. У місцях, де можуть накопичуватися конденсат або волога, треба передбачати заходи щодо їх видалення.

Електропроводку виконують таким чином, щоб уникати пошкоджень від таких механічних зовнішніх впливів, як удари, проникнення сторонніх тіл, стиснення в стаціонарних електроустановках тощо. Такий захист забезпечують:

– належними механічними властивостями оболонки електропроводки;

– вибором місця розташування електропроводки;

– застосуванням додаткового захисту, у тому числі локального.

У разі значної кількості пилу передбачають заходи із запобігання його накопиченню в кількості, яка негативно впливає на тепловіддачу від електропроводки.

2.1.25 У місцях, де наявність корозійних або забруднюючих речовин (у тому числі води) може викликати корозію або погіршення стану електропроводки, її захищають відповідним чином або виконують із матеріалів, стійких до дії таких речовин. Як захист можна використовувати захисні стрічки, фарби і змащування, передбачені для цих цілей. Металеві елементи електропроводки (конструкції, короби, лотки, труби, рукави, коробки, скоби тощо) мають бути захищеними від корозії відповідно до умов навколишнього середовища.

2.1.26 У разі прокладання незахищених проводів на ізолювальних опорах у місцях проходження проводів крізь стіни або перекриття кожен провід треба прокладати в окремій ізоляційній трубі.

У разі виходу із сухого (вологого) приміщення в сире або назовні будівлі з'єднання проводів треба виконувати в сухому (вологому) приміщенні.

2.1.27 Матеріали, які викликають взаємне або індивідуальне зниження своєї якості, не мають перебувати в контакті. Треба унеможливлювати контактування різнорідних металів, які викликають електрохімічну корозію.

2.1.28 Відкрите прокладання незахищених ізольованих проводів на ізоляторах і захищених проводів і кабелів безпосередньо по основах, на тросах і в лотках треба виконувати за напруги змінного струму понад 50 В (за напруги постійного струму понад 120 В) у приміщеннях без підвищеної небезпеки і за напруги змінного струму до 50 В (за напруги постійного струму до 120 В) у будь-яких приміщеннях на висоті, не меншій ніж 2,5 м від рівня підлоги або майданчика обслуговування. Ці вимоги не поширюються на спуски до вимикачів, розеток, пускових апаратів, щитків, світильників, які встановлюють на стіні.

У виробничих приміщеннях спуски незахищених проводів до вимикачів, розеток, апаратів, щитків тощо мають бути захищеними від механічних впливів до висоти, не меншої ніж 1,5 м від рівня підлоги або площадки обслуговування. У побутових приміщеннях промислових підприємств, у житлових і громадських будівлях зазначені спуски допускається не захищати від механічних впливів.

У приміщеннях, доступних лише для електротехнічного (виробничого) персоналу, висота розташування відкрито прокладених незахищених ізольованих проводів не нормується.

2.1.29 Електропроводка, яку прокладено по вібруючих конструкціях обладнання або закріплено на такому обладнанні, має бути гнучкою. У будівлях і спорудах із гнучкими конструкціями потрібно застосовувати гнучку електропроводку.

2.1.30 Електропроводку виконують таким чином, щоб запобігати пошкодженню оболонок та ізоляції проводів і кабелів, порушенню контактних з'єднань. Незахищені ізольовані проводи можна прокладати лише в кабельних трубопроводах, кабельних коробах і на ізоляторах. Заборонено прокладати незахищені ізольовані проводи приховано під штукатуркою, у бетоні, у цегельній кладці, у порожнинах будівельних конструкцій, а також відкрито по поверхні стін і стель, на лотках, на тросах та інших конструкціях. У цьому разі застосовують ізольовані проводи із захисною оболонкою або кабелі.

2.1.31 Радіуси вигину проводів і кабелів мають бути такими, щоб їх не можна було пошкодити під час монтажу.

2.1.32 У разі прокладання проводів і кабелів по підтримувальних конструкціях відстані між опорами (кріпленнями) мають бути такими, щоб запобігати пошкодженням проводів і кабелів від власної ваги. Електродинамічні зусилля, які виникають у разі КЗ, треба враховувати для одножильних проводів і кабелів перерізом понад 50 мм^2.

2.1.33 У місцях, де електропроводка піддається постійним розтягувальним зусиллям (наприклад, вертикальні ділянки траси), слід вибирати тип провідника і спосіб кріплення, які запобігають її пошкодженню від власної ваги.

2.1.34 Електропроводка в підлозі має бути захищеною шляхом прокладання в металевих трубах для унеможливлення її пошкодження за нормальної експлуатації підлоги.

2.1.35 Електропроводку треба виконувати таким чином, щоб уникати механічних зусиль, прикладених до провідників і їх з'єднань, у тому числі з урахуванням можливих їх переміщень у місцях перетинів з температурними та осадовими швами.

2.1.36 Електропроводку, виконану в землі, треба захищати згідно з вимогами глави 2.3 цих Правил.

2.1.37 Підтримувальні конструкції (полиці, кронштейни, смуги тощо) не повинні мати гострих країв, а троси – обірваних дротин. Кабелі і проводи не повинні пошкоджуватись засобами фіксації електропроводки.

2.1.38 Електропроводку треба захищати від механічних пошкоджень у місці проходження її через будівельну конструкцію за допомогою кабельної проходки.

2.1.39 У місцях, де існує загроза впливу рослинності або плісняви, треба вибирати відповідний вид електропроводки або передбачати необхідні захисні заходи.

У місцях, де існує загроза пошкодження електропроводки гризунами або комахами, необхідно вибирати відповідний вид електропроводки або спосіб її прокладання.

2.1.40 У разі попадання прямих сонячних променів треба вибирати відповідний цим умовам вид електропроводки або передбачати захисні екрани.

2.1.41 Електропроводку треба вибирати і монтувати з урахуванням сейсмічної небезпеки в місці розташування електроустановки.

2.1.42 Способи монтажу електропроводки залежно від використовуваних проводів і кабелів (за винятком шинопроводів і струмопроводів) наведено в табл. 2.1.2.

Вказівки щодо вибору способу монтажу електропроводки залежно від місця прокладання проводів і кабелів та приклади монтажу відповідно до IEC 60364-5-52 наведено в табл. 2.1.3 і 2.1.4.

Таблиця 2.1.2 – Способи монтажу електропроводок залежно від використовуваних проводів і кабелів

Проводи та кабелі		Спосіб улаштування							
		Без кріплення	Безпосереднє кріплення	У трубах	У кабельних коробах[1)]	У спеціальних кабельних коробах	На лотках, полицях[2)]	На ізоляторах, клицях	На тросі (струні)
Неізольовані (голі) проводи		–	–	–	–	–	–	+	–
Ізольовані проводи[3)]		–	–	+	+[4)]	+	–	+	–
Захищені ізольовані проводи і кабелі в оболонці (включаючи броньовані і в мінеральній ізоляції)	Багатожильні	+	+	+[5)]	+	+	+	0	+
	Одножильні	0	+	+	+	+	+	0	+

«+» – рекомендовано; «–» – заборонено; «0» – допускається

[1)] Включаючи короби-плінтуси і короби в підлозі.

[2)] Включаючи драбини, кронштейни.

[3)] Для ізольованих проводів, які використовують як захисні провідники або захисні провідники у пристроях вирівнювання потенціалу, може бути використано будь-який вид монтажу; їх не обов'язково прокладати в трубах, кабельних коробах або спеціальних кабельних коробах.

[4)] Ізольовані незахищені проводи дозволено застосовувати в разі, якщо кабельні короби забезпечують ступінь захисту, не менший ніж IP4X або IPXXB, та якщо кришку короба можна вилучати за допомогою інструмента або умисних дій.

[5)] Самоутримні ізольовані проводи (СІП) для уводів у приміщення.

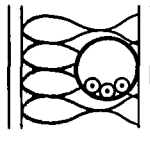
Таблиця 2.1.3 – Способи монтажу проводів і кабелів залежно від місця прокладання

Місце прокладання проводів і кабелів		Спосіб монтажу							
		Без кріплення	Безпосереднє кріплення	У трубах	У кабельних коробах[1)]	У спеціальних кабельних коробах	На лотках, полицях, драбинах, кронштейнах	На ізоляторах	На тросі (струні)
Будівельні порожнини	доступні	40	33	41, 42	6, 7, 8, 9, 12	43, 44	30, 31, 32, 33, 34	–	0
	недоступні	40	0	41, 42	0	43	0	0	0
Кабельні і спеціальні кабельні короби		56	56	54, 55	0		30, 31, 32, 34	–	–
У кладці (бетоні)		57, 58	3	1, 2, 59, 60	50, 51, 52, 53	45, 46	0	–	–
На поверхні конструкцій		–	20, 21, 22, 23, 33	4, 5	6, 7, 8, 9, 12	6, 7, 8, 9	30, 31, 32, 34	36	–
У повітрі		–	33	0	10, 11	10, 11	30, 31, 32, 34	36	35
У віконних рамах		16	0	16	0	0	0	–	–
У балках		15	0	15	0	0	0	–	–
У землі		72, 73	0	70, 71	–	70, 71	0	–	–
У воді		+	+	+	–	+	0	–	–

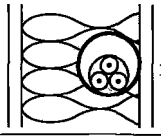
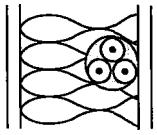
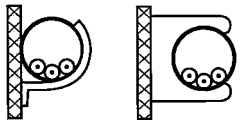
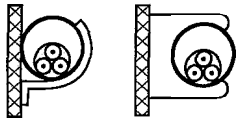
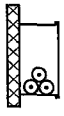
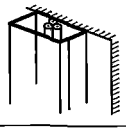
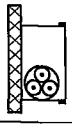
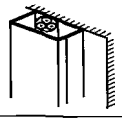
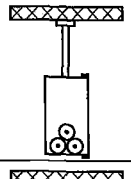
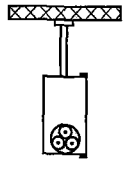
«+» – рекомендовано; «–» – заборонено; «0» – як правило, не використовують.

Примітка. Числа в кожній клітинці відповідають способу виконання електропроводки, опис якого наведено в табл. 2.1.4.

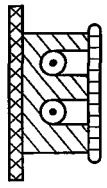
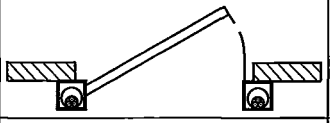
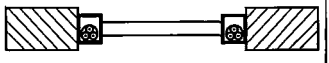
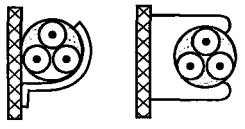
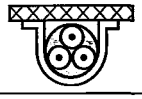
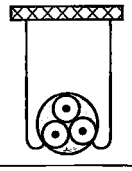
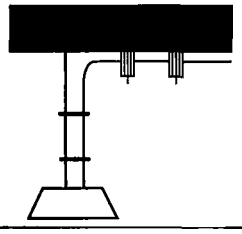
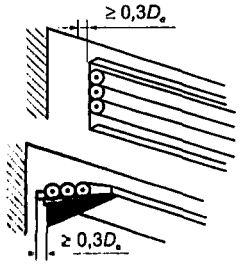
Таблиця 2.1.4 – Приклади монтажу проводів і кабелів

Номер за табл. 2.1.3 і спосіб монтажу		Опис виконання електропроводки	Умовне позначення за табл. 2.1.5, 2.1.6–2.1.13
1		*2*	*3*
1	 кімната	Ізольовані проводи або одножильні кабелі в трубах, прокладені в термоізолювальних стінах[a), c)]	A1

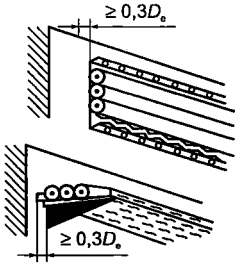
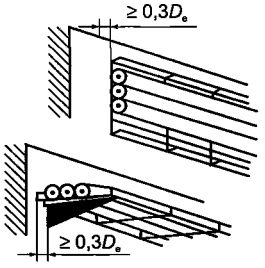
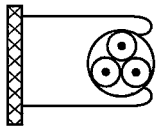
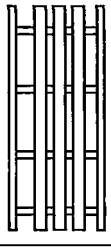
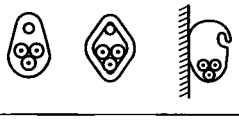
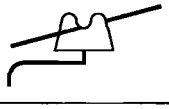
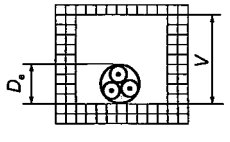
Продовження таблиці 2.1.4

1		2	3
2	 кімната	Багатожильні кабелі в трубах, прокладені в термоізолювальних стінах[a), c)]	A2
3	 кімната	Багатожильні кабелі, прокладені безпосередньо в термоізолювальних стінах[a), c)]	A1
4		Ізольовані проводи або одножильні кабелі в трубах, прокладені по стінах з дерева або цегли або поверхнях на відстані, меншій ніж 0,3 діаметра від них[c)]	B1
5		Багатожильні кабелі в трубах, прокладені по стінах з дерева або цегли або поверхнях на відстані, меншій ніж 0,3 діаметра від них[c)]	B2
6		Ізольовані проводи або одножильні кабелі в кабельних коробах, прокладені горизонтально по стінах з дерева[b)]	B1
7		Ізольовані проводи або одножильні кабелі в кабельних коробах, прокладені вертикально по стінах з дерева[b), c)]	B2
8		Багатожильні кабелі в кабельних коробах, прокладені горизонтально по стінах з дерева[b)]	B2
9		Багатожильні кабелі в кабельних коробах, прокладені вертикально по стінах з дерева[b), c)]	B2
10		Ізольовані проводи або одножильні кабелі, прокладені в підвішених кабельних коробах[b)]	B1
11		Багатожильні кабелі, прокладені в підвішених кабельних коробах[b)]	B2

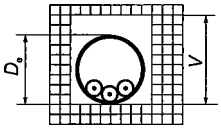
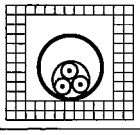
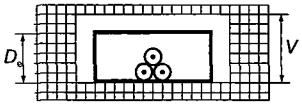
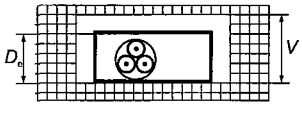
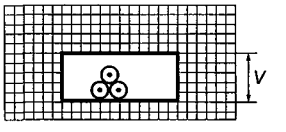
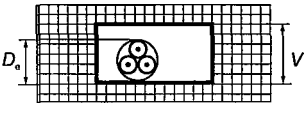
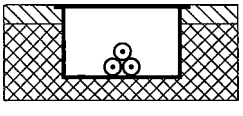
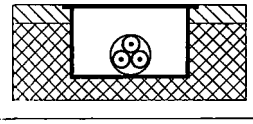
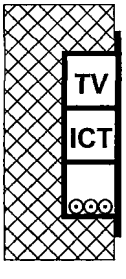
Продовження таблиці 2.1.4

1		2	3
12		Ізольовані проводи або одножильні кабелі, прокладені в молдингах[c), e)]	A1
15		Ізольовані проводи в трубах або одножильні чи багатожильні кабелі, прокладені в балках[c), f)]	A1
16		Ізольовані проводи в трубах або одножильні чи багатожильні кабелі, прокладені у віконних рамах[c), f)]	A1
20		Одножильні або багатожильні кабелі, закріплені на дерев'яній стіні або на відстані, меншій ніж 0,3 діаметра кабелю від дерев'яної стіни[c)]	C
21		Одножильні або багатожильні кабелі, закріплені безпосередньо під дерев'яною стелею	C
22		Одножильні або багатожильні кабелі, прокладені на відстані від стелі	E
28		Фіксоване встановлення підвісного обладнання	C
80		Електропроводка, прокладена на неперфорованому лотку[c), h)]	C

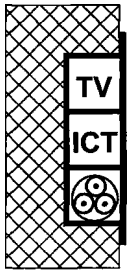
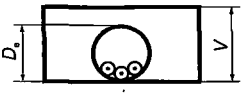
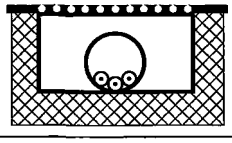
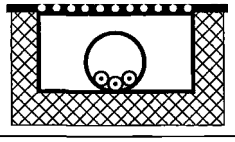
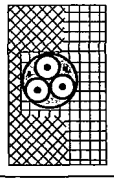
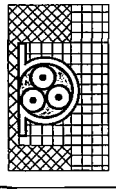
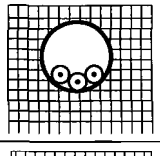
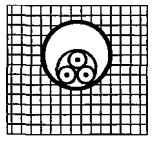
Продовження таблиці 2.1.4

1		2	3
31		Електропроводка, прокладена на перфорованому лотку[c), h)]	E, F
32		Електропроводка, прокладена на кронштейнах або кабельній драбині (дротяному лотку)[c), h)]	E, F
33		Одножильні або багатожильні кабелі, прокладені на відстані від стіни, більшій ніж 0,3 діаметра кабелю	E, F
34		Електропроводка, прокладена вертикально на кабельній драбині (дротяному лотку)[c)]	E, F
35		Одножильний або багатожильний кабель, підвішений або об'єднаний з несучим тросом	E, F
36		Неізольовані або ізольовані незахищені проводи на ізоляторах	G
40		Одножильні або багатожильні кабелі в порожнинах будівельних конструкцій[c), h), i)]	B2, якщо $1{,}5D_e \le V < 5D_e$ B1, якщо $5D_e \le V < 20D_e$

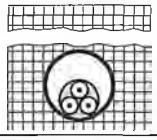
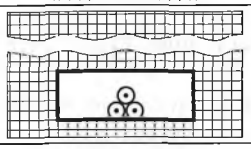
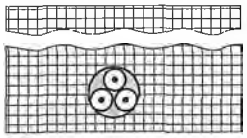
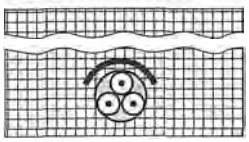
Продовження таблиці 2.1.4

	1	2	3
41		Ізольовані проводи в трубах у порожнинах будівельних конструкцій[c), i), j)]	B2, якщо $1{,}5D_e \le V < 20D_e$ B1, якщо $V \ge 20D_e$
42		Одножильний або багатожильний кабель у трубах в порожнинах будівельних конструкцій[c)]	B2, якщо $1{,}5D_e \le V < 20D_e$ B1, якщо $V \ge 20D_e$
43		Ізольовані проводи в спеціальних коробах, у пустотах будівельних конструкцій[c), i), j)]	B2, якщо $1{,}5D_e \le V < 20D_e$ B1, якщо $V \ge 20D_e$
44		Одножильні або багатожильні кабелі в спеціальних коробах, у пустотах будівельних конструкцій[c)]	B2, якщо $1{,}5D_e \le V < 20D_e$ B1, якщо $V \ge 20D_e$
45		Ізольовані проводи в спеціальних коробах, у кладці (бетоні) з термічним опором не більше ніж 2 К · м/Вт[c), h), l)]	B2, якщо $1{,}5D_e \le V < 5D_e$ B1, якщо $5D_e \le V < 50D_e$
46		Одножильні або багатожильні кабелі в спеціальних коробах, у кладці (бетоні) з термічним опором не більше ніж 2 К · м/Вт[c)]	B2, якщо $1{,}5D_e \le V < 20D_e$ B1, якщо $V \ge 20D_e$
50		Ізольовані проводи або одножильні кабелі в утопленому в підлозі кабельному каналі	B1
51		Багатожильні кабелі в утопленому в підлозі кабельному каналі	B2
52		Ізольовані проводи або одножильні кабелі в замоноліченому кабельному каналі[c)]	B1

Продовження таблиці 2.1.4

1		2	3
53		Багатожильні кабелі в замоноліченому кабельному каналі[c)]	B2
54		Ізольовані проводи або одножильні кабелі в трубах у невентильованих кабельних каналах, вертикальних або горизонтальних[c), i), l), n)]	B2, якщо $1{,}5D_e \le V < 20D_e$ B1, якщо $V \ge 20D_e$
55		Ізольовані проводи в трубах у відкритих або вентильованих кабельних каналах у підлозі[n), m)]	B1
56		Броньовані одножильні або багатожильні кабелі у відкритих або у вентильованих кабельних каналах, вертикальних або горизонтальних[n)]	B1
57		Одножильні або багатожильні кабелі, прокладені безпосередньо в кладці (бетоні), яка має термічний опір, не більший ніж 2 К · м/Вт, без додаткового захисту від механічних пошкоджень[o), p)]	B1
58		Одножильні або багатожильні кабелі, прокладені безпосередньо в кладці (бетоні), яка має термічний опір, не більший ніж 2 К · м/Вт, з додатковим захистом від механічних пошкоджень[o), p)]	C
59		Ізольовані проводи або одножильні кабелі в трубі в кладці (бетоні)[p)]	B1
60		Багатожильні кабелі в трубі в кладці (бетоні)[p)]	B2

Кінець таблиці 2.1.4

1		2	3
70		Багатожильні кабелі в трубі або спеціальному кабельному каналі в землі	D1
71		Одножильні кабелі в трубі або спеціальному кабельному каналі в землі	D1
72		Броньовані одножильні або багатожильні кабелі, прокладені безпосередньо в землі без додаткового захисту від механічних пошкоджень[q]	D2
73		Броньовані одножильні або багатожильні кабелі, прокладені безпосередньо в землі з додатковим захистом від механічних пошкоджень[q]	D2

[a] Теплопровідність внутрішньої поверхні стіни не менша ніж 10 Вт/м² · К.

[b] Для способів прокладання проводів B1 і B2 допустимі струми наведено для одного кола. У разі, якщо в коробі розташовано понад одне коло, використовують понижувальні коефіцієнти за табл. 2.1.15.

[c] За умови вертикального прокладання і поганої вентиляції треба враховувати підвищення температури відповідно до табл. 2.1.14.

[d] Можна використовувати значення для способу B2.

[e] Передбачено малий температурний опір корпусу. У разі, якщо теплопровідність корпусу еквівалентна 6 і 7 за табл. 2.1.3, можна використовувати спосіб B1.

[f] Передбачено малий температурний опір корпусу. У разі, якщо теплопровідність корпусу еквівалентна 6–9 за табл. 2.1.3, можна використовувати способи B1 і B2.

[g] Можна використовувати коефіцієнти за табл. 2.1.15.

[h] D_e – зовнішній діаметр багатожильного кабелю, який приймають у разі:
– трьох одножильних кабелів, укладених трикутником, – $2{,}2D_e$;
– трьох одножильних кабелів, укладених у площині, – $3D_e$.

[i] V – найменший розмір або діаметр каналу кам'яної кладки (порожнини) або глибина прямокутного каналу в підлозі.

[j] D_e – зовнішній діаметр труби або глибина спеціального короба.

[k] D_e – зовнішній діаметр труби.

[m] У разі застосування багатожильного кабелю за способом 55 (табл. 2.1.3) допустимий струм визначають за B2.

[n] Ці способи монтажу використовують у місцях, доступних виробничому (електротехнічному) персоналу.

[o] Для кабелів перерізом до 16 мм² допустимий струм може бути збільшено.

[p] Температурний опір кам'яної кладки (власне кладки, бетону, штукатурки тощо, за винятком ізоляційних матеріалів) становить не більше ніж 2 К · м/Вт.

[q] Поширюється на випадки, якщо питомий температурний опір землі становить близько 2,5 К · м/Вт. За менших значень питомого температурного опору допустимий струм може бути збільшено.

ДОПУСТИМІ СТРУМИ ПРОВОДІВ І КАБЕЛІВ ЕЛЕКТРОПРОВОДКИ

2.1.43 Як допустимі струми за нормальних умов експлуатації треба приймати такі їх значення, за яких температура ізоляції не перевищує допустимих значень, унормованих в **1.3.2** цих Правил, а саме:

– для термопластичної ізоляції з полівінілхлориду (PVC), поліетилену низької густини (PE) або високої густини (HDPE) температура жили не перевищує +70 °С;

– для термореактивної ізоляції зі зшитого поліетилену (XLPE), етилен-пропіленової гуми (EPR) або високомодульної етиленпропіленової гуми (HEPR) температура жили не перевищує +90 °С;

– для мінеральної ізоляції (з оболонкою із полівінілхлориду або без такої оболонки), доступної до торкання, температура оболонки не перевищує +70 °С;

– для мінеральної ізоляції, не доступної до торкання (у тому числі з горючими матеріалами), температура оболонки не перевищує +105 °С.

2.1.44 Електропроводку виконують відповідно до табл. 2.1.5. Допустимі струми проводів і кабелів кожного кола електропроводки з перерізом мідних жил до 16 мм^2 (алюмінієвих – до 25 мм^2), прокладених за способами A1, A2, B1, B2, C, D1, D2, E, F і G згідно з табл. 2.1.5, мають відповідати вимогам табл. 2.1.6–2.1.13.

Допустимі струми проводів і кабелів більших перерізів визначають згідно з главою 1.3 цих Правил, ДСТУ IEC 60287-1-3 або за документацією виробників кабельно-провідникової продукції.

2.1.45 У разі сумісного прокладання групи проводів або кабелів значення допустимих струмів електропроводки, які наведено в табл. 2.1.6–2.1.13, мають бути помноженими на поправні коефіцієнти, які наведено в табл. 2.1.15. У разі відхилення температури повітря від +30 °С (землі – від +20 °С) ці допустимі струми потрібно помножувати на коефіцієнти, які наведено в табл. 2.1.14.

Поправні коефіцієнти, наведені в табл. 2.1.15, застосовують для груп однотипних проводів і кабелів, які мають однакову допустиму температуру нагрівання. Для груп проводів і кабелів, які мають різну максимальну температуру нагрівання, допустиме струмове навантаження розраховують з поправним коефіцієнтом, який відноситься до тієї частини проводів і кабелів, допустима температура нагрівання яких є мінімальною.

2.1.46 Якщо в частині проводів і кабелів в групі струм навантаження не перевищує 30 % допустимого значення, такі провідники виключають із загального числа під час визначення поправного коефіцієнта для решти проводів і кабелів групи.

Під час визначення кількості кіл (контурів) не враховують:

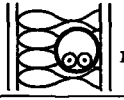
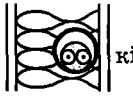
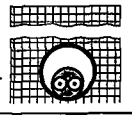
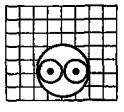
– *PE*-провідники;

– *N*- і *PEN*-провідники в разі симетричного навантаження.

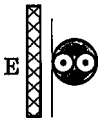
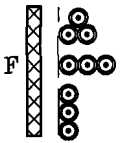
У разі несиметричного навантаження переріз усіх провідників вибирають за найбільш навантаженим провідником.

2.1.47 Якщо умови охолодження електропроводки змінюються вздовж траси, то допустимий струм навантаження визначають для частини, де вони є найбільш несприятливими. Цю вимогу можна не враховувати у випадках, якщо електропроводка проходить через стінку товщиною до 0,35 м.

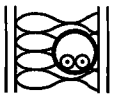
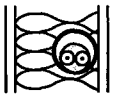
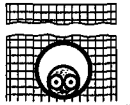
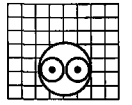
Таблиця 2.1.5 –Вихідні дані для визначення допустимих струмів

Рекомендований спосіб прокладання проводу або кабелю та умовне позначення монтажу		Таблиця, в якій наведено допустимий струм навантаження для одного кола з ізоляцією проводів і кабелів		
		термо-пластичною	термо-реактивною	мінеральною
1	*2*	*3*	*4*	*5*
Ізольовані провідники або одножильні кабелі в трубі в термоізолювальній стіні	A1  кімната	2.1.6	2.1.7	–
Багатожильний кабель у трубі в термоізолювальній стіні	A2  кімната	2.1.6	2.1.7	–
Ізольовані провідники або одножильні кабелі в трубі на дерев'яній стіні	B1 	2.1.6	2.1.7	–
Багатожильний кабель у трубі на дерев'яній стіні	B2 	2.1.6	2.1.7	–
Одножильний або багатожильний кабель на дерев'яній стіні	C 	2.1.6	2.1.7	2.1.8, 2.1.9
Багатожильний кабель у каналах у землі	D1 	2.1.6	2.1.7	–
Броньовані одножильні або багатожильні кабелі безпосередньо в землі	D2 	2.1.6	2.1.7	–

Кінець таблиці 2.1.5

1	*2*	*3*	*4*	*5*
Багатожильний кабель у повітрі. Відстань від стіни є не меншою ніж 0,3 діаметра кабелю		2.1.12	2.1.13	2.1.10, 2.1.11
Поодинокі кабелі, які торкаються, в повітрі. Відстань від стіни є не меншою ніж один діаметр кабелю		2.1.12	2.1.13	2.1.10, 2.1.11
Поодинокі кабелі, що не торкаються, в повітрі		2.1.12	2.1.13	2.1.10, 2.1.11

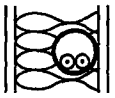
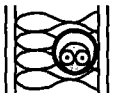
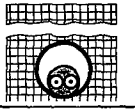
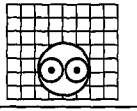
Таблиця 2.1.6 – Допустимі тривалі струми, А, для навантажених провідників з ізоляцією з полівінілхлоридного пластикату за температури середовища: +30 °С – повітря; +20 °С – земля

Матеріал і переріз провідника, мм²	Допустимий струм за способу монтажу відповідно до табл. 2.1.5						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
							
	У термоізолювальній стіні		На дерев'яній стіні			У каналах у землі	Безпосередньо в землі
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
Мідь, два провідники							
1,5	14,5	14	17,5	16,5	19,5	22	22
2,5	19,5	18,5	24	23	27	29	28
4	26	25	32	30	36	37	38
6	34	32	41	38	46	46	48
10	46	43	57	52	63	60	64
16	61	57	76	69	85	78	83
Алюміній, два провідники							
2,5	15	14,5	18,5	17,5	21	22	–
4	20	19,5	25	24	28	29	–
6	26	25	32	30	36	36	–
10	36	33	44	41	49	47	–
16	48	44	60	54	66	61	63
25	63	58	79	71	83	77	82

Кінець таблиці 2.1.6

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
Мідь, три провідники							
1,5	13,5	13	15.5	15	17,5	18	19
2,5	18	17,5	21	20	24	24	24
4	24	23	28	27	32	30	33
6	31	29	36	34	41	38	41
10	42	39	50	46	57	50	54
16	56	52	68	62	76	64	70
Алюміній, три провідники							
2,5	14	13,5	16,5	15,5	16,5	18,5	–
4	18,5	17,5	22	21	25	24	–
6	24	23	28	27	32	30	–
10	32	31	39	36	44	39	–
16	43	41	53	48	59	50	53
25	57	53	70	62	73	64	69

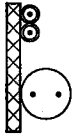
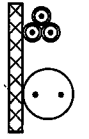
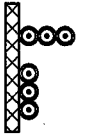
Таблиця 2.1.7 – Допустимі тривалі струми, А, для навантажених провідників з ізоляцією із зшитого поліетилену або етилен-пропіленової гуми за температури середовища: +30 °С – повітря; +20 °С – земля

Матеріал і переріз провідника, мм²	Допустимий струм за способу монтажу відповідно до табл. 2.1.5						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
							
	У термоізолювальній стіні		На дерев'яній стіні			У каналах у землі	Безпосередньо в землі
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
Мідь, два провідники							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
Алюміній, два провідники							
2,5	20	19,5	25	23	26	26	–
4	27	26	33	31	35	33	–
6	35	33	43	40	45	42	–
10	48	45	59	54	62	55	–
16	64	60	79	72	84	71	76
25	84	78	105	94	101	90	98

Кінець таблиці 2.1.7

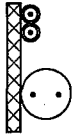
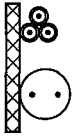
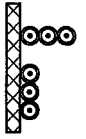
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
Мідь, три провідники							
1,5	17	16,5	20	19,5	22	21	23
2,5	23	22	28	26	30	28	30
4	31	30	37	35	40	36	39
6	40	38	48	44	52	44	49
10	54	51	66	60	71	58	65
16	73	68	88	80	96	75	84
Алюміній, три провідники							
2,5	19	18	22	21	24	22	–
4	25	24	29	28	32	28	–
6	32	31	38	35	41	35	–
10	44	41	52	48	57	46	–
16	58	55	71	64	76	59	64
25	76	71	93	84	90	75	82

Таблиця 2.1.8 – Допустимі тривалі струми, А, за способу монтажу С (табл. 2.1.5) для двох і трьох навантажених мідних провідників з мінеральною ізоляцією, покритою шлангом з термопластичного ізоляційного матеріалу або без нього, доступною для дотику. Температура навколишнього повітря +30 °С

Переріз провідника, мм²	Допустимий струм за кількості і розташування провідників за способом С (табл. 2.1.5) (монтаж на дерев'яній стіні)		
	Два навантажені одножильні провідники або один двожильний 	Три навантажені провідники	
		Багатожильний провідник або три одножильні, укладені трикутником 	Одножильні провідники, які розташовано у площині 
напругою до 500 В			
1,5	23	19	21
2,5	31	26	29
4	40	35	38
напругою до 750 В			
1,5	25	21	23
2,5	34	28	31
4	45	37	41
6	57	48	52
10	77	65	70
16	102	86	92

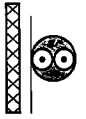
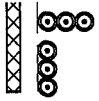
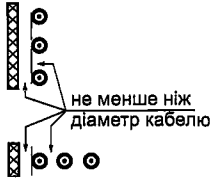
Примітка 1. Металеві оболонки одножильних проводів одного кола з'єднують разом з обох кінців.
Примітка 2. Для незахищених провідників, доступних для дотику, значення сили струму треба помножувати на 0,9.
Примітка 3. 500 і 750 В – номінальні напруги провідника.

Таблиця 2.1.9 – Допустимі тривалі струми, А, за способу монтажу С (табл. 2.1.5) для двох і трьох навантажених мідних провідників з мінеральною ізоляцією, покритою шлангом з термопластичного ізоляційного матеріалу або без нього, яка не доступна для дотику і не перебуває в контакті з горючими матеріалами. Температура навколишнього повітря +30 °С

Переріз провідника, мм²	Допустимий струм за кількості і розташування провідників за способом С (табл. 2.1.5) (монтаж на дерев'яній стіні)		
	Два навантажені одножильні провідники або один двожильний	Три навантажені провідники	
		Багатожильний провідники або три одножильні, укладені трикутником	Одножильні провідники, які розташовано у площині
			
напругою до 500 В			
1,5	28	24	27
2,5	38	33	36
4	51	44	47
напругою до 750 В			
1,5	31	26	30
2,5	42	35	41
4	55	47	53
6	70	59	67
10	96	81	91
16	127	107	110

Примітка 1. Металеві оболонки одножильних проводів одного кола з'єднують разом з обох кінців.
Примітка 2. Зазвичай цей спосіб прокладання використовують для стін із кам'яної кладки.
Примітка 3. 500 і 750 В – номінальні напруги провідника.

Таблиця 2.1.10 – Допустимі тривалі струми, А, за способів монтажу E, F і G (табл. 2.1.5) для двох і трьох навантажених мідних провідників з мінеральною ізоляцією, покритою шлангом з термопластичного ізоляційного матеріалу або без нього, доступною для дотику. Температура навколишнього повітря +30 °С

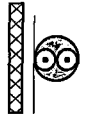
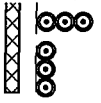
Переріз провідника, мм²	Допустимий струм за кількості і розташування провідників за способами E, F і G (табл. 2.1.5)				
	Два навантажені одножильні провідники або один двожильний	Три навантажені провідники			
		Багатожильний або три одножильні, укладені трикутником	Одножильні, які торкаються	Одножильні, які не торкаються, вертикально	Одножильні, які не торкаються, горизонтально
	Способи E, F	*Способи E, F*	Спосіб F	Спосіб G	Спосіб G
					
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
напругою до 500 В					
1,5	25	21	23	26	29
2,5	33	28	31	34	39
4	44	37	41	45	51
напругою до 750 В					
1,5	26	22	26	28	32
2,5	36	30	34	37	43
4	47	40	45	49	56
6	60	51	57	62	71

Кінець таблиці 2.1.10

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
10	82	69	77	84	95
16	109	92	102	110	125

Примітка 1. Металеві оболонки одножильних проводів одного кола з'єднують разом з обох кінців.
Примітка 2. Для незахищених провідників, доступних для дотику, значення сили струму треба помножувати на 0,9.
Примітка 3. D_e – зовнішній діаметр провідника.
Примітка 4. 500 і 750 В – номінальні значення напруги провідника.

Таблиця 2.1.11 – Допустимі тривалі струми, А, за способів монтажу E, F і G (табл. 2.1.5) для двох і трьох навантажених мідних провідників з мінеральною ізоляцією, покритою шлангом з термопластичного ізоляційного матеріалу або без нього, яка не доступна для дотику і не перебуває в контакті з горючими матеріалами. Температура навколишнього повітря +30 °С

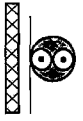
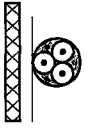
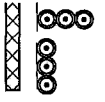
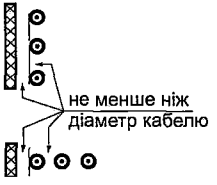
Переріз провідника, мм²	Допустимий струм за кількості і розташування провідників за способами E, F і G (табл. 2.1.5)				
	Два навантажені одножильні провідники або один двожильний	Три навантажені провідники			
		Багатожильний або три одножильні, укладені трикутником	Одножильні, які торкаються	Одножильні, які не торкаються, вертикально	Одножильні, які не торкаються, горизонтально
	Способи E, F	Способи E, F	Спосіб F	Спосіб G	Спосіб G
					
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
напругою до 500 В					
1,5	31	26	29	33	37
2,5	41	35	39	43	49
4	54	46	51	56	64
напругою до 750 В					
1,5	33	28	32	35	40
2,5	45	38	43	47	54
4	60	50	56	61	70
6	76	64	71	78	89

Кінець таблиці 2.1.11

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
10	104	87	96	105	120
16	137	115	127	137	157

Примітка 1. Металеві оболонки одножильних проводів одного кола з'єднують разом з обох кінців.
Примітка 2. D_e – зовнішній діаметр провідника.
Примітка 3. 500 і 750 В – номінальні значення напруги провідника.

Таблиця 2.1.12 – Допустимі тривалі струми, А, за способів монтажу E, F і G (табл. 2.1.5) для провідників з мідними і алюмінієвими жилами та ізоляцією з термопластичного матеріалу. Температура навколишнього повітря +30 °С

Матеріал і переріз провідника, мм²	Допустимий струм за кількості і розташування провідників за способами E, F і G (табл. 2.1.5)						
	Багатожильні кабелі		Одножильні кабелі				
	Два навантажені провідники	Три навантажені провідники	Два навантажені провідники, які торкаються	Три навантажені провідники, розташовані трикутником	Три навантажені провідники, розташовані у площині		
					які торкаються	які не торкаються	
						горизонтально	вертикально
							
	Спосіб E	Спосіб E	Спосіб F	Спосіб F	Спосіб F	Спосіб G	Спосіб G
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
Мідь							
1,5	22	18,5	–	–	–	–	–
2,5	30	25	–	–	–	–	–
4	40	34	–	–	–	–	–
6	51	43	–	–	–	–	–
10	70	60	–	–	–	–	–
16	94	80	–	–	–	–	–
Алюміній							
2,5	23	19,5	–	–	–	–	–
4	31	26	–	–	–	–	–

Кінець таблиці 2.1.12

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
6	39	33	–	–	–	–	–
10	54	46	–	–	–	–	–
16	73	61	–	–	–	–	–
25	89	78	98	84	87	112	99

Примітка 1. D_e – зовнішній діаметр провідника.

Таблиця 2.1.13 – Допустимі тривалі струми, А, за способів монтажу E, F і G (табл. 2.1.5) для провідників з мідними і алюмінієвими жилами та ізоляцією із зшитого поліетилену або етилен-пропіленової гуми. Температура навколишнього повітря +30 °С

Матеріал і переріз провідника, мм²	Допустимий струм за кількості і розташування провідників за способами E, F і G (табл. 2.1.5)						
	Багатожильні кабелі		Одножильні проводи і кабелі				
	Два навантажені провідники	Три навантажені провідники	Два навантажені провідники, які торкаються	Три навантажені провідники, розташовані трикутником	Три навантажені провідники, розташовані у площині		
					які торкаються	які не торкаються	
						горизонтально	вертикально
						не менше ніж діаметр кабелю	
	Спосіб E	Спосіб E	Спосіб F	Спосіб F	Спосіб F	Спосіб G	Спосіб G
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
Мідь							
1,5	26	23	–	–	–	–	–
2,5	36	32	–	–	–	–	–
4	49	42	–	–	–	–	–
6	63	54	–	–	–	–	–
10	86	75	–	–	–	–	–
16	115	100	–	–	–	–	–
Алюміній							
2,5	28	24	–	–	–	–	–
4	38	32	–	–	–	–	–

Кінець таблиці 2.1.13

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
6	49	42	–	–	–	–	–
10	67	58	–	–	–	–	–
16	91	77	–	–	–	–	–
25	108	97	121	103	107	138	122
Примітка 1. D_e – зовнішній діаметр провідника.							

Таблиця 2.1.14 – Поправні коефіцієнти для визначення допустимих струмів провідників, прокладених за температури повітря, яка відрізняється від +30 °С, і температури землі, яка відрізняється від +20 °С

Температура оточуючого середовища, °С	Ізоляція провідника			
	полівінілхлоридний пластикат, поліетилен (PVC)	зшитий поліетилен або етилен-пропіленова гума (XLPE або EPR)	мінеральна	
			в оболонці з полівінілхлоридного пластикату (PVC) або без неї, доступний для дотику	без захисної оболонки, не доступний для дотику
1	*2*	*3*	*4*	*5*
У повітрі				
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40

Кінець таблиці 2.1.14

1	*2*	*3*	*4*	*5*
95	–	–	–	0,32
У землі				
10	1,10	1,07	–	–
15	1,05	1,04	–	–
25	0,95	0,96	–	–
30	0,89	0,93	–	–
35	0,84	0,89	–	–
40	0,77	0,85	–	–
45	0,71	0,80	–	–
50	0,63	0,76	–	–
55	0,55	0,71	–	–
60	0,45	0,65	–	–
65	–	0,60	–	–
70	–	0,53	–	–
75	–	0,46	–	–
80	–	0,38	–	–

Таблиця 2.1.15 – Поправні коефіцієнти для груп контурів або багатожильних кабелів за їх сумісного прокладання

Виконання електропроводки	Кількість кіл (контурів) або багатожильних кабелів											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Групами в повітрі, на поверхні, замонолічена або в оболонці	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38
Окремі лінії на стінах, підлозі або на неперфорованих лотках	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	–		
Окремі лінії, закріплені безпосередньо під дерев'яною стелею	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61			
Окремі лінії на перфорованих горизонтальних або вертикальних лотках	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72			
Окремі лінії на кабельних драбинах, клицях тощо	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			

Примітка 1. Наведені в таблиці коефіцієнти застосовують до однаково навантажених однотипних кабелів.

Примітка 2. Якщо відстань по горизонталі між суміжними кабелями більше ніж у два рази перевищує їх зовнішній діаметр, поправні коефіцієнти не використовують.

Примітка 3. Якщо група містить двожильні і трижильні кабелі, то загальну кількість кабелів визначають за кількістю контурів.

ПЛОЩІ ПЕРЕРІЗУ ПРОВІДНИКІВ

2.1.48 Перерізи провідників електропроводки мають задовольняти вимоги **2.1.44–2.1.47** та додаткові вимоги цих Правил:

– перерізи жил для спорядження освітлювальних арматур треба приймати згідно з **6.6.15–6.6.20** цих Правил;

– перерізи *N*-, *M*- і *PEN*-провідників, перерізи яких наведено в табл. 2.1.6–2.1.13, мають бути такими самими, як і фазних провідників;

– перерізи заземлювальних і захисних провідників треба вибирати з дотриманням вимог глави 1.7 цих Правил.

2.1.49 Переріз *N*-провідника в електропроводці має бути не меншим ніж переріз лінійного провідника у трифазних колах, де частка струмів гармонік, кратних трьом, не перевищує 33 %.

У випадках, коли частка струмів гармонік, кратних трьом, перевищує 33 % струму лінійного провідника, переріз *N*-провідника потрібно збільшувати.

2.1.50 Падіння напруги між джерелом живлення установок споживача і обладнанням не має, як правило, перевищувати значень, наведених у табл. 2.1.16.

Таблиця 2.1.16 – Максимальне падіння напруги в електропроводках

Тип електроустановки		Падіння напруги в мережах, %	
		освітлення	інших
А	Установки низької напруги, які живляться безпосередньо від загальної системи електропостачання низької напруги	3	5
В	Установки низької напруги, які живляться від індивідуального джерела низької напруги[1)]	6	8
[1)] Падіння напруги, унормоване для електроустановок типу А, є бажаним.			

Падіння напруги, яке перевищує наведені в табл. 2.1.16 значення, може бути допустимим у випадках увімкнення обладнання із значними пусковими струмами за умови, що в період пуску напруга залишається в межах, визначених стандартами на обладнання.

2.1.51 Під час вибору перерізів провідників електропроводки перехідні процеси в електричних мережах та зміни напруги в аварійних режимах роботи не враховують.

ЕЛЕКТРИЧНІ З'ЄДНАННЯ

2.1.52 З'єднання між провідниками та між провідниками і обладнанням має забезпечувати електричну неперервність, необхідні механічну міцність та захист.

Під час вибору засобів з'єднання треба враховувати:

– матеріал провідника та його ізоляцію;

– кількість і форму дротів, які формують провідник;

– площу перерізу провідника;

– кількість провідників, які буде з'єднано разом.

Електричний опір з'єднання має відповідати ГОСТ 10434.

2.1.53 З'єднання, відгалуження та окінцювання жил проводів і кабелів треба виконувати за допомогою опресовування, зварювання, паяння або стискних пристроїв (гвинтових, болтових тощо) з урахуванням вимог чинних інструкцій, затверджених в установленому порядку.

Не рекомендовано застосовувати паяння для з'єднання провідників силових кіл.

2.1.54 У місцях з'єднання, відгалуження і приєднання жил проводів або кабелів має бути передбачено запас проводу (кабелю), який забезпечує можливість повторного з'єднання, відгалуження або приєднання.

2.1.55 Місця з'єднання і відгалуження проводів і кабелів мають бути доступними для огляду, перевірки, випробувань, обслуговування і ремонту. Винятком є з'єднання:

– кабелів у землі;

– заповнені компаундом або герметичні;

– виконані зварюванням, паянням або опресовуванням;

– холодних кінців з нагрівальними елементами систем обігрівання підлоги і стелі;

– які є частиною обладнання відповідно до стандарту (технічних умов) на виріб.

2.1.56 У місцях з'єднання і відгалуження проводи і кабелі не мають піддаватися механічним зусиллям тяжіння.

2.1.57 Місця з'єднання і відгалуження жил проводів і кабелів, а також з'єднувальні і відгалужувальні стискні пристрої тощо повинні мати ізоляцію, рівноцінну ізоляції жил цілих місць цих проводів і кабелів.

2.1.58 З'єднання і відгалуження проводів і кабелів, за винятком проводів, прокладених на ізолювальних опорах (ізоляторах, клицях тощо), треба виконувати в з'єднувальних і відгалужувальних коробках, в ізоляційних корпусах з'єднувальних і відгалужувальних стискних пристроїв, у спеціальних нішах будівельних конструкцій, усередині корпусів електроприймачів, виробів, апаратів і машин. У разі прокладання електропроводки на ізолювальних опорах з'єднання або відгалуження проводів треба виконувати безпосередньо біля ізолятора (клиці тощо) або на них.

2.1.59 Конструкції з'єднувальних і відгалужувальних коробок і стискних пристроїв мають відповідати способам прокладання та умовам навколишнього середовища.

Якщо до однієї з'єднувальної коробки підведено декілька кіл, затискачі різних кіл мають бути розділеними ізоляційними перегородками.

З'єднувальні й відгалужувальні коробки та ізоляційні корпуси з'єднувальних і відгалужувальних стискних пристроїв мають бути виготовленими з негорючих або стійких до поширення полум'я матеріалів.

ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРОПРОВОДКИ В МЕЖАХ ОКРЕМОГО ІЗОЛЬОВАНОГО ПРИМІЩЕННЯ ТА УЩІЛЬНЕННЯ ПРОХОДІВ

2.1.60 Ризик розповсюдження горіння електропроводкою має бути зменшеним за рахунок вибору відповідних матеріалів і належного виконання монтажних робіт.

2.1.61 Електропроводка має бути улаштованою таким чином, щоб не погіршувати експлуатаційні характеристики конструкцій і пожежну безпеку будівель.

2.1.62 Кабелі та ізольовані проводи, які відповідають вимогам ДСТУ 4237-1-2, і матеріали, які відповідають вимогам відповідних стандартів щодо непоширення горіння, можна застосовувати без додаткових заходів безпеки.

Застосування кабелів, які не відповідають вимогам ДСТУ 4237-1-2, треба обмежувати короткими відрізками для приєднання обладнання до стаціонарної електропроводки, яка за будь-яких обставин не має поширювати вогонь з одного ізольованого приміщення до іншого.

2.1.63 Матеріали, класифіковані як негорючі відповідно до ДСТУ-П 7292-2, ДСТУ 4754, ДСТУ 4499-1, ДСТУ 4549-1, ДСТУ IEC 60331-21, ДСТУ IEC 61534-21 та інших стандартів з аналогічними вимогами, можна застосовувати без додаткових заходів безпеки.

2.1.64 Частину електропроводки (крім проводів і кабелів), яка не відповідає в частині нерозповсюдження горіння вимогам **2.1.63**, під час застосування треба розміщувати в оболонці з негорючих матеріалів.

Металеві панелі та плити з полімерними утеплювачами вважаються горючими.

2.1.65 У кабельних спорудах, виробничих приміщеннях і електроприміщеннях для відкритої електропроводки треба застосовувати проводи і кабелі з оболонками із стійких до поширення полум'я або негорючих матеріалів.

2.1.66 У разі відкритого прокладання захищених проводів і кабелів з оболонками із горючих матеріалів відстань у просвіті від проводу (кабелю) до поверхні основ, конструкцій, деталей із горючих матеріалів має становити не менше ніж 10 мм (способи монтажу E та F за табл. 2.1.5). За неможливості забезпечити зазначену відстань провід (кабель) треба відокремлювати від горючої поверхні шаром негорючого матеріалу, який виступає з кожного боку проводу (кабелю) не менше ніж на 10 мм.

У разі прихованого прокладання захищених проводів і кабелів з оболонками із горючих матеріалів (спосіб монтажу C за табл. 2.1.5) у кладці (борознах тощо) з наявністю конструкцій з горючих матеріалів необхідно захищати проводи і кабелі суцільним шаром вогнетривкого матеріалу товщиною, не меншою ніж 10 мм з усіх боків.

2.1.67 Отвори, які залишаються після проходу електропроводки через елементи будівельних конструкцій (підлоги, стіни, дахи, стелі, перегородки), мають бути ущільненими із ступенем вогнестійкості відповідного елемента будівельної конструкції.

Електропроводки, виконані проводом і кабелем у трубах, коробах або спеціальних коробах, які відповідають вимогам щодо нерозповсюдження горіння згідно із стандартом і мають переріз проходу до 710 мм^2, не потребують внутрішнього ущільнення за умови, якщо:

– електропроводка відповідає вимогам ГОСТ 14254 для IP33;

– будь-який кінцевий пристрій системи в одному з відсіків, розділених будівельними конструкціями, відповідає випробуванням згідно з ГОСТ 14254 для IP33.

2.1.68 Електропроводка не має проходити через елементи будівельних конструкцій, які несуть навантаження, якщо міцність такого елемента погіршується після виконання електропроводки.

2.1.69 Ущільнення електропроводки в будівельних конструкціях мають бути так само стійкими до зовнішніх впливів, як і сама електропроводка, і додатково:

– бути стійкими до продуктів згорання так само, як і елементи будівельних конструкцій, через які вони проходять;

– бути стійкими до проникнення води так само, як і елементи будівельних конструкцій, через які вони проходять;

– ущільнення і електропроводка мають бути захищеними від вологи, яка може переміщатися вздовж електропроводки, або стійкими до впливу вологи.

2.1.70 Матеріали ущільнення повинні бути сумісними з матеріалами електропроводки, з якими вони контактують, дозволяти теплове переміщення електропроводки без погіршення ізолювальних якостей та мати необхідну механічну міцність. Остання забезпечується в разі, якщо кріпильні і підтримувальні конструкції електропроводки розташовано на відстані до 750 мм від ущільнення і вони здатні витримувати механічні зусилля, очікувані в разі пожежі (при цьому зусилля не передається на ущільнення) або саме ущільнення має відповідні характеристики.

ЗБЛИЖЕННЯ ЕЛЕКТРОПРОВОДОК З ІНШИМИ ІНЖЕНЕРНИМИ МЕРЕЖАМИ

2.1.71 Електричні кола змінного струму з лінійною напругою до 50 В і понад 50 В (постійного струму з напругою між полюсами до 120 В і понад 120 В) не мають сумісно знаходитися в електропроводці, якщо не буде виконано одну з наступних умов:

– кожен кабель або провід повинен мати ізоляцію, яка відповідає найвищій використовуваній напрузі;

– кожен провідник багатожильного кабелю повинен мати ізоляцію, яка відповідає найвищій використовуваній напрузі;

– кабелі, які мають ізоляцію на різні напруги, треба розташовувати в різних відсіках спеціального короба;

– кабелі на кабельній драбині треба монтувати із забезпеченням достатньої відстані між кабелями;

– кола з різною напругою треба прокладати в різних трубах, коробах або спеціальних коробах.

У разі прокладання електропроводки поблизу системи блискавкозахисту додатково треба виконувати вимоги ДСТУ EN 62305-1, ДСТУ EN 62305-4.

2.1.72 У разі зближення або перетину підземних силових кабелів і телекомунікаційних кабелів відстань на просвіт між ними не має бути меншою ніж 100 мм. Цю відстань можна зменшувати за умови, якщо:

– між кабелями улаштовано протипожежну перемичку з цегли (глини, бетону) або додатковий захист шляхом прокладання кабелю у вогнезахисних конструкціях (трубах);

– механічний захист між кабелями забезпечено прокладанням кабелів у трубах або бетонними плитами.

2.1.73 За можливості треба уникати прокладання електропроводки поблизу джерел тепла, диму або пари, які можуть чинити шкідливий вплив. В обслуговуваних технологічних каналах і тунелях електропроводку треба виконувати таким чином, щоб за нормальної роботи вона не зазнавала шкідливої дії суміжних установок (наприклад, газових, водяних, парових магістралей тощо).

2.1.74 У місцях, де електропроводка наближається до електричних мереж, її треба розташовувати так, щоб роботи, виконувані в електричних мережах, не шкодили електропроводці і навпаки.

2.1.75 У місцях, де електропроводка наближається до неелектричних мереж, необхідно виконувати умови:

– електропроводка має бути захищеною від шкідливої дії інших мереж за нормальної експлуатації;

– захист від опосередкованого дотику в разі пошкодження електропроводки повинен відповідати вимогам глави 1.7 цих Правил; при цьому металеві частини неелектричних мереж треба розглядати як сторонні провідні частини.

2.1.76 Якщо незахищені ізольовані проводи перетинаються з незахищеними або захищеними ізольованими проводами з відстанню між проводами, меншою ніж 10 мм, то в місцях перетину на кожен незахищений провід має бути накладено відповідну додаткову ізоляцію.

2.1.77 У разі перетину незахищених і захищених проводів і кабелів з трубопроводами відстані між ними в просвіті мають бути не меншими ніж 50 мм, а з трубопроводами, що містять горючі або легкозаймисті рідини і гази, – не меншими ніж 100 мм. За відстані від проводів і кабелів до трубопроводів, меншої ніж 250 мм, проводи і кабелі мають бути додатково захищеними від механічних пошкоджень на довжині, не меншій ніж 250 мм у кожен бік від трубопроводу.

2.1.78 У разі перетину з гарячими трубопроводами проводи і кабелі мають бути захищеними від впливу високої температури або повинні мати відповідне виконання.

2.1.79 У разі паралельного прокладання відстань від проводів і кабелів до трубопроводів має бути не меншою ніж 100 мм, а до трубопроводів з горючими або легкозаймистими рідинами і газами – не меншою ніж 400 мм.

Проводи і кабелі, прокладені паралельно гарячим трубопроводам, мають бути захищеними від впливу високої температури або повинні мати відповідне виконання.

ЗАХИСТ ВІД ПЕРЕНАПРУГ

2.1.80 Електроустановки треба захищати від атмосферних перенапруг, які передаються системою розподілу електроенергії, і комутаційних перенапруг. Вимогу щодо захисту від комутаційних перенапруг, як правило, виконують, якщо електроустановка є захищеною від атмосферних перенапруг.

2.1.81 Прогнозовані значення та інтенсивність атмосферних перенапруг на уводі електроустановки і розміщення та характеристики засобів захисту від перенапруг мають забезпечувати прийнятні ступені ризику погіршення безпеки людей, збереження матеріальних цінностей, неперервності надання послуг.

Захист від перенапруг, які виникають у разі прямих ударів блискавки і ударів блискавки поряд з електроустановкою, треба виконувати відповідно до вимог ДСТУ EN 62305-1, ДСТУ IEC 62305-2, ДСТУ EN 62305-3, ДСТУ EN 62305-4 та НПАОП 40.1-1.32-01 (див. 2.4.1).

Стійкість використовуваного обладнання до імпульсних перенапруг має відповідати вимогам табл. 2.1.17.

Таблиця 2.1.17 – Стійкість обладнання до імпульсних перенапруг

Номінальна напруга електроустановки, В		Стійкість до імпульсних перенапруг, кВ, категорій електрообладнання			
Трифазні системи	Однофазні системи	I[1)]	II[2)]	III[3)]	IV[4)]
–	120–240	0,8	1,5	2,5	4
220/380	–	1,5	2,5	4	6
380/660	–	2,5	4	6	8
1000	–	4	6	8	12

[1)] Обладнання, яке застосовують лише в стаціонарних електроустановках за умови обмеження перенапруг перехідних процесів до заданого рівня за допомогою засобів захисту, установлених поза обладнанням (комп'ютери, побутові прилади з електронним програмуванням тощо).

[2)] Стійке до імпульсних перенапруг обладнання, яке застосовують у стаціонарних електроустановках (електропобутові прилади тощо).

[3)] Стійке до імпульсних перенапруг обладнання, яке застосовують у стаціонарних електроустановках (розподільні щити, автоматичні вимикачі, електропроводка, шини, з'єднувальні коробки, вимикачі, штепсельні розетки), а також постійно підключене до стаціонарних електроустановок обладнання для промислового використання (електродвигуни тощо).

[4)] Стійке до імпульсних перенапруг обладнання, яке використовують для передавання та розподілу електроенергії вище і в точці вводу в споруду (лінії електропередавання, лічильники, вимірювальні прилади, первинні засоби захисту від надструмів, пристрої згладжування пульсацій).

2.1.82 Якщо електроустановка живиться від мережі, яку повністю прокладено в землі, а значення стійкості обладнання до імпульсних перенапруг відповідають вимогам табл. 2.1.17, то спеціальний захист від атмосферних перенапруг виконувати не потрібно (кабель з ізольованими жилами і заземленою металевою оболонкою, підвішений на опорах, можна розглядати як кабель, прокладений у землі).

За умови, що електроустановка живиться повітряною лінією або включає в себе повітряну лінію, а річна кількість грозових годин є меншою ніж 25, спеціальний захист від атмосферних перенапруг дозволено не виконувати.

За умови, що електроустановка живиться повітряною лінією або включає в себе повітряну лінію, а річна кількість грозових годин становить понад 25, потрібно виконувати спеціальний захист від атмосферних перенапруг із захисним рівнем категорії II (див. табл. 2.1.17).

ЗАХИСТ ВІД ЕЛЕКТРОМАГНІТНИХ ЗАВАД

2.1.83 Використовувані обладнання, проводи і кабелі мають відповідати вимогам стандартів щодо електромагнітної сумісності.

2.1.84 Чутливе до електромагнітних завад обладнання не треба розташовувати поблизу потенційних джерел електромагнітної емісії, таких як комутаційні пристрої для індуктивного навантаження, електричні двигуни, люмінесцентні лампи, зварювальні машини, комп'ютери, випрямлячі, частотні перетворювачі і регулятори, ліфти, трансформатори, комплектні комутаційні пристрої, силові шинопроводи.

2.1.85 З метою зменшення дії електромагнітних завад застосовують:

– засоби захисту від перенапруг та/або фільтри;

– приєднання металевих оболонок кабелів до суміщеної системи вирівнювання потенціалів;

– усунення індуктивних контурів шляхом прокладання по спільних трасах силових, інформаційних і контрольних кабелів;

– розділення в просторі силових та контрольних (інформаційних) кабелів, виконання їх перетинів під прямим кутом;

– кабелі з концентричними провідниками, екрановані кабелі, проводи і кабелі із скрученими парами;

– шунтувальні провідники вирівнювання потенціалу, які обмежують протікання аварійних струмів по екранах кабелів (у системі ТТ, яка є спільною для декількох будівель, мідний провідник перерізом, не меншим ніж 16 мм^2, або еквівалентної провідності з інших металів);

– короткі за довжиною приєднання до системи вирівнювання потенціалу та/або спеціальні форми перерізу заземлювальних провідників, які забезпечують мінімальний питомий індуктивний опір, Ом/м;

– уведення в будівлю металевих трубопроводів (водопостачання, газопостачання, теплопостачання) і силових та контрольних (інформаційних) кабелів в одному місці з приєднанням металевих труб і металевої броні (екранів) кабелів до головної заземлювальної шини провідниками з мінімальним повним опором;

– спеціальні схеми з'єднання провідників вирівнювання потенціалів і заземлювальних провідників (приєднання захисних провідників до кільцьового провідника

вирівнювання потенціалу, радіальна схема приєднання захисних провідників, радіальне з'єднання декількох сітчастих систем, суміщена сітчасто-радіальна система).

2.1.86 У разі нового будівництва або реконструкції в будівлях, де розташовано (може бути розташовано) значну кількість обладнання інформаційних технологій починаючи від уводу в будівлю, треба застосовувати систему TN-S.

Силові та інформаційні кола мають бути просторово розділеними. Мінімальну відстань між ними вибирають з урахуванням:

- рівня стійкості до завад обладнання, приєднаного до інформаційних кіл;
- приєднання обладнання до заземлювального пристрою;
- характеру локального електромагнітного середовища;
- спектру електромагнітних частот завад;
- типу кабелів;
- затухання взаємного впливу кабелів;
- якості контактних з'єднань;
- конструкційного виконання електропроводки.

2.1.87 Якщо довжина ділянки з паралельно прокладеними силовими і неекранованими інформаційними кабелями не перевищує 35 м, то просторове розділення кабелів можна не виконувати. У протилежному випадку відстань між ними має бути не меншою ніж 30 мм по повітрю, за винятком ділянок довжиною до 15 м у місцях приєднання до обладнання. У стіснених умовах замість просторового розділення можна застосовувати металеву перегородку між кабелями.

2.1.88 У разі прокладання кабелів у системі горизонтально розташованих лотків (полиць тощо) рекомендовано таке розташування кіл (згори донизу):

- силові кола;
- допоміжні (вторинні) кола;
- кабелі інформаційних технологій;
- кола, чутливі до завад.

2.1.89 Мінімальна відстань між інформаційними кабелями і газорозрядними лампами з високою інтенсивністю розряду має бути не меншою ніж 130 мм.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 30 липня 2015 р. № 479

ГЛАВА 2.2
СТРУМОПРОВОДИ НАПРУГОЮ ДО 35 кВ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

2.2.1 Ця глава Правил поширюється на струмопроводи змінного струму частотою 50 Гц і постійного струму напругою до 35 кВ в електричних мережах загального призначення.

У разі влаштування шинопроводу у висотному житловому (громадському) будинку потрібно додатково керуватися вимогами ДБН В.2.2-24 та ДБН В.2.5-23.

Додаткові вимоги до струмопроводів, які встановлюють у вибухо- і пожежонебезпечних зонах, наведено в НПАОП 40.1-1.32-01.

Глава не поширюється на спеціальні струмопроводи для електролізних установок, короткої мережі електротермічних установок, а також на струмопроводи, улаштування яких визначається спеціальними правилами або нормами.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

2.2.2 У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам (Вироби електротехнічні. Загальні вимоги в частині стійкості до кліматичних зовнішніх впливних факторів)

ДСТУ IEC 60570-2010 Шинопроводи електричні для світильників. Загальні вимоги і випробування (IEC 60570:2003, IDT)

ДСТУ-П 7292:2012 Устаткування комплектних розподільчих пристроїв низьковольтне. Частина 2. Особливі вимоги до систем збірних шин (шинопроводів) та методи випробування (IEC 60439-2:2005, MOD)

ДСТУ IEC 60439-1:2003 Устаткування комплектних розподільчих пристроїв низьковольтне. Частина 1. Устаткування, що пройшло випробовування типу повністю чи частково (IEC 60439-1:1999, IDT)

ДСТУ IEC 61534-21:2010 Системи шинопроводів. Частина 21. Додаткові вимоги до систем шинопроводів для настінного та стельового монтажу (IEC 61534-21:2006, IDT)

ДСТУ EN 62305-1:2012 Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи (EN 62305-1:2011, IDT)

НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок

ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення

ДБН В.2.2-24:2009 Будинки і споруди. Проектування висотних житлових і громадських будинків

ДСанПіН 3.3.6.096-2002 Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

2.2.3 У цій главі Правил вжито терміни, установлені в ГОСТ 15543.1: ***IP***; у ДСТУ IEC 60570: ***шинопроводи для світильників***; у ДСТУ IEC 60439-1: ***система збірних шин (шинопровід)***; у ДСТУ-П 7292: ***шинопровід, секція шинопроводу, перехідна секція шинопроводу, гнучка секція шинопроводу, приєднувальна секція шинопроводу***.

2.2.4 Нижче подано терміни, додатково використані в цій главі Правил, та визначення позначених ними понять:

струмопровід

Пристрій, призначений для передавання і розподілу електроенергії, який складається з неізольованих або ізольованих провідників та ізоляторів, що належать до них, захисних оболонок, відгалужувальних пристроїв, підтримувальних і опорних конструкцій.

Залежно від виду провідників струмопроводи поділяють на гнучкі (у разі використання проводів) і жорсткі (у разі використання жорстких шин).

Застосовують жорсткі струмопроводи з твердою ізоляцією (пофазно ізольовані, у спільній ізоляції) або повітряною ізоляцією (пофазно екрановані, у спільній оболонці). Жорсткі струмопроводи з повітряною ізоляцією у спільній оболонці можуть мати роздільні перегородки

струмопровід протяжний

Струмопровід напругою понад 1 кВ, який виходить за межі однієї електроустановки

шинопровід комбінований

Шинопровід, призначений для живлення світильників і електроприймачів невеликої потужності

шинопровід магістральний

Шинопровід, призначений для приєднання до нього розподільних шинопроводів і силових розподільних пунктів, щитів і окремих потужних електроприймачів

шинопровід розподільний

Шинопровід, призначений для приєднання до нього електроприймачів

шинопровід (струмопровід) тролейний

Шинопровід (струмопровід), призначений для живлення пересувних електроприймачів через ковзкі контакти

шинопровід пофазно ізольований

Шинопровід, струмовідні частини кожної фази якого розміщено в окремих ізоляційних оболонках необхідної електричної міцності

шинопровід у спільній ізоляції

Шинопровід, струмовідні частини фаз якого розміщено в спільній ізоляційній оболонці необхідної електричної міцності

шинопровід пофазно екранований

Шинопровід, струмовідні частини кожної фази якого розміщено в окремих оболонках-екранах.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

2.2.5 Гнучкі або жорсткі струмопроводи треба застосовувати в електричних мережах замість прокладання в одному напрямку декількох паралельних кабелів за умови передавання в одному напрямку потужності:

– 0,6–1 МВ • А – за напруги 0,38 кВ;
– 15–20 МВ • А – за напруги 6 кВ;
– 25–35 МВ • А – за напруги 10 кВ;
– понад 35 МВ • А – за напруги 35 кВ.

Відкрите прокладання струмопроводів треба застосовувати у всіх випадках, коли воно можливе за умовами генплану об'єкта електропостачання і навколишнього середовища.

За напруги до 1 кВ незалежно від потужності для приміщень, в яких можливі заміна або переміщення обладнання (виробничі приміщення, виставкові і торгові приміщення тощо), потрібно передбачати, як правило, комбіновані шинопроводи або шинопроводи для світильників.

2.2.6 У місцях, де в повітрі містяться хімічно активні речовини, які можуть руйнувати струмовідні частини, підтримувальні конструкції та ізолятори, струмопроводи повинні мати відповідне виконання або бути оснащеними відповідними захистами.

2.2.7 Розрахунок і вибір провідників, ізоляторів, арматури, конструкцій та апаратів струмопроводів слід проводити як за нормальних умов роботи (відповідність робочій напрузі і струму), так і за умов роботи під час коротких замикань (глава 1.4 цих Правил).

2.2.8 Струмовідні частини струмопроводів повинні мати позначення і забарвлення відповідно до вимог глави 1.1 цих Правил або документації на виріб.

2.2.9 Струмовідні частини гнучких струмопроводів виконують, як правило, з алюмінієвих, сталеалюмінієвих або мідних проводів; жорстких – з шин (труб, профілів) з міді, алюмінію та його сплавів. Головні тролеї (шинопроводи тролейні) виконують із сталі.

Ізоляція жорстких струмопроводів може бути повітряною або твердою.

Для струмопроводів треба застосовувати ізолятори з негорючих матеріалів.

2.2.10 Для заземлення струмовідних частин струмопроводів треба передбачати стаціонарні заземлювальні ножі або переносні заземлення відповідно до вимог **4.2.25** цих Правил (див. також **2.2.34**, перелік в).

2.2.11 Механічні навантаження на струмопроводи, а також розрахункові температури навколишнього середовища треба визначати відповідно до вимог **4.2.17**, **4.2.46**–**4.2.49** цих Правил.

2.2.12 Компонування і конструктивне виконання струмопроводів мають передбачати можливість зручного і безпечного виконання монтажних і ремонтних робіт.

2.2.13 Струмопроводи на напругу понад 1 кВ, які розташовано просто неба, мають бути захищеними від грозових перенапруг відповідно до вимог ДСТУ EN 62305-1 та **4.2.161**–**4.2.172** цих Правил.

2.2.14 У струмопроводах змінного струму із симетричним навантаженням за струму 1 кА і більше рекомендовано, а за струму 1,6 кА і більше необхідно передбачати заходи щодо зниження втрат електроенергії в шинотримачах, арматурі та конструкціях від впливу магнітного поля.

За струмів 2,5 кА і більше потрібно, крім того, передбачати заходи щодо зменшення і вирівнювання індуктивних опорів окремих фаз (наприклад, розташування смуг у пакетах по сторонах квадрата, застосування спарених фаз, профільних шин, круглих і квадратних порожнистих труб, транспозиції фаз тощо). Для протяжних гнучких струмопроводів рекомендовано також застосовувати внутрішньофазні транспозиції, кількість яких треба визначати шляхом розрахунку залежно від довжини струмопроводу.

У разі несиметричних навантажень значення струму, за якого необхідно передбачати заходи щодо зниження втрат електроенергії від впливу магнітного поля, потрібно визначати розрахунком в кожному окремому випадку.

2.2.15 У випадках, коли зміна температури, вібрація трансформаторів, нерівномірне осідання будівлі тощо можуть спричинити небезпечне механічне напруження в провідниках, ізоляторах або інших елементах струмопроводів, треба передбачати заходи щодо усунення цього напруження (застосовувати компенсатори або подібні їм пристрої). На жорстких струмопроводах компенсатори треба встановлювати також у місцях перетинів з температурними й осадовими швами будівель і споруд.

2.2.16 Нероз'ємні з'єднання струмопроводів із алюмінію і його сплавів мають бути виконаними дуговим зварюванням в середовищі захисних газів.

Нероз'ємні з'єднання елементів струмопроводів з міді і її сплавів треба виконувати за допомогою паяння мідно-фосфористим припоєм з додаванням срібла.

Для з'єднання відгалужень із гнучкими струмопроводами допускається застосовувати пресовані затискачі.

З'єднання провідників із різних матеріалів треба виконувати таким чином, щоб запобігти корозії контактних поверхонь.

2.2.17 Переріз струмопроводів на напругу понад 1 кВ слід вибирати за тривало допустимою силою струму у нормальному і післяаварійному режимах з урахуванням очікуваного зростання навантажень, яке не має перевищувати 25–30 % понад розрахункові.

2.2.18 Для струмопроводів, які виконують із використанням неізольованих проводів, тривало допустимі струми треба визначати відповідно до глави 1.3 цих Правил із застосуванням коефіцієнтів:

– 0,8 – за відсутності внутрішньофазної транспозиції проводів;

– 0,98 – за наявності внутрішньофазної транспозиції проводів.

2.2.19 Струмопроводи мають бути стійкими до термічної та електродинамічної дії струмів короткого замикання і відповідати вимогам глави 1.4 цих Правил; температура нагрівання їх струмовідних частин має відповідати вимогам глави 1.3 цих Правил.

Струмопроводи мають бути стійкими до сейсмічних впливів. Розташовані просто неба струмопроводи мають бути стійкими до кліматичних впливів (вітер, ожеледь, одночасна дія вітру і ожеледі, високі та низькі температури) відповідно до вимог глави 2.5 цих Правил.

2.2.20 На вимогу замовника по всій довжині струмопроводу або у важкодоступних місцях може бути влаштовано опто-волоконну систему контролю температури.

2.2.21 Струмопроводи не мають створювати магнітних полів, індукція яких перевищує гранично допустимі рівні, унормовані ДСанПіН 3.3.6.096, і орієнтовні безпечні рівні впливу, унормовані главою 2.3 цих Правил.

СТРУМОПРОВОДИ НАПРУГОЮ ДО 1 кВ

2.2.22 Передбачені до використання комбіновані шинопроводи або шинопроводи для світильників мають бути комплектними і відповідати вимогам ДСТУ IEC 60570, ДСТУ-П 7292, ДСТУ IEC 60439-1, ДСТУ IEC 61534-21.

2.2.23 У виробничих приміщеннях струмопроводи виконання IP00 треба розташовувати на висоті, не меншій ніж 3,5 м від рівня підлоги або майданчика обслуговування, а струмопроводи виконання до IP31 – на висоті, не меншій ніж 2,5 м.

Висота встановлення струмопроводів виконання IP20 і вище з ізольованими шинами, а також струмопроводів виконання IP40 і вище не нормується. Не нормується також висота встановлення струмопроводів будь-якого виконання за напруги змінного струму до 50 В та напруги постійного струму до 120 В.

У приміщеннях, де може перебувати лише виробничий (електротехнічний) персонал, висота встановлення струмопроводів виконання IP20 і вище не нормується.

В електроприміщеннях промислових підприємств висота встановлення струмопроводів виконання IP00 і вище не нормується. Місця, де можливі випадкові дотикання до струмопроводів виконання IP00, мають бути захищеними.

2.2.24 Струмопроводи повинні мати додатковий захист у місцях, де можливі механічні пошкодження.

Струмопроводи і огорожі, які розміщують над проходами, треба встановлювати на висоті, не меншій ніж 1,9 м від підлоги або майданчика обслуговування.

Сітчасті огорожі струмопроводів повинні мати сітку з отворами розміром, не більшим ніж 25 мм × 25 мм.

2.2.25 Конструкції, на які встановлюють струмопроводи, повинні мати межу вогнестійкості, не меншу ніж 0,25 год.

Вузли проходження струмопроводів крізь перекриття, перегородки і стіни мають виключати можливість поширення полум'я і диму з одного приміщення в інше.

Отвори, які залишаються після проходження струмопроводів через елементи будівельних конструкцій, мають бути ущільненими матеріалом із ступенем вогнестійкості відповідного елемента будівельної конструкції.

Ущільнення струмопроводів у будівельних конструкціях мають бути стійкими до продуктів згорання так само, як елементи будівельних конструкцій, через які вони проходять.

Матеріали ущільнення мають суміщатися з матеріалом струмопроводу, з яким вони контактують, дозволяти теплове переміщення без погіршення ізолювальних якостей та мати необхідну механічну міцність.

2.2.26 Відстань від струмовідних частин струмопроводів без оболонок (виконання IP00) до трубопроводів має бути не менше ніж 1 м, а до технологічного устаткування – не менше ніж 1,5 м.

Відстань від шинопроводів, які мають оболонки (виконання IP21; IP31; IP44; IP51; IP54; IP64; IP65), до трубопроводів і технологічного устаткування не нормується.

2.2.27 Відстань у просвіті між провідниками різних фаз або полюсів струмопроводів без оболонок (IP00) і від них до стін будівель і заземлених конструкцій має бути не менше ніж 50 мм, а до елементів будівель, виконаних з горючих матеріалів, – не менше ніж 200 мм.

2.2.28 Місця відгалужень від струмопроводів мають бути доступними для обслуговування.

Комутаційну і захисну апаратуру для відгалужень від струмопроводів треба встановлювати безпосередньо на струмопроводах або поблизу пункту відгалуження (див. також главу 3.1 цих Правил). Ця апаратура має бути розташованою і захищеною таким чином, щоб унеможливлювалося випадкове дотикання до частин, які перебувають під напругою. Для оперативного керування з рівня підлоги або майданчика обслуговування апаратами, установленими на недоступній висоті, треба передбачати відповідні пристрої (тяги, троси). Апарати повинні мати помітні з підлоги або майданчика обслуговування ознаки, які вказують положення апарата (увімкнено, вимкнено).

2.2.29 По всій трасі струмопроводів без захисних оболонок (IP00) через кожні 10–15 м, а також у місцях, де можуть перебувати люди (посадкові майданчики для кранівників тощо), треба встановлювати попереджувальні знаки безпеки.

2.2.30 Треба передбачати заходи для запобігання неприпустимому зближенню провідників фаз між собою і з оболонкою струмопроводу в разі проходження струмів КЗ (наприклад, ізоляційні розпірки).

2.2.31 На струмопроводи в кранових прогонах поширюються такі додаткові вимоги:

– необгороджені струмопроводи без захисних оболонок (IP00), які прокладають по фермах, треба розміщувати на висоті, не меншій ніж 2,5 м від рівня настилу моста і візка крана; у разі прокладання струмопроводів нижче ніж 2,5 м, але не нижче рівня нижнього поясу ферми перекриття, треба передбачати огорожі від випадкового дотикання до них з настилу моста і візка крана по всій довжині струмопроводів. Допускається влаштовувати огорожі у вигляді навісу на самому крані під струмопроводом;

– ділянки струмопроводів без захисних оболонок (IP00) над ремонтними загонами для кранів (див. 6.4.16 НПАОП 40.1-1.32-01) повинні мати огорожі, які запобігають дотиканню до струмовідних частин із настилу візка крана. Огорожа не потрібна, якщо струмопровід розташовано над цим настилом на висоті, не меншій ніж 2,5 м, або якщо в цих місцях застосовують ізольовані провідники; в останньому випадку найменшу відстань до них визначають виходячи з ремонтних умов;

– прокладати струмопроводи під краном без застосування спеціальних заходів захисту від механічних пошкоджень допускається в мертвій зоні крана. Спеціальні заходи захисту від механічних пошкоджень не потрібно передбачати для шинопроводів в оболонці будь-якого виконання на струм до 630 А, розташованих поблизу технологічного устаткування поза мертвою зоною крана.

СТРУМОПРОВОДИ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ

2.2.32 У виробничих приміщеннях допускається застосовувати струмопроводи виконання IP41 і вище; струмопроводи мають бути розташованими від рівня підлоги або майданчика обслуговування на висоті, не меншій ніж 2,5 м.

У приміщеннях, де може перебувати лише виробничий (електротехнічний) персонал, висота встановлення струмопроводів виконання IP41 і вище не нормується. В електроприміщеннях допускається застосовувати струмопроводи будь-якого виконання. Висота встановлення від рівня підлоги або майданчика обслуговування для струмопроводів виконання нижче IP41 має бути не менше ніж 2,5 м; для виконання IP41 і вище – не нормується.

2.2.33 Просто неба можна розміщувати струмопроводи всіх виконань (див. також **2.2.5** і **2.2.13**).

2.2.34 У разі розміщення струмопроводів у тунелях і галереях треба виконувати вимоги за **4.2.76** цих Правил, а також такі вимоги:

а) ширина коридорів обслуговування струмопроводів, які не мають оболонки (IP00), має бути не менше ніж 1 м за одностороннього розташування і 1,2 м за двостороннього розташування. За довжини струмопроводу понад 150 м ширина коридору обслуговування як у разі одностороннього, так і в разі двостороннього обслуговування устаткування має бути збільшеною порівняно з наведеною не менше ніж на 0,2 м;

б) висота огорожі струмопроводів, які не мають оболонки, від рівня підлоги має бути не менше 1,7 м;

в) на початку і в кінці струмопроводу, а також у проміжних точках треба передбачати стаціонарні заземлювальні ножі або пристрої для приєднання переносних заземлень. Кількість місць встановлення переносних заземлень треба вибирати таким чином, щоб у разі виникнення КЗ наведена від сусідніх струмопроводів напруга між двома сусідніми точками встановлення заземлень не перевищувала значень, унормованих главою 1.7 цих Правил.

2.2.35 У тунелях і галереях, де розміщено струмопроводи, освітлення має бути виконаним відповідно до вимог розділу 6 цих Правил. Освітлення тунелів і галерей має живитися від двох джерел із чергуванням приєднань ламп до обох джерел.

Там, де струмопроводи прокладають без оболонок (IP00), освітлювальну арматуру необхідно встановлювати таким чином, щоб було можливе її безпечне обслуговування. У цьому разі освітлювальна електропроводка в тунелях і галереях має бути екранованою (кабелі – з металевою оболонкою, електропроводка – у сталевих трубах тощо).

2.2.36 Під час улаштування тунелів і галерей для струмопроводів необхідно виконувати такі вимоги:

– споруди треба виконувати з негорючих матеріалів. Будівельні несучі конструкції із залізобетону повинні мати межу вогнестійкості, не меншу ніж 0,75 год, а із сталевого прокату – не меншу ніж 0,25 год;

– вентиляцію необхідно виконувати таким чином, щоб за номінального навантаження різниця температур вхідного і вихідного повітря не перевищувала 15 °С. Вентиляційні отвори треба закривати жалюзі або сітками і захищати козирками;

– внутрішній простір тунелів і галерей заборонено перетинати будь-якими трубопроводами;

– тунелі та галереї струмопроводів мають бути обладнаними пристроями зв'язку. Апаратура засобів зв'язку і місця її встановлення мають визначатися під час проектування.

ГНУЧКІ СТРУМОПРОВОДИ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ

2.2.37 Гнучкі струмопроводи напругою понад 1 кВ, розташовані просто неба, треба прокладати на самостійних опорах. Сумісне прокладання струмопроводів і технологічних трубопроводів на спільних опорах заборонено.

2.2.38 Відстань між проводами розщепленої фази рекомендовано приймати такою, що дорівнює не менше ніж шести діаметрам проводів у таких фазах.

2.2.39 Відстань між струмовідними частинами і від них до заземлених конструкцій, будівель та інших споруд, а також до полотна автомобільної дороги або залізниці треба приймати згідно з вимогами глави 2.5 цих Правил.

2.2.40 Зближення струмопроводів з будівлями і спорудами, які містять вибухонебезпечні речовини в приміщенні, а також з вибухонебезпечними зовнішніми установками, потрібно виконувати відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.32-01.

2.2.41 Перевірку відстаней від струмопроводів до споруд, які їх перетинають, треба виконувати з урахуванням додаткових вагових навантажень на проводи від міжфазних і внутрішньофазних розпірок і можливої максимальної температури проводу в післяаварійному режимі. Максимальну температуру струмопроводу в післяаварійному режимі приймають згідно з главою 1.3 цих Правил.

2.2.42 Розташовувати фази протяжного струмопроводу рекомендовано по вершинах рівностороннього трикутника.

Конструкція протяжного струмопроводу має передбачати можливість застосування переносних заземлень, які дають змогу безпечно виконувати роботи на вимкненому колі.

Кількість місць встановлення переносних заземлень вибирають за **2.2.34**, перелік в).

2.2.43 Під час вибору проводів гнучких струмопроводів необхідно керуватися таким:

– тяжіння і напруження в проводах за різних поєднань зовнішніх навантажень треба приймати залежно від допустимого нормативного тяжіння на фазу, зумовленого міцністю опор і вузлів, які сприймають зусилля. Нормативне тяжіння на фазу слід приймати, як правило, не більше 9,8 кН;

– потрібно враховувати додаткові вагові навантаження на проводи від міжфазних і внутрішньофазних розпірок.

– тиск вітру на проводи треба розраховувати згідно з **2.5.38** цих Правил.

ЖОРСТКІ СТРУМОПРОВОДИ (ШИНОПРОВОДИ)

2.2.44 Жорсткі струмопроводи мають бути, як правило, комплектними шинопроводами заводського виготовлення.

За напруги понад 1 кВ застосовують струмопроводи з твердою ізоляцією (пофазно ізольовані, у спільній ізоляції) або повітряною ізоляцією (пофазно екрановані, у спільній оболонці).

2.2.45 Ізоляцію жорстких струмопроводів внутрішньої установки виконують, як правило, з епоксидних смол. Електрична міцність ізоляції має відповідати напрузі, за якої використовують струмопровід. У разі встановлення жорсткого струмопроводу з твердою ізоляцією на значній відстані від виробничого персоналу перевагу треба надавати пофазно ізольованому шинопроводу. Струмопровід у спільній ізоляції треба застосовувати, як правило, у разі вологого середовища.

2.2.46 У разі значних за силою струмів застосовують комплектні струмопроводи з повітряною ізоляцією (пофазно екрановані, у спільній оболонці).

Комплектні пофазно екрановані струмопроводи з ізольованим кріпленням до опор застосовують з метою зменшення зовнішнього магнітного поля. Для запобігання неважаному протіканню електричного струму в оболонках-екранах застосовують діелектричні вставки. Розташування діелектричних вставок та порядок з'єднання і заземлення оболонок-екранів таких струмопроводів визначають за проектом.

2.2.47 Жорсткий струмопровід може складатися із секцій різної конфігурації (прямих секцій, горизонтальних і вертикальних кутників, трійників тощо). Кон-

фігурація секцій має давати можливість прокладати струмопровід у будь-якому положенні в просторі з урахуванням конфігурації траси. Довжина прямої секції не має перевищувати 10 м. Конструкція струмопроводу має допускати його вертикальне прокладання на ділянці траси до 10 м.

2.2.48 Оболонка струмопроводів з твердою ізоляцією внутрішнього встановлення повинна мати виконання не гірше ніж IP44, а зовнішнього – IP64.

Оболонка (оболонка-екран) струмопроводів з повітряною ізоляцією внутрішнього встановлення повинна мати виконання не гірше ніж IP52, а зовнішнього – IP53.

2.2.49 З'єднання секцій шинопроводів з твердою ізоляцією між собою по всій довжині траси має бути роз'ємним (болтовим), виконаним за допомогою спеціальних з'єднувальних муфт з температурними компенсаторами, які треба встановлювати не рідше ніж через кожні 10 м. Місця з'єднання секцій між собою без температурних компенсаторів можна заливати на місці монтажу тим самим ізоляційним матеріалом, яким вкрито струмопровідну жилу.

З'єднання між собою струмовідних частин секцій струмопроводів з повітряною ізоляцією треба виконувати зварюванням або за допомогою надійних роз'ємних контактів; місця з'єднання оболонок (оболонок-екранів) між собою не мають збільшувати їх погонний електричний опір. Знімні частини оболонок (оболонок-екранів) треба приєднувати до заземлювальних пристроїв за допомогою гнучких мідних провідників перерізом, не меншим ніж 16 мм^2.

2.2.50 З'єднання жорсткого струмопроводу з виводами електричних апаратів треба виконувати роз'ємними, із застосуванням, за необхідності, шинних компенсаторів і захисних оболонок.

2.2.51 Елементи кріплення струмопроводу мають забезпечувати надійне його закріплення до опорних конструкцій, а також його переміщення в межах ±20 мм під час зміни температури струмовідних шин.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 22 серпня 2014 р. № 596

ГЛАВА 2.3
КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ НАПРУГОЮ ДО 330 кВ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

2.3.1 Ця глава Правил поширюється на силові кабельні лінії (КЛ) напругою до 330 кВ промислової частоти з одножильними або багатожильними кабелями з ізоляцією будь-якого типу, а також на контрольні кабелі. Вимоги цієї глави Правил у частинах, що стосуються способів прокладання кабелів, поширюються також на силові кабельні лінії (КЛ) постійного струму напругою до 1,5 кВ.

Ця глава Правил поширюється на КЛ та контрольні кабелі, які прокладають під час нового будівництва та реконструкції об'єктів.

Ця глава Правил не поширюється на внутрішні кабельні мережі житлових і громадських будинків, на КЛ спеціальних електроустановок та на кабельні електропроводки напругою до 1 кВ з фазним перерізом жил кабелю до 16 мм^2 кожна.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

2.3.2 кабельна лінія

Лінія для передавання електричної енергії або окремих її імпульсів, складена з одного або декількох паралельно прокладених кабелів, кабельної арматури, систем, що підтримують кабелі, пристроїв кріплення і підтримування кабелів та арматури.

До систем, які підтримують кабелі та їх арматуру, належать системи кабельних трубопроводів, системи кабельних коробів, системи кабельних лотків і системи кабельних драбин.

До пристроїв кріплення, які підтримують елементи КЛ, належать троси, кронштейни, консолі, підвіси, скоби, затискачі, хомути, ролики, ізолятори тощо

кабельна вставка кінцева

КЛ, приєднана з одного кінця до повітряної лінії електропередавання, а з іншого – до розподільної установки підстанції

кабельна вставка проміжна

КЛ, приєднана з обох кінців до повітряної лінії електропередавання

повітряно-кабельне з'єднання

З'єднання повітряної і кабельної ліній електропередавання (ПКЗ), виконане на конструкціях опори повітряної лінії з установкою кабельних муфт.

ПКЗ, виконане в конструкціях наземної розподільної установки, називають «перехідний пункт»

2.3.3 кабельна лінія маслонаповнена

Кабельна лінія маслонаповнена (КЛМ) – це КЛ, складена з маслонаповнених кабелів, їх арматури, апаратів підживлення, системи сигналізації тиску масла та іншого обладнання, призначеного для нормального функціонування лінії

кабельна лінія маслонаповнена низького тиску

КЛМ з маслонаповненими кабелями, в яких тривалий допустимий надлишковий тиск масла становить 0,0245–0,294 МПа для кабелів у свинцевій оболонці або 0,0245–0,49 МПа для кабелів у алюмінієвій оболонці

кабельна лінія маслонаповнена високого тиску

КЛМ з маслонаповненими кабелями, в яких тривалий допустимий надлишковий тиск масла становить 1,08–1,57 МПа

агрегат підживлення

Автоматично діюча установка, яка складається з баків, помп, труб, перепускних клапанів, вентилів, щита автоматики та іншого обладнання, призначеного для забезпечення підживлення ізоляційним маслом КЛМ високого тиску

пункт підживлення

Надземна, наземна або підземна споруда з апаратами та обладнанням підживлення ізоляційним маслом (баки підживлення, баки тиску, агрегати підживлення тощо)

розгалужувальний пристрій

Частина КЛМ високого тиску між кінцем стального трубопроводу і кінцевими однофазними муфтами

2.3.4 кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену

Кабель, ізоляцію якого виконано з екструдованого, пероксидно зшитого поліетилену в середовищі газу за спеціальною технологією

кабель з ізоляцією пластмасового типу

Кабель, ізоляцію якого виконано з пластичних матеріалів (полівінілхлорид, поліетилен тощо)

кабель з гумовою ізоляцією

Кабель, ізоляцію якого виконано з гуми

кабель з паперовою просоченою (імпрегованою) ізоляцією

Кабель, ізоляцію якого виконано обмотуванням жил паперовими стрічками і насичено ізоляційним матеріалом

універсальний самоутримний кабель (напругою від 6 кВ до 35 кВ)

Кабель, три фазні жили якого в ізоляції із зшитого поліетилену скручено в джгут. Механічне навантаження сприймається ізольованим несучим тросом, розміщеним всередині джгута, або спеціальним підсиленим багатодротовим екраном, накладеним зверху скручених жил. Оболонка кабелю, яку виготовлено з матеріалу, стійкого до впливу зовнішнього середовища, відповідає вимогам до непоширення горіння

2.3.5 кабельна арматура

Різновиди кабельних муфт (з'єднувальні, кінцеві, перехідні, штекерні, екранороздільні тощо), вироби для з'єднання і заземлення кабельних екранів, компенсатори, а також баки тиску

з'єднувальна коробка

Коробка, в якій з'єднувальні та (або) заземлювальні елементи виготовлено у вигляді рухомих з'єднань і яка може мати обмежувачі напруги на кабельному екрані

з'єднувальна муфта

Пристрій, який забезпечує з'єднання двох кабелів для утворення безперервного кола струму

кінцева муфта

Кінцевий пристрій, який установлюють на кінці кабелю для забезпечення його електричного з'єднання з іншими частинами системи та для захисту ізоляції до точки приєднання

з'єднувальна транспозиційна та екранороздільна муфта

Пристрій, призначений для з'єднання окремих відрізків кабелю одного типу з розділенням екранів у муфті, екрани яких виводяться з муфти кабелями з однаковим перерізом жили та екрана, не меншим ніж переріз екрана кабельної лінії, у транспозиційні бокси для необхідної комутації або електричного розділення екранів і захисту захисних оболонок кабельної лінії

ящик транспозиції

Окрема металева конструкція для з'єднання та заземлення екранів транспозиційних муфт

2.3.6 кабельна споруда

Споруда, спеціально призначена для розміщення елементів КЛ та обладнання, які забезпечують її функціонування

кабельний блок

Кабельна споруда для прокладання в ній кабельних каналів або системи кабельних трубопроводів, з колодязями для доступу до труб (каналів)

кабельний канал

Протяжна непрохідна кабельна споруда закритого типу, заглиблена (частково або повністю) в ґрунт, підлогу, перекриття тощо, яка дає змогу прокладати КЛ, виконувати їх ремонти та огляди після відкриття перекривання

кабельна галерея

Надземна або наземна горизонтальна або нахилена протяжна прохідна кабельна споруда закритого або частково закритого типу

кабельна естакада

Надземна або наземна горизонтальна або нахилена протяжна кабельна споруда відкритого типу. Кабельна естакада може бути прохідною або непрохідною

кабельна камера

Підземна або частково заглиблена непрохідна кабельна споруда закритого типу, призначена для розміщення кабельних муфт або для протягування кабелів у кабельні блоки, використовувати яку можна лише за повністю знятого перекриття. Камера, яка має габарит між підлогою і перекриттям, не менший ніж 1,8 м, а також люк для входу до камери, називається «кабельний колодязь»

кабельний поверх

Кабельна споруда у вигляді частини будівлі, обмеженої підлогою та перекриттям над підлогою, з вертикальною відстанню між підлогою та виступаючими частинами перекриття, не меншою ніж 1,8 м. Кабельний поверх, підлогу якого розташовано нижче рівня планування території будівлі і який є частиною фундаменту будівлі, називається «кабельний підвал»

кабельний тунель

Протяжна прохідна кабельна споруда закритого типу (коридор) з розташованими в ній опорними конструкціями для розміщення на них елементів кабельної

системи, з вільним проходом по всій довжині, який дає змогу прокладати КЛ, виконувати їх ремонти та огляди. Кабельний тунель, призначений для розміщення крім КЛ інших інженерних комунікацій, який дає змогу прокладати комунікації, виконувати їх ремонти та огляди, називається «комунікаційний колектор»

кабельна шахта

Вертикальна кабельна споруда, висота якої в декілька разів перевищує розміри діаметра або ширини стіни споруди, обладнана скобами або драбиною для пересування людей у вертикальному напрямку (прохідна шахта). Якщо за конструкцією шахти одну стіну її можна знімати повністю або частково, така шахта називається непрохідною

подвійна підлога

Кабельна споруда у вигляді частини будівлі, обмеженої міжповерховим перекриттям і підлогою приміщення над ним, зі знімними плитами підлоги (на всій або частині поверхні)

2.3.7 система кабельних лотків або кабельних драбин

Конструкція для підтримання кабелів, яку монтують із кабельних лотків або кабельних драбин та інших складових частин системи

кабельна драбина

Складова частина системи, яку використовують для підтримання кабелів і яку складено з опорних бокових частин, скріплених між собою щаблями

кабельний лоток

Складова частина системи, яку використовують для підтримання кабелів і яку складено з основи з боковими частинами або основи, на якій закріплюють бокові частини. Кабельні лотки для прокладання кабелів у кабельних спорудах виконують металевими, неметалевими або композитними. Кабельні лотки для прокладання кабелів у ґрунті чи на поверхні ґрунту виконують залізобетонними

2.3.8 система кабельних коробів

Закрита конструкція електропроводки, яка складається з кабельних коробів та інших складових частин системи, призначена для прокладання, розміщування та захисту ізольованих проводів і кабелів, яка забезпечує їх заміну та (або) закріплення на ній іншого електрообладнання

кабельний короб із знімною кришкою

Прямолінійний елемент системи некруглого поперечного перерізу, який складається з основи та знімної кришки

кабельний короб глухий

Прямолінійний елемент системи некруглого поперечного перерізу, який має суцільні стіни та не має знімної кришки

2.3.9 система кабельних трубопроводів

Закрита конструкція кабельної електропроводки, яку монтують з кабельних трубопроводів і трубопровідної арматури та (або) кріпильних пристроїв, призначена для захисту та прокладання ізольованих проводів і (або) кабелів у електричних установках, через яку їх протягують

кабельний трубопровід

Складова частина закритої системи електропроводки з кільцевим поперечним перерізом, призначена для розміщування ізольованих проводів і (або) кабелів в електричних установках, через яку їх протягують

металевий кабельний трубопровід

Кабельний трубопровід, виготовлений лише з металевих матеріалів

неметалевий кабельний трубопровід

Кабельний трубопровід, виготовлений лише з неметалевих матеріалів, які не мають жодних металевих компонентів

2.3.10 номінальна напруга кабельної лінії

Лінійна напруга електричної мережі, в якій надійно працює впродовж терміну служби кабельна лінія з кабелем класом напруги відповідно до категорії мережі, з урахуванням режиму роботи нейтралі, комутаційних і аварійних перенапруг

номінальна напруга кабелю

Напруга, на яку розраховано, виготовлено кабель і яку зазначено в технічних даних заводу-виробника

номінальний струм кабелю

Струм кабелю, розрахований заводом-виробником для стандартних умов прокладання, для нормального режиму роботи кабельної лінії, за якого температура жили не перевищує тривало допустимої температури жили кабелю

2.3.11 тривало допустимий струм навантаження кабельної лінії

Струм кабелю визначеної марки, конструкції, перерізу жил та екрана, розрахований для нормального режиму роботи кабельної лінії, який вибрала та погодила з заводом-виробником проектна організація, з урахуванням дійсних умов прокладання, тривало допустимої температури жил, без урахування перевантажувальної здатності кабелю

2.3.12 струмопровідний екран кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену

Екран у вигляді комбінації з мідних проволок і стрічок, накладених на ізольовану струмопровідну жилу для забезпечення рівномірності електричного поля в ізоляції із зшитого поліетилену

2.3.13 стійкість кабелю до поширювання полум'я

Здатність кабелів до поширювання полум'я за умов їх прокладання (поодиноко або у пучках), яку визначають за ДСТУ 4809:2007 «Ізольовані проводи та кабелі. Вимоги пожежної безпеки та методи випробування»

2.3.14 територія стисненої забудови

Забудована територія з великою щільністю інженерних комунікацій і споруд.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

2.3.15 Уздовж КЛ, які прокладають за межами територій електроустановок і приміщень, потрібно встановлювати охоронні зони відповідно до Правил охорони електричних мереж, затверджених Постановою Кабінету Міністрів України від 04.03.97 № 209.

2.3.16 Силові КЛ потрібно виконувати таким чином, щоб у процесі монтажу та експлуатації унеможливити виникнення в них небезпечних механічних напружень і пошкоджень, для чого:

– кабелі потрібно укладати з запасом по довжині на 1% –2 % для компенсації можливих зсувів ґрунту та температурних деформацій самих кабелів і конструкцій, по яких їх прокладено; у траншеях і на поверхах усередині будівель запас створюють укладанням кабелю «змійкою», а по кабельних конструкціях – провисанням

у прогонах між конструкціями; укладати запас кабелю у вигляді кілець (витків) заборонено;

– кабелі, прокладені горизонтально по конструкціях, стінах, перекриттях тощо, потрібно жорстко закріплювати в кінцевих точках з обох боків у місцях згинання і безпосередньо біля муфт будь-якого типу; одножильні кабелі необхідно закріплювати по всій довжині немагнітними хомутами, які мають силу розриву, вищу від розрахованої сили між двома кабелями під час короткого замикання (додаток А, **А.6**);

– кабелі, прокладені вертикально по конструкціях і стінах, треба закріплювати таким чином, щоб унеможливити деформацію оболонок і не порушувати з'єднання жил у муфтах під дією власної ваги кабелів;

– конструкції, на яких укладають небронньовані кабелі, потрібно виконувати таким чином, щоб унеможливити механічне пошкодження оболонок кабелів, у тому числі від вібрації (на мостах, естакадах тощо); у місцях жорсткого кріплення оболонки цих кабелів треба захищати від механічних пошкоджень і корозії з використанням еластичних прокладок;

– металеві конструкції, які підтримують кабелі в разі їх розташування просто неба, треба оцинковувати;

– кабелі (у тому числі броньовані) в місцях, де можливі механічні пошкодження (рух автотранспорту, механізмів і вантажів, доступ для сторонніх осіб), потрібно захищати по висоті на 2 м для кабелів напругою до 10 кВ, 3 м – для кабелів напругою 35 кВ та вище від рівня підлоги або землі та на 0,3 м у землі (див. також **2.3.99**);

– у разі прокладання кабелів поряд з іншими кабелями, які знаходяться в експлуатації, потрібно вживати заходів для попередження пошкодження останніх; не дозволено експлуатацію кабелів, які мають пошкоджену ізоляцію кабелю чи струмопровідного екрана або ізоляцію, яка втратила в процесі експлуатації захисні властивості;

– кабелі потрібно прокладати на відстані від нагрітих поверхонь, щоб уникнути їх нагрівання до температури, більшої від допустимої, при цьому треба враховувати захист кабелів від заливання гарячими рідинами в місцях установлення засувок і фланцевих з'єднань на трубах з гарячими рідинами.

Під час прокладання КЛ треба уникати перетину їх між собою. За необхідності перетину КЛ, прокладених у ґрунті, треба керуватися вимогами **2.3.69**, а в інших випадках у місцях перетину треба використовувати багаторівневі лотки або розділяти КЛ перегородками, виконаними з негорючих матеріалів для запобігання пошкодженню електричною дугою кабелів різних КЛ у разі виникнення короткого замикання (КЗ) на одному з кабелів. Для КЛ, виконаних із трьох одножильних кабелів, допускається перетин кабелів за транспозиції кабелів різних фаз (див. **2.3.124**, спосіб 1).

2.3.17 Кабельні мережі напругою до 35 кВ треба обладнувати селективним захистом від однофазного замикання на землю (ОЗЗ), що діє на вимикання, крім випадків, пов'язаних з порушеннями важливих технологічних процесів.

В електричних мережах з номінальною напругою 6 кВ, 10 кВ, 15,75 кВ і 27 кВ у разі, якщо захист від ОЗЗ діє тільки на сигнал, а час перебування КЛ в режимі однофазного замикання на землю може становити понад 8 год (до усунення пошкодження), треба застосовувати підвищений клас ізоляції кабелю, а саме: 10 кВ – у мережі 6 кВ; 15 кВ – у мережі 10 кВ; 20 кВ – у мережі 15,75 кВ; 35 кВ – у мережі 27 кВ.

2.3.18 Кабельні споруди та конструкції, на які укладають кабелі, треба виконувати з негорючих матеріалів відповідно до класифікації за ДСТУ Б В.2.7-19-95 (ГОСТ 30244-94) «Будівельні матеріали. Методи випробувань на горючість». У кабельних спорудах заборонено встановлювати будь-які тимчасові пристрої, а також зберігати в них матеріали та устаткування.

Тимчасові кабелі необхідно прокладати з дотриманням усіх вимог, які поширюються на кабельні прокладання з дозволу експлуатаційної організації.

2.3.19 Прокладати КЛ просто неба слід з урахуванням нагрівання кабелів безпосередньо від дії сонячного випромінювання і застосовувати кабелі з оболонкою, стійкою до ультрафіолетового випромінювання. Під час прокладання КЛ як просто неба, так і в приміщеннях треба враховувати тепловипромінювання від різних джерел тепла.

Кабелі на ділянках прокладання по конструкціях ПКЗ необхідно захищати від дії ультрафіолетового випромінювання, якщо оболонки струмопровідних екранів кабелю є нестійкими до такого випромінювання.

2.3.20 Під час прокладання кабелів, а також виконання кабельних окінцювань внутрішні радіуси кривих згинання кабелів (відносно їх зовнішнього діаметра) повинні мати кратності, не менші від зазначених у відповідних стандартах або технічних умовах на відповідні марки кабелів.

2.3.21 Улаштовувати кабельні колодязі або камери треба в місцях розташування з'єднувальних, стопорних і напівстопорних муфт КЛМ, перехідних, стопорно-перехідних та екрановідділювальних муфт КЛ, а також в інших місцях траси КЛ відповідно до умов будівництва і обслуговування КЛ (див. також **2.3.53**, **2.3.82**, **2.3.83** і **2.3.105**).

2.3.22 Зусилля натягу під час прокладання кабелів і протягування їх у трубах і блоках визначають за механічними напруженнями, допустимими для жил і оболонок. Розрахунок зусиль натягу під час прокладання одножильних кабелів наведено в додатку А. Допустимі зусилля натягу багатожильних силових кабелів приймають відповідно до СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства».

2.3.23 Кожна КЛ повинна мати свій номер (№) або найменування. Якщо КЛ складається з декількох паралельних кабелів, то кожний з них повинен мати той самий номер з додаванням цифри через дріб (№/1, №/2), а в разі застосування однофазних кабелів треба додатково виконувати також їх маркування по фазах літерами відповідно до вимог **1.1.30** глави 1.1 цих Правил. Кабелі, прокладені просто неба, і всі кабельні муфти мають бути промаркованими бирками з позначенням на них марки кабелю, його напруги та перерізу, номера або найменування КЛ; на бирках з'єднувальних муфт додатково вказують номер муфти та дату монтажу. Бирки мають бути стійкими до впливу навколишнього середовища. На кабелях, прокладених у кабельних спорудах, бирки розташовують по довжині не рідше ніж через кожні 50 м.

2.3.24 На трасі КЛ, прокладеній в незабудованій місцевості, треба встановлювати розпізнавальні знаки, зокрема в місцях повороту траси, у місцях розташування з'єднувальних муфт, з обох боків перетину з дорогами і підземними спорудами, біля уводів у будівлі та через кожні 100 м на прямих ділянках траси. Трасу КЛ, прокладену через орні землі, треба позначати знаками, які встановлюють не рідше ніж через 500 м, а також у місцях зміни напрямку траси.

ВИБІР СПОСОБІВ ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

2.3.25 Під час вибору способів прокладання силових КЛ напругою до 35 кВ необхідно керуватися наступним:

1 Під час прокладання КЛ у ґрунті дозволено в одній траншеї прокладати не більше шести кабелів без урахування резервних (як трижильних, так і одножильних). За більшої кількості кабелів їх треба прокладати в окремих траншеях з відстанню між групами кабелів, не меншою ніж 0,5 м, або в кабельних каналах, тунелях, по естакадах та в галереях, шахтах і колекторах (див. також **2.3.31**).

У разі прокладання в ґрунті КЛ підвищеної відповідальності, які живлять електроприймачі категорії I та особливої групи I категорії, відстань від кабелів цих КЛ до кабелів інших КЛ має становити не менше ніж 1 м. За неможливості додержання цієї відстані КЛ підвищеної відповідальності треба прокладати в трубопроводах.

2 Прокладати КЛ в тунелях, по естакадах та в галереях доцільно за кількості силових кабелів, які йдуть в одному напрямку, понад 20 з урахуванням перспективи розвитку електромережі.

3 В умовах великого скупчення будівель і комунікацій по трасі, у місцях перетину із залізничними коліями та проїздами, за ймовірності розливання агресивних рідин, металу тощо прокладати кабелі треба в блоках і трубопроводах.

4 Допускається прокладати КЛ способом підвішування на стальному канаті за умови виконання вимог СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства».

5 У разі неможливості прокладання кабелів у ґрунті на ділянках зі складними умовами (скеля, зсуви, болото тощо) дозволено застосовувати самоутримні (універсальні) кабелі та підвішувати їх на опорних конструкціях.

6 Допускається прокладання самоутримних кабелів по опорах ПЛІ напругою 0,4 кВ у разі їх сумісного підвішування з ізольованими проводами.

2.3.26 Прокладати КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ в одній траншеї дозволено в кількості, не більшій двох, причому одного класу напруги.

2.3.27 На територіях електростанцій силові КЛ напругою до 35 кВ треба прокладати в кабельних тунелях, каналах, блоках, у системах кабельних коробів, по естакадах та в галереях. На територіях електростанцій потужністю до 25 МВт, а також на вітрополях вітроелектростанцій будь-якої потужності кабелі напругою до 35 кВ дозволено прокладати в траншеях. На електростанціях потужністю понад 25 МВт прокладати силові кабелі в траншеях дозволено тільки до віддалених допоміжних об'єктів (склади палива, майстерні) за кількості, не більшої ніж шість кабелів у одній траншеї.

2.3.28 На територіях промислових підприємств КЛ можна прокладати в ґрунті (у траншеях), тунелях, блоках, каналах, по кабельних естакадах, у галереях, по стінах будівель, а також в комбінованих спорудах (колекторах, технологічних естакадах тощо).

2.3.29 На територіях підстанцій (ПС) і розподільних установок (РУ) ділянки з основними потоками КЛ треба прокладати в залізобетонних лотках, кабельних каналах і тунелях. Допускається прокладати КЛ в системах кабельних коробів (перфорованих або решітчастих), системах кабельних трубопроводів, по естакадах та в галереях, а також у ґрунті (у траншеях).

2.3.30 У містах і селищах одиничні КЛ треба прокладати переважно в ґрунті (у траншеях) непроїзної частини вулиць (під тротуарами), через двори і технічні смуги у вигляді газонів. Допускається прокладати кабелі під проїзною частиною вулиць.

2.3.31 По вулицях і майданах, насичених підземними комунікаціями, прокладати КЛ у кількості 10 і більше в одному напрямку треба в кабельних тунелях і в кабельних блоках або, переважно для КЛ напругою понад 20 кВ, у комунікаційних колекторах спільно з іншими комунікаціями (з урахуванням чинних вимог до такого виду споруд). За перетину вулиць і майданів із удосконаленими покриттями та інтенсивним рухом транспорту КЛ треба прокладати в кабельних блоках або трубопроводах.

2.3.32 Усередині будівель КЛ можна прокладати безпосередньо по конструкціях будинків (у системі кабельних лотків і драбин та в коробах або трубах), у каналах, блоках, тунелях, трубах, прокладених у підлогах і перекриттях, а також по фундаментах машин, у шахтах, кабельних поверхах і подвійних підлогах. Прокладати кабелі транзитом через будинки заборонено.

2.3.33 КЛМ можна прокладати в тунелях і галереях та в ґрунті (у траншеях) з урахуванням вимог **2.3.25** і **2.3.26**.

ВИБІР КАБЕЛІВ ТА ЇХ КОНСТРУКЦІЇ

2.3.34 Для КЛ можна застосовувати кабелі з ізоляцією будь-якого типу, однак застосовувати маслонаповнені кабелі не бажано.

Перерізи струмопровідних жил силових одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену (ЗПЕ) напругою від 6 кВ до 330 кВ вибирають відповідно до **2.3.117–2.3.120**, а перерізи струмопровідних екранів таких кабелів – відповідно до **2.3.121, 2.3.122**.

Перерізи багатожильних силових кабелів з ізоляцією іншого типу напругою до 35 кВ вибирають відповідно до глави 1.3 цих Правил або за даними виробника кабельної продукції.

Перерізи та конструктивні параметри маслонаповнених кабелів приймають за даними виробника кабельної продукції.

2.3.35 Для КЛ, які прокладають по трасах з різними умовами навколишнього середовища, які проходять у різних ґрунтах, перерізи кабелів та їх конструкції треба вибирати по ділянці з найбільш складними умовами охолодження, якщо довжина ділянок з менш складними умовами не перевищує будівельної довжини кабелю. На окремій ділянці траси КЛ напругою понад 10 кВ з відмінними від інших ділянок умовами і за довжини ділянки, яка перевищує будівельну довжину кабелю більше ніж у два рази, допускається вибирати перерізи кабелів та їх конструкції, відмінні від кабелів на інших ділянках. При цьому потрібно додержуватись умов за **2.3.63** та **2.3.71**.

2.3.36 Для КЛ, які прокладають по трасах з різними умовами охолодження, перерізи кабелів треба вибирати по ділянці траси зі складнішими умовами охолодження, якщо довжина такої ділянки КЛ становить понад 10 м. Дозволено для КЛ напругою до 10 кВ, за винятком КЛ, прокладених під водою, застосовувати кабелі різних перерізів, але не більше трьох, за умови, що довжина найменшого відрізка становить не менше ніж 20 м.

2.3.37 Для КЛ, які прокладають у ґрунті або під водою, треба застосовувати переважно броньовані кабелі. Металеві оболонки цих кабелів повинні мати зовнішнє покриття для захисту від хімічних впливів. Кабелі з іншими конструкціями зовнішніх захисних покриттів (небронь овані) повинні мати необхідну стійкість до механічних впливів у разі прокладання у всіх видах ґрунтів, у разі протягування їх у блоках і трубах, а також стійкість відносно теплових і механічних впливів під час експлуатаційно-ремонтних робіт.

2.3.38 У кабельних спорудах і виробничих приміщеннях за відсутності небезпеки механічних пошкоджень під час експлуатації дозволено прокладати небронь овані кабелі, а за наявності небезпеки механічних пошкоджень треба застосовувати броньовані кабелі або захист кабелів від механічних пошкоджень.

Поза кабельними спорудами дозволено прокладати небронь овані кабелі на недоступній висоті (не менше ніж 2 м); на меншій висоті прокладати небронь овані кабелі дозволено за умови їх захисту від механічних пошкоджень у системах кабельних трубопроводів і коробів.

У разі змішаного прокладання ґрунт – виробниче приміщення або ґрунт – кабельна споруда (за винятком споруд, призначених для прокладання кабелів у ґрунті, наведених у **2.3.39**) треба застосовувати кабелі, стійкі до пошкоджень у ґрунті та до поширювання полум'я залежно від способу прокладання і об'єму неметалевих елементів кабелів у одиницях довжини прокладання (не більше однієї будівельної довжини).

2.3.39 У разі прокладання КЛ у кабельних спорудах, а також у виробничих приміщеннях треба застосовувати кабелі, стійкі до поширювання полум'я.

Допускається застосовувати контрольні кабелі, не стійкі до поширювання полум'я, у випадках, передбачених **2.3.93** цих Правил.

У кабельних спорудах (камерах, колодязях, блоках і трубопроводах), що є елементами лінії, кабелі якої прокладають в ґрунті, допускається застосовувати кабелі, не стійкі до поширювання полум'я.

Металеві оболонки кабелів і металеві поверхні, по яких прокладено кабелі, мають бути захищеними негорючим антикорозійним покриттям.

У разі прокладання КЛ у приміщеннях з агресивним середовищем треба застосовувати кабелі, стійкі до впливу цього середовища.

2.3.40 Для КЛ електростанцій, які забезпечують життєдіяльність і технологічні потреби власне електростанцій, РУ і ПС, потрібно застосовувати кабелі, броньовані сталевою стрічкою, стійкі до поширювання полум'я. На електростанціях і підстанціях застосовувати кабелі з горючою ізоляцією (за ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) ССБТ «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения») заборонено.

КЛ внутрішньої електричної мережі вітрових електростанцій виконують за вимогами до розподільної кабельної мережі.

2.3.41 Для КЛ, які прокладають у кабельних блоках і трубопроводах, треба застосовувати переважно небронь овані кабелі у свинцевій підсиленій оболонці. На ділянках блоків і труб, а також відгалужень від них довжиною до 50 м дозволено прокладати броньовані кабелі у свинцевій або алюмінієвій оболонці без зовнішнього покриття з кабельної пряжі. Для КЛ, які прокладають у трубах, дозволено застосовувати кабелі в пластмасовій або гумовій оболонці.

2.3.42 Для прокладання КЛ у ґрунтах, які містять речовини, що руйнівно діють на оболонки кабелів (солончаки, болота, насипний ґрунт зі шлаками та будівельним сміттям), а також у зонах, небезпечних через вплив електрокорозії, треба застосовувати кабелі зі свинцевими оболонками і посиленим захисним покриттям типів $Б_{Л}$, $Б_{2Л}$ або кабелі з алюмінієвою оболонкою та особливо посиленим захисним покриттям типів $Б_{В}$, $Б_{П}$ (у суцільному вологостійкому пластмасовому шлангу).

2.3.43 Для прокладання КЛ у ґрунтах, які піддаються зсуву, треба застосовувати кабелі з дротяною бронею або вживати заходів щодо усунення зусиль, які діють на кабель у разі зсуву ґрунту (зміцнення ґрунту за допомогою шпунтових рядів тощо).

2.3.44 У місцях перетину КЛ струмків, їхніх заплав, канав і боліт треба застосовувати такі самі кабелі, як і для прокладання в ґрунті (див. також **2.3.74**).

2.3.45 КЛ, які проходять по залізничних мостах, а також по інших мостах з інтенсивним рухом транспорту, потрібно прокладати в системах кабельних коробів або трубопроводів з виконанням вимог **2.3.41** (див. також **2.3.110**).

2.3.46 Для КЛ пересувних механізмів треба застосовувати гнучкі кабелі з гумовою або іншою аналогічною ізоляцією, які витримують багаторазове згинання.

2.3.47 Для КЛ з багатожильними кабелями напругою до 35 кВ, які прокладають під водою, треба застосовувати кабелі з бронею з круглого дроту по можливості однієї будівельної довжини. Для збільшення будівельної довжини дозволено застосовувати одножильні кабелі.

У місцях переходу КЛ із берега в море за наявності сильного морського прибою, у разі прокладання кабелю на ділянках річок із сильною течією і берегами, що зазнають розмивання, а також на великій глибині (до 40–60 м) треба застосовувати кабелі з подвійною металевою бронею або інші кабелі, броня яких може захистити кабель.

Застосовувати кабелі з гумовою ізоляцією в полівінілхлоридній оболонці, а також кабелі в алюмінієвій оболонці без спеціальних водонепроникних покриттів для прокладання у воді заборонено.

У разі прокладання КЛ через невеликі несудноплавні та несплавні річки шириною (разом із затоплюваною заплавою), не більшою ніж 100 м, зі стійкими руслом і дном дозволено застосовувати кабелі зі стрічковою бронею.

Тип і конструкцію кабелів напругою від 110 кВ до 330 кВ для підводного прокладання визначають за проектом залежно від умов застосування.

2.3.48 У разі прокладання КЛ напругою до 35 кВ на вертикальних і похилих ділянках траси з різницею рівнів, яка перевищує допустиму встановлену технічними умовами різницю для кабелів з паперовою нормально імпрегованою ізоляцією, необхідно застосовувати кабелі з нестікаючою ізоляцією, імпрегованою в масі, кабелі зі збіднено-імпрегованою паперовою ізоляцією та кабелі з гумовою або полімерною ізоляцією (див. також **2.3.54**).

На вертикальних і похилих ділянках траси найбільш доцільним є застосування кабелів з ізоляцією із ЗПЕ.

2.3.49 Для мережі змінного струму напругою до 1 кВ та мережі постійного струму напругою до 1,5 кВ кількість жил у кабелі вибирають відповідно до вимог глави 1.7 цих Правил, залежно від системи заземлення мережі та захисту від ураження електричним струмом.

У чотири- і п'ятипровідних мережах змінного струму напругою до 1 кВ необхідно застосовувати чотири- та п'ятижильні кабелі. Прокладати *PEN*- та

PE-провідники окремо від фазних провідників заборонено. У системі заземлення TN-C допускається застосовувати трижильні силові кабелі в алюмінієвій оболонці з використанням їхньої оболонки як *PEN*-провідника, за винятком установок, у яких за нормальних умов експлуатації струм у *PEN*-провіднику становить понад 75 % допустимого тривалого струму фазного проводу. У системі заземлення TN-S дозволено застосовувати чотирижильні силові кабелі в алюмінієвій оболонці із використанням їхньої оболонки як *PE*-провідника.

Дозволено також виконувати чотири- і п'ятипровідну мережу змінного струму напругою до 1 кВ одножильними кабелями, прокладеними поряд один до одного в спільному лотку, коробі чи трубопроводі, якщо ці кабелі не мають броні або металевих екранів.

2.3.50 Тип і конструкцію кабелів напругою від 110 кВ до 330 кВ визначають за проектом залежно від умов застосування, з дотриманням вимог цих Правил та вимог виробника кабельної продукції. Переріз кабелів такої напруги вибирають без перевірки за економічною густиною струму.

2.3.51 У разі застосування одножильних кабелів, конструкція яких не передбачає екранування струмопровідної жили відносно землі, і при цьому кабелі прокладають над поверхнею землі (повітряний кабель), треба виконувати розрахунки напруженості електричного поля (ЕП) промислової частоти, яке створюється КЛ, керуючись СОУ-Н ЕЕ.20.179:2008 «Розрахунок електричного і магнітного полів лінії електропередавання. Методика». Напруженість ЕП на висоті 1,8 м від поверхні ґрунту або підлоги під місцем прокладання КЛ не має перевищувати гранично допустимих значень, наведених у таблиці 2.3.1 для певних територій.

У разі застосування одножильних кабелів будь-якої конструкції і напруги треба виконувати розрахунки індукції магнітного поля (МП) промислової частоти, що створюється КЛ. Індукція МП на висоті 0,5 м від поверхні ґрунту або підлоги над трасою проходження КЛ не має перевищувати тимчасових гранично допустимих рівнів, наведених у таблиці 2.3.2 для певних територій.

Таблиця 2.3.1 – Гранично допустимі значення напруженості електричного поля для ліній електропередавання

Територія, на якій регламентують рівень ЕП промислової частоти	Напруженість ЕП, кВ/м
Усередині житлових приміщень	0,5
Територія зони житлової забудови	1
Населена місцевість поза зоною житлової забудови (землі в межах міста з урахуванням перспективного розвитку на 10 років, приміські та зелені зони, курорти, землі селищ міського типу в межах селищної межі і сільських населених пунктів у межах цих пунктів), а також території городів і садів	5
Територія перетину КЛ з автомобільними шляхами I–IVкатегорії	10
Ненаселена місцевість (незабудована територія, доступна для людей і транспорту) та сільськогосподарські угіддя	15
Важкодоступна місцевість (недоступна для транспорту та сільськогосподарських машин) та ділянки, спеціально відгороджені для унеможливлення доступу людей	20

Таблиця 2.3.2 – Тимчасові гранично допустимі рівні індукції магнітного поля над трасою проходження КЛ

Територія, на якій регламентують рівень МП промислової частоти	Індукція МП, мкТл
Усередині житлових приміщень	0,5
На віддалі 50 см від стін житлових приміщень і від побутових електричних приладів	3*
Територія зони житлової забудови	10
Населена місцевість поза зоною житлової забудови (землі в межах міста з урахуванням перспективного розвитку на 10 років, приміські та зелені зони, курорти, землі селищ міського типу в межах селищної межі і сільських населених пунктів у межах цих пунктів), а також території городів і садів	20
Ненаселена місцевість (незабудована територія, яку відвідують люди, доступна для транспорту) та сільськогосподарські угіддя	50
* Гранично допустимі рівні застосовують для кабелів та електропроводок, прокладених у стінах.	

Під час прокладання КЛ у поселеннях (ДБН 360-92** «Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень») індукція МП КЛ з одножильними кабелями напругою 6 кВ і вище, прокладених під землею, має становити на сельбищній території поселень не більше ніж 10 мкТл на висоті 0,5 м над поверхнею ґрунту.

З'ЄДНАННЯ ТА ОКІНЦЮВАННЯ КАБЕЛІВ

2.3.52 Під час з'єднання та окінцювання силових кабелів треба застосовувати конструкції муфт, які відповідають умовам їх роботи та навколишнього середовища. З'єднання та окінцювання на КЛ має бути виконано таким чином, щоб кабелі були захищеними від проникнення в них вологи та інших шкідливодіючих речовин з навколишнього середовища і щоб з'єднання та окінцювання витримували випробувальні напруги згідно з чинними нормами експлуатації КЛ.

2.3.53 Для з'єднувальних і стопорних муфт КЛМ низького тиску необхідно застосовувати тільки латунні або мідні муфти.

Довжину секцій і місця встановлення стопорних муфт на КЛМ низького тиску визначають з урахуванням підживлення КЛ маслом у нормальному та перехідному теплових режимах.

Стопорні та напівстопорні муфти на КЛМ треба розміщувати в кабельних колодязях; з'єднувальні муфти, у разі прокладання кабелів у ґрунті, необхідно розміщувати в камерах, які підлягають подальшому засипанню просіяною землею або піском.

У районах з електрифікованим транспортом (метрополітени, трамваї, залізниці) або з агресивними стосовно металевих оболонок і муфт КЛ ґрунтами з'єднувальні муфти мають бути доступними для контролю.

2.3.54 На КЛ із кабелями з нормально імпрегованою паперовою ізоляцією і кабелями з нестікаючою ізоляцією, імпрегованою в масі, кабелі треба з'єднувати за допомогою стопорно-перехідних муфт, якщо рівень прокладання кабелів з імпрего-

ваною паперовою ізоляцією є вищим від рівня прокладання кабелів з нестікаючою ізоляцією, імпрегованою в масі (див. також **2.3.48**).

2.3.55 На КЛ напругою понад 1кВ із гнучкими кабелями з гумовою ізоляцією у гумовому шлангу кабелі треба з'єднувати гарячою вулканізацією з покриттям вологостійким лаком.

2.3.56 На КЛ напругою понад 1 кВ із кабелями з ізоляцією із ЗПЕ для усіх видів муфт (з'єднувальних, кінцевих, перехідних, екранороздільних тощо) потрібно застосовувати тільки муфти з системою вирівнювання напруженості ЕП.

2.3.57 Кількість з'єднувальних муфт на 1 км силових КЛ нового будівництва має бути не більше ніж:

– з трижильними кабелями 1–10 кВ перетином до 3×95 мм^2 – 4 шт.;
– з трижильними кабелями 1–10 кВ перетинами 3×120–3×240 мм^2 – 5 шт.;
– з трижильними кабелями 20–35 кВ – 6 шт.;
– з одножильними кабелями 6–35 кВ – 2 шт.

В обмежених умовах, за великої насиченості комунікаціями, за відповідного технічного обґрунтування, кількість муфт може бути збільшено.

Для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ кількість з'єднувальних та екранороздільних муфт визначають за проектом із урахуванням, по можливості, максимальної будівельної довжини кабелю.

Кількість муфт для кабелів напругою до 1 кВ змінного струму та до 1,5 кВ постійного струму не нормують.

Використовувати маломірні відрізки кабелів для спорудження КЛ значної довжини (понад 1 км) заборонено.

ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У ҐРУНТІ

2.3.58 Прокладати кабелі, незалежно від місця і способу прокладання, типу ізоляції і номінальної напруги, треба за температури зовнішнього середовища, вищої ніж 0 °С.

За температури, нижчої ніж 0 °С, дозволено прокладати кабелі з паперовою просоченою, пластмасовою і гумовою ізоляцією і оболонкою тільки після попереднього підігрівання кабелю перед прокладанням і здійснення прокладання в найкоротший термін, зазначений підприємством-виробником.

Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену допускається прокладати без попереднього підігрівання за температури зовнішнього середовища, не нижчої ніж мінус 15 °С, для кабелів з оболонкою із полівінілхлоридного пластика і не нижчої ніж мінус 20 °С – для кабелів з оболонкою із поліетилену.

Прокладати кабелі за температури, нижчої ніж мінус 30 °С, не рекомендовано.

Прокладають кабелі безпосередньо в ґрунті в траншеях на відстані від стінок траншеї, не меншій ніж 0,1 м, з підсипанням під кабель шару ґрунту товщиною 0,1 м, який має складатися з просіяного ґрунту без камінців, будівельного сміття та шлаку. Таким самим ґрунтом спочатку засипають кабель до висоти 0,1 м від верху кабелю або кабельної групи.

Для підсипання та засипання кабелів з ізоляцією із ЗПЕ потрібно застосовувати піщано-гравійну суміш. Залежно від стану ґрунту можна використовувати також піщано-цементну суміш. Співвідношення піску та гравію (цементу) має бути таким,

щоб теплопровідність цієї суміші відповідала вимогам заводу-виробника кабельної продукції для відповідного струмового навантаження КЛ. Теплофізичні характеристики сумішей визначають за СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова».

У разі прокладання кабелів у залізобетонних лотках, покладених у траншею, піщано-гравійну (піщано-цементну) суміш шаром 0,1 м треба підсипати в лоток під кабель. Після укладання кабелю (групи кабелів) в залізобетонний лоток спочатку засипають кабелі в лотку і пустоти між стінками лотка і траншеї. Відстань початкового засипання від стінок лотка має становити 0,1 м.

Для створення умов природного зволоження ґрунту навколо кабелів (див. також **2.3.67**) треба використовувати бокові стінки залізобетонних лотків з прорізами або захисні залізобетонні плити укладати на шар ґрунту, вищий від рівня стінок лотка на 0,1 м.

У ґрунті, яким засипають траншею зверху початкового шару, мають бути відсутніми речовини, які руйнують оболонку кабелю.

До укладання лотків на дно траншеї для запобігання їх просіданню (зрушенню з місця) у процесі експлуатації КЛ під впливом ґрунтових або технічних (аварійних) вод потрібно вирівнювати дно траншеї на площі укладання лотків і підсипати його шаром піску, не меншим ніж 0,1 м.

2.3.59 Кабелі по всій довжині траси КЛ треба захищати від механічних пошкоджень або прокладати над ними сигнальні пластмасові стрічки.

Для КЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ потрібно зверху початкового шару ґрунту укладати залізобетонні плити товщиною, не меншою ніж 0,05 м, та шириною, за якої плити будуть виступати за крайні кабелі не менше ніж на 0,05 м. Над плитами по центру траншеї потрібно укладати одну сигнальну стрічку на висоті 0,25 м від площини захисних плит.

Для КЛ напругою до 20 кВ потрібно зверху початкового шару ґрунту прокладати сигнальні стрічки на висоті 0,25 м від верху кабелю або на такій самій висоті укладати один шар глиняної цегли (без порожнин) поперек траси, або полімерні листи відповідної міцності.

Використовувати глиняну цеглу або полімерні листи для захисту кабелів напругою до 20 кВ від механічних пошкоджень треба лише на ділянках траси, де за наявності інших підземних комунікацій можливі часті розкопування.

У разі розташування в траншеї лише одного кабелю сигнальну стрічку прокладають по осі кабелю. За більшої кількості кабелів краї стрічки (або стрічок) мають виступати за крайні кабелі не менше ніж на 0,05 м.

Для КЛ напругою до 20 кВ, які живлять струмоприймачі категорії I та особливої групи категорії I, і КЛ, які прокладають від ПС до розподільних пунктів (РП) або трансформаторних пунктів (ТП), потрібно укладати додаткову сигнальну стрічку по центру траншеї на висоті 0,25 м від основної стрічки (стрічок).

У разі використання глиняної цегли для захисту кабелю в траншеї, ширина якої є меншою ніж 0,25 м, дозволено укладати цеглу вздовж траси КЛ.

2.3.60 Прокладати КЛ в траншеї треба на глибину від планувальної відмітки території, не меншу ніж:

- 0,7 м – для КЛ напругою до 20 кВ;
- 1,0 м – для КЛ напругою 27 кВ і 35 кВ;

– 1,5 м – для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ.

Прокладання КЛ на більшу глибину необхідно обґрунтовувати при розробленні проекту.

Прокладати КЛ напругою до 20 кВ через орні землі та на перетинах вулиць і майданів треба на глибину, не меншу ніж 1 м. За такої глибини прокладання КЛ орні землі можна використовувати під посіви.

На уводах КЛ до споруд, а також у місцях їх перетину з підземними спорудами дозволено зменшувати глибину закладання кабелів на ділянках довжиною до 5 м за умови захисту кабелю від механічних пошкоджень. Для КЛ напругою до 35 кВ дозволено зменшувати глибину до 0,5 м, для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ – до 1 м.

Відстань по горизонталі в просвіті між крайнім кабелем у траншеї і краєм підземної частини фундаментів наземних будівель і споруд має дорівнювати глибині прокладання кабелю, але бути не менше ніж 0,6 м. Щодо відстані до підземних частин опор ПЛ див. **2.3.67**.

Відстань від стін тунелів і комунікаційних колекторів має бути не менше ніж 0,5 м.

Прокладати кабелі в траншеях під фундаментами будівель і споруд заборонено.

2.3.61 У разі прокладання в траншеї двох КЛ відстань між ними визначають як відстань у просвіті між кабелями двох КЛ з багатожильними кабелями або як відстань у просвіті між крайнім кабелем однієї КЛ з одножильними кабелями і найближчим кабелем іншої КЛ з одножильними чи багатожильними кабелями.

Відстань між КЛ у траншеї має становити не менше ніж:

– 0,1 м – між силовими кабелями напругою до 10 кВ, а також між ними і контрольними кабелями;

– 0,25 м – між кабелями напругою від 20 кВ до 35 кВ, а також між ними і кабелями напругою, меншою ніж 20 кВ;

– 0,5 м – між кабелями напругою від 110 кВ до 330 кВ. Відстань між КЛМ та іншими кабелями має становити 0,5 м за умови розділення трас КЛ залізобетонними плитами, установленими на ребро.

Відстань між кабелями напругою до 35 кВ, які обслуговують різні організації, або відстань від силових кабелів такої напруги до кабелів зв'язку має бути не менше ніж 0,5 м. Цю відстань дозволено зменшувати до 0,25 м з урахуванням місцевих умов і на підставі розрахунків електромагнітного впливу на кабелі зв'язку. При цьому має бути забезпеченим захист від пошкоджень у разі короткого замикання в одному із кабелів (прокладання в трубах, стійких до поширювання полум'я).

Відстань між контрольними кабелями між собою та кабелями зв'язку не нормують.

2.3.62 У разі прокладання КЛ у зоні насаджень відстань від кабелів до стовбурів дерев має бути не менше ніж 1,5 м. Дозволено за погодженням з організацією, у віданні якої перебувають зелені насадження, зменшувати цю відстань за умови прокладання кабелів у трубах методом підкопування чи горизонтального буріння.

У разі прокладання КЛ у межах зеленої зони з чагарниковими насадженнями зазначені відстані дозволено зменшувати до 0,75 м.

2.3.63 У разі прокладання КЛ будь-якої напруги паралельно з трубопроводами відстані між ними по горизонталі в просвіті мають бути не менше ніж:

– 0,5 м – до водопроводів діаметром до 300 мм;

– 1,0 м – до водопроводів діаметром понад 300 мм, а також до трубопроводів із рідинами, прокладених без каналів;

– 0,5 м – до трубопроводів каналізації, дренажу і водостоків;

– 1,0 м – до газопроводів низького тиску (до 0,049 МПа);

– 1,5 м – до газопроводів середнього тиску (понад 0,049 МПа до 0,294 МПа);

– 2,0 м – до газопроводів високого тиску (понад 0,294 МПа до 0,588 МПа);

– 3,0 м – до газопроводів високого тиску (понад 0,588 МПа до 1,177 МПа);

– 1,0 м – до стінок каналу теплопроводів.

Теплопровід на всій ділянці зближення з КЛ повинен мати таку теплоізоляцію, щоб додаткове нагрівання від теплопроводу в місці прокладання кабелю в будь-яку пору року не перевищувало 10 °С для КЛ напругою до 20 кВ і 5 °С для КЛ напругою понад 20 кВ.

Паралельно прокладати кабелі над і під трубопроводами заборонено.

На територіях стисненої забудови дозволено зменшувати відстань між кабелями і трубопроводами, крім трубопроводів з газами і горючими рідинами, до відстані:

– 0,25 м – у разі прокладання кабелів напругою до 35 кВ у трубах;

– 0,5 м – у разі прокладання кабелів напругою до 35 кВ без спеціального захисту;

– 0,5 м – у разі прокладання кабелів напругою від 110 кВ до 330 кВ на ділянках зближення довжиною, не більшою ніж 50 м, за умови влаштування захисної залізобетонної стінки між кабелями і трубопроводом.

2.3.64 У разі прокладання КЛ напругою до 330 кВ паралельно із залізничними коліями в зоні їх відчуження відстань від КЛ до осі залізничної колії має бути не менше ніж 3 м, а для електрифікованої залізниці – не менше ніж 10,75 м. На територіях стисненої забудови дозволено зменшувати зазначені відстані, якщо кабелі на всій ділянці зближення прокладають у кабельних спорудах. Якщо на ділянці зближення з електрифікованими залізницями на постійному струмі кабелі прокладають у блоках або трубах, то блоки і труби мають бути неметалевими (азбестоцементними, керамічними, пластмасовими тощо).

2.3.65 У разі прокладання КЛ паралельно з трамвайними лініями відстань від КЛ до осі трамвайної колії має бути не менше ніж 2,75 м. На територіях стисненої забудови цю відстань дозволено зменшувати за умови, що кабелі на всій ділянці зближення буде прокладено в неметалевих блоках або трубах, зазначених у **2.3.64**.

2.3.66 У разі прокладання КЛ паралельно з автомобільними дорогами категорій ІА, ІБ та ІІ КЛ треба прокладати із зовнішнього боку кювету або підошви насипу на відстані, не меншій ніж 1 м від брівки або не меншій ніж 1,5 м від бортового каменя. Зменшувати зазначену відстань можна з урахуванням вимог ДБН В.2.3-4:2015 «Автомобільні дороги. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво».

2.3.67 Відстань по горизонталі в просвіті від крайнього кабелю КЛ до підземних частин і заземлювачів опор ПЛ напругою понад 1 кВ, захищених тросами, має бути не меншою ніж 7 м. Допускається зменшувати цю відстань до 5 м за умови прокладання кабелів у залізобетонних лотках на ділянці зближення (плюс 5 м у кожен бік). Залізобетонні лотки КЛ не повинні мати прорізів з боку заземлювачів опор.

Аналогічна відстань від КЛ до підземних частин безтросових опор ПЛ напругою понад 1 кВ має бути не менше ніж 6 м. Допускається зменшувати цю відстань до

3 м за умови прокладання кабелю в залізобетонних лотках і за умов, визначених для тросових опор.

На територіях стисненої забудови відстань від КЛ до підземних частин і заземлювачів окремих опор ПЛ напругою понад 1 кВ дозволено зменшувати до 2 м за умови прокладання КЛ в залізобетонних лотках.

Відстань по горизонталі в просвіті від КЛ до підземної частини опори ПЛ напругою до 1 кВ, до опори контактної електромережі або до опори зв'язку має бути не менше ніж 1 м, а в разі прокладання кабелю на ділянці зближення в неметалевій трубі достатньої механічної міцності – 0,5 м.

На територіях стисненої забудови електростанцій і підстанцій дозволено прокладати КЛ на відстанях, не менших ніж 0,5 м, від підземної частини опор повітряних гнучких зв'язків (струмопроводів) і ПЛ напругою понад 1 кВ, якщо заземлювачі цих опор приєднано до заземлювачів підстанцій або РУ.

У разі повітряно-кабельного з'єднання (див. **2.3.68**) місце з'єднання заземлювального провідника конструкції (опори) і її заземлювача має знаходитися з протилежного боку конструкції по відношенню до місця підведення кабелів. Гілки заземлювача необхідно спрямовувати в напрямках під кутом, не меншим ніж 90° від напрямку підведення кабелів. Кабелі, які прокладають у ґрунті, потрібно укладати в залізобетонні лотки без прорізів на відстані, не меншій ніж 7 м від місця виходу кабелів на конструкції ПКЗ. Біля місця виходу кабелів із лотків лотки можна встановлювати під іншим кутом до поверхні ґрунту.

2.3.68 У місцях переходу ПЛ у кабельну вставку напругою від 35 кВ до 330 кВ треба виконувати ПКЗ або перехідний пункт (ПП).

Кабельні вставки до ПЛ треба захищати від перенапруг згідно з главою 4.2 цих Правил. Ізолюючі оболонки кабелів мають бути захищеними від наведеної на їх екранах напруги. Захист виконують відповідно до вимог **2.3.124**.

Допускається не захищати кабельні вставки в ПЛ напругою до 1 кВ, якщо ПЛ захищено будівлями і спорудами від ураження блискавкою.

Захист КЛ напругою понад 20 кВ між силовим трансформатором і шинами РУ, до якої приєднано ПЛ, виконують відповідно до **4.2.174** глави 4.2 цих Правил.

Захист кабельної вставки кінцевої напругою до 20 кВ на ділянці підходу ПЛ такої самої напруги до ПС виконують відповідно до **4.2.177** глави 4.2 цих Правил.

Повітряно-кабельне з'єднання в частині ізоляційних відстаней від струмовідних частин виконують за вимогами до відкритих розподільних установок (ВРУ) напругою понад 1 кВ. Апарати і кабельні муфти ПКЗ треба розміщувати на конструкціях опор ПЛ таким чином, щоб вони не заважали обслуговуванню ізоляційних елементів ПЛ без зняття напруги.

Перехідний пункт улаштовують відповідно до глави 4.2 цих Правил. Обладнання ПП установлюють відповідно до проекту.

2.3.69 У разі перетину силовими КЛ інших КЛ вони мають бути розділеними шаром ґрунту товщиною, не меншою ніж 0,5 м. Цю відстань на територіях стисненої забудови для кабелів напругою до 35 кВ можна зменшувати до 0,15 м за умови відділення кабелів на всій ділянці перетину плюс 1 м у кожен бік плитами або трубами з бетону або іншого однакового за міцністю матеріалу; при цьому кабелі зв'язку треба розташовувати вище від силових кабелів.

Якщо КЛ перетинають кабельні тунелі і канали на відстані 0,15 м над кабельною спорудою, то в цьому разі слід додержуватися вимог до перетину підземних споруд згідно з **2.3.60**. Допускається перетин КЛ здійснювати під кабельним каналом на відстані 0,15 м.

2.3.70 У разі перетину КЛ напругою до 35 кВ трубопроводів, у тому числі нафтопроводів і газопроводів, вертикальна відстань від крайніх кабелів до трубопроводу має бути не меншою ніж 0,5 м. Дозволено зменшувати цю відстань до 0,15 м за умови прокладання кабелю в трубах на ділянці перетину, не меншій ніж плюс 2 м у кожен бік.

У разі перетину КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ трубопроводів відстань між ними по вертикалі має бути не менше ніж 1 м. Для стиснених умов дозволено приймати цю відстань не меншою ніж 0,5 м за умови розміщення кабелів у трубах або залізобетонних лотках із кришкою.

2.3.71 У разі перетину КЛ напругою до 35 кВ теплопроводів відстань між кабелями та перекриттям теплопроводу в просвіті має бути не менше ніж 0,5 м, а в стиснених умовах – не менше ніж 0,15 м. При цьому теплопровід на ділянці перетину (плюс по 2 м у кожен бік від крайніх кабелів) повинен мати таку теплоізоляцію, щоб температура землі не підвищувалася більше ніж на 10 °С відносно вищої літньої температури та на 15 °С відносно нижньої зимової.

У разі, коли зазначених умов дотриматися неможливо, дозволено виконувати один з наступних заходів: зменшувати заглиблення кабелів до 0,5 м замість 0,7 м або 1 м (див. **2.3.60**), застосовувати вставки кабелю більшого перерізу або прокладати кабелі під теплопроводом у трубах на відстані від нього, не меншій ніж 0,5 м; при цьому труби треба покладати таким чином, щоб замінювати кабелі можна було без виконання земляних робіт (наприклад, введенням кінців труб у камери).

У разі перетину КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ теплопроводу відстань між кабелями та перекриттям теплопроводу в просвіті має бути не менше ніж 1 м, а в умовах стисненої забудови – не менше ніж 0,5 м. При цьому теплопровід на ділянці перетину (плюс по 3 м у кожен бік від крайніх кабелів) повинен мати таку теплоізоляцію, щоб температура ґрунту не підвищувалася більше ніж на 5 °С у будь-яку пору року.

2.3.72 У разі перетину КЛ залізниць і автомобільних доріг КЛ треба прокладати в тунелях, блоках або трубах по всій ширині зони відчуження залізниць і доріг на глибину, не меншу ніж 1 м від полотна залізниці або дороги та не меншу ніж 0,5 м від дна водовідвідних канав. За відсутності зони відчуження зазначені умови прокладання треба виконувати лише на ділянці перетину плюс по 2 м з обох боків від полотна. Кількість резервних каналів у блоках треба передбачати згідно з **2.3.77**. Кількість резервних труб на перетинах має становити: одна труба для резервного багатожильного кабелю за кількості робочих багатожильних кабелів до трьох або одна труба для кожної КЛ з одножильними кабелями за кількості КЛ, не більшої двох, на перетин. За більшої кількості КЛ на перетин обсяг резервування визначають відповідно до проекту.

У разі перетину КЛ електрифікованих на постійному струмі залізниць блоки та труби мають бути неметалевими. Місце перетину має бути розташованим на відстані, не меншій ніж 10 м від стрілок, хрестовин і місць приєднання до рейок

відвідних кабелів. Перетин КЛ з лініями електрифікованого рейкового транспорту треба виконувати під кутом 75–90° до осі колії.

Кінці блоків і труб мають бути міцно ущільненими водонепроникним матеріалом (наприклад, джутовими плетеними шнурами, змащеними водонепроникною глиною) на глибину, не меншу ніж 0,3 м.

У разі перетину КЛ тупикових рейкових ліній промислового призначення з малою інтенсивністю руху, а також спеціальних рейкових шляхів (наприклад, на сліпах) кабелі треба прокладати переважно в ґрунті.

Якщо існуюча КЛ має перетинати неелектрифіковану залізницю або автодорогу, яка будується, ніяких змін на цій КЛ у місці перетину виконувати не потрібно, крім закладання резервних блоків і труб на випадок ремонту кабелів. Резервні блоки і труби мають бути щільно закритими з торців.

У разі переходу КЛ у ПЛ кабель має виходити на поверхню ґрунту на відстань, не меншу ніж 3,5 м від підошви насипу або краю полотна.

2.3.73 У разі перетину КЛ трамвайних ліній кабелі треба прокладати в ізолюючих блоках або неметалевих трубах з обсягом резервованих каналів і труб згідно з **2.3.72**. Місце перетину треба вибирати на відстані, не меншій ніж 3 м від стрілок, хрестовин і місць приєднання до рейок кабелів відведення струму.

2.3.74 У разі перетину КЛ в'їздів для автотранспорту у двори, гаражі тощо прокладати кабелі треба в трубах. Над трубами на відстані 0,25 м прокладають сигнальну стрічку.

У такий самий спосіб мають бути захищені кабелі КЛ в місцях перетину струмків і канав.

2.3.75 У разі встановлення на КЛ кабельних муфт відстань у просвіті між корпусом кабельної муфти та найближчим кабелем, а також між корпусом муфти та заземленими частинами має бути не меншою від зазначеної виробником муфти. Якщо виробник не зазначає відповідних відстаней, вони мають бути не менше ніж 0,25 м для КЛ напругою до 35 кВ, 0,5 м – для КЛ напругою понад 35 кВ та 0,1 м – між корпусом захисного кожуха муфти та найближчим кабелем.

У разі прокладання КЛ на крутонахилених трасах треба уникати установлення на них кабельних муфт. За необхідності установлення на таких ділянках кабельних муфт (окрім муфт «сухої» конструкції) під ними треба виконувати горизонтальні площадки.

Для забезпечення можливості перемонтажу муфт у разі їхнього пошкодження на КЛ потрібно укладати кабель по обидва боки від муфт із дугою запасу (див. **2.3.125**).

2.3.76 На трасі КЛ небажано мати ділянки з блукаючими струмами небезпечної величини. Якщо змінити трасу неможливо, треба передбачати заходи щодо зменшення впливу блукаючих струмів: застосовувати кабелі з підвищеною стійкістю до впливу електричної корозії, прокладати кабелі в пластмасових трубах, здійснювати активний захист кабелів від дії електрокорозії.

За наявності на трасі ділянок з блукаючими струмами на КЛ відповідно до проекту потрібно встановлювати пункти для контролю значення електрохімічного потенціалу на оболонці кабелю. Для цього використовують переважно місця виходу кабелів на ПС, РП та ТП тощо. Захист кабельних споруд від ґрунтової корозії має задовольняти вимоги ДСТУ-Н Б В.2.6-186:2013 «Настанова щодо захисту будівельних конструкцій будівель та споруд від корозії».

ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У КАБЕЛЬНИХ БЛОКАХ, СИСТЕМАХ КАБЕЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ І ЗАЛІЗОБЕТОННИХ ЛОТКАХ

2.3.77 Для прокладання КЛ з три-, чотири- та п'ятижильними кабелями застосовують будівельні блоки з кабельними каналами, а також системи кабельних трубопроводів з металевих або неметалевих труб. Під час вибору матеріалу для кабельних блоків і трубопроводів треба враховувати рівень ґрунтових вод і їхню агресивність, а також наявність блукаючих струмів (див. також **2.3.76**).

Для КЛ з багатожильними кабелями напругою до 20 кВ конфігурацію розташування каналів у кабельних блоках і допустимі тривалі струми кабелів у каналах треба приймати згідно з **1.3.20** і **1.3.21** глави 1.3 цих Правил.

Для кабелів напругою понад 20 кВ (якщо виникає потреба у використанні блоків) такі дані приймають за рекомендацією виробників кабельної продукції.

Кожен кабельний блок повинен мати до 15 % резервних каналів, але не менше одного каналу.

2.3.78 Для прокладання КЛ з одножильними кабелями застосовувати блоки з металевою арматурою, яка може утворювати замкнутий контур навколо кабелів або металевих трубопроводів із магнітних матеріалів (сталі, чавуну), заборонено. Одножильні кабелі треба прокладати в каналах або трубопроводах з немагнітного матеріалу (наприклад, поліетилену або полівінілхлориду). Пластмасові трубопроводи, які прокладають у ґрунті, треба перевіряти за допустимим механічним навантаженням від дії ваги засипного ґрунту та іншими ваговими навантаженнями (плити, дорожнє покриття тощо). Розміщувати КЛ з одножильними кабелями в каналах блоків і в трубопроводах треба відповідно до **2.3.128**.

Допустимі тривалі струми одножильних кабелів у трубопроводах визначають за даними виробника кабельної продукції та встановленими ним коригувальними коефіцієнтами для умов прокладання кабелів у трубах (див. **2.3.117**).

2.3.79 Глибину закладання в ґрунті кабельних блоків і трубопроводів (крім місць перетину КЛ із підземними спорудами) треба приймати виходячи з місцевих умов, але не меншу від глибини, наведеної в **2.3.60**, рахуючи до верхнього кабелю. Глибину закладання кабельних блоків і трубопроводів на промислових територіях та в підлогах виробничих приміщень не нормують.

2.3.80 Кабельні блоки повинні мати нахил, не менший ніж 0,2 %, у бік кабельних колодязів. Такий самий нахил має бути й під час прокладання кабельних трубопроводів.

2.3.81 У разі прокладання труб для КЛ безпосередньо в ґрунті найменші відстані між кабелями в трубі і між ними та іншими кабелями і спорудами треба приймати такими самими, як і для кабелів, прокладених без труб (див. **2.3.61**).

У разі прокладання КЛ у трубопроводах у підлозі приміщення відстані між кабелями в трубі приймають такі самі, як і під час для прокладання їх у ґрунті.

2.3.82 У місцях, де змінюється напрямок траси КЛ, прокладених у блоках, і в місцях переходу кабелів і кабельних блоків у ґрунт треба споруджувати кабельні колодязі, які забезпечують зручне протягування кабелів і видалення їх із блоків. Такі самі колодязі треба споруджувати також і на прямолінійних ділянках траси на відстані один від одного, зумовленій гранично допустимим натягом кабелів. За

кількості кабелів до десяти і напруги, не вищої ніж 35 кВ, перехід кабелів із блоків у ґрунт дозволено виконувати без кабельних колодязів. При цьому місця виходу кабелів із блоків мають бути ущільненими водонепроникним матеріалом.

З'єднувальні муфти кабелів, прокладених у блоках, мають бути розташованими в колодязях.

2.3.83 Перехід КЛ із блоків і труб у будинки, тунелі, підвали тощо треба виконувати або безпосереднім введенням у них блоків і труб, або спорудженням колодязів чи приямків усередині будинків або камер у їхніх зовнішніх стінах.

Треба передбачати заходи, які унеможливлювали б проникнення через труби або прорізи води та дрібних тварин із траншей у будинки, тунелі тощо (див. також **2.3.133**).

2.3.84 Канали кабельних блоків, труби, вихід з них, а також їхні з'єднання повинні мати оброблену та очищену поверхню для запобігання механічним пошкодженням оболонок кабелів під час протягування. На виходах кабелів із блоків у кабельні споруди і камери треба передбачати заходи, які запобігають пошкодженню оболонок від стирання і розтріскування (застосування еластичних підкладок, дотримання необхідних радіусів згинання тощо).

2.3.85 У разі високого рівня ґрунтових вод на території ВРУ треба віддавати перевагу надземним і наземним способам прокладання кабелів (у кабельних лотках і драбинах або в коробах). Наземні лотки і плити для їх покриття треба виконувати із залізобетону (без прорізів у стінках лотків). Лотки треба покладати на спеціальних бетонних підкладках по спланованій трасі з нахилом, не меншим ніж 0,2 %, таким чином, щоб не перешкоджати стіканню зливових вод. За наявності в днищах наземних лотків прорізів, які забезпечують випуск зливових вод, створювати нахил не потрібно.

У разі застосування наземних кабельних лотків треба забезпечувати проїзд по території ВРУ та під'їзд до кабельного устаткування машин і механізмів, необхідних для виконання ремонтних і експлуатаційних робіт. Для цього треба влаштовувати переїзди через лотки з використанням залізобетонних плит з урахуванням навантаження від транспорту, який проїжджає, зі збереженням розташування лотків на одному рівні. У разі застосування кабельних лотків не дозволено прокладати кабелі під дорогами і переїздами в трубах, каналах і траншеях, розташованих нижче від лотків.

Вихід кабелів з лотків до шаф керування і захисту дозволено виконувати в трубах, не заглиблених у землю, або в кабельних коробах прямокутного перерізу.

Розміри коробів та їх кількість визначають за проектом.

Прокладати кабельні перемички в межах однієї ланки ВРУ дозволено в траншеї. У цьому випадку захищати кабелі трубами в разі підведення їх до шаф керування і релейного захисту не обов'язково. Захищати кабелі від механічних пошкоджень дозволено в інший спосіб – із застосуванням кутника, швелера тощо.

На території ВРУ підстанцій напругою від 220 кВ до 750 кВ у разі прокладання кабелів у наземних залізобетонних лотках потрібно розділяти перегородками КЛ різних класів напруги та призначення за такими групами:

– КЛ напругою понад 1 кВ;
– КЛ напругою до 1 кВ;
– КЛ оперативного струму;

– контрольні кабелі та кабелі зв'язку.

У місцях перетину КЛ кабельних трас необхідно застосовувати багаторівневі лотки.

ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У КАБЕЛЬНИХ СПОРУДАХ

2.3.86 Вимоги до технологічної частини прокладання КЛ у кабельних спорудах викладено в **2.3.87–2.3.96**, вимоги до будівельної частини кабельних споруд – у **2.3.144–2.3.160.**

2.3.87 Кабельні споруди всіх видів треба виконувати з урахуванням можливості додаткового прокладання кабелів у кількості 15 % від кількості кабелів, передбаченої проектом (заміна кабелів у процесі монтажу, додаткове прокладання за наступної експлуатації тощо).

2.3.88 У кабельних спорудах КЛ прокладають переважно цілими будівельними довжинами, уникаючи по можливості розміщення з'єднувальних муфт. За необхідності встановлення з'єднувальних муфт у кабельних спорудах треба передбачати окремі полиці для кожної муфти на опорах кабельних конструкцій. На ділянці траси КЛ з прохідним тунелем, який переходить у напівпрохідний тунель або у непрохідний канал, з'єднувальні муфти треба розміщувати в прохідному тунелі.

Конструкції, на які укладають кабель, мають бути виконаними таким чином, щоб уникнути пошкодження оболонок кабелю.

2.3.89 Розміщувати кабелі в спорудах треба в такій послідовності:

а) контрольні кабелі та кабелі зв'язку треба розміщувати лише під або над силовими кабелями; при цьому їх треба відокремлювати перегородкою. У місцях перетину і відгалуження допускається прокладати контрольні кабелі і кабелі зв'язку над і під силовими кабелями;

б) контрольні кабелі дозволено прокладати поруч із силовими кабелями напругою до 1 кВ;

в) силові кабелі напругою до 1 кВ прокладають переважно над кабелями напругою вище 1 кВ; при цьому їх треба відокремлювати перегородкою;

г) різні групи кабелів: робочі та резервні кабелі напругою понад 1 кВ від генераторів, трансформаторів тощо та КЛ, які живлять електроприймачі категорії I, треба прокладати переважно на різних горизонтальних рівнях і розділяти перегородками.

У разі двостороннього розміщування кабельних конструкцій кабелі, які живлять електроприймачі категорії I, треба прокладати на консолях протилежних сторін;

д) розділювальні перегородки, зазначені в підпунктах а), в) і г), повинні мати межу вогнестійкості, не меншу ніж EI 15, і бути виконаними з негорючих матеріалів.

У разі застосування автоматичного пожежогасіння перегородки, зазначені в підпунктах а), в) і г), дозволено не встановлювати.

На кабельних естакадах і галереях з частково закритими стінами, розташованих просто неба, розділювальні перегородки, зазначені в підпунктах а), в) і г), не застосовують. При цьому силові КЛ із взаємним резервуванням (за винятком КЛ до електроприймача особливої групи категорії I) треба прокладати з відстанню

між ними, не меншою ніж 0,6 м. Ці кабелі треба розташовувати в спорудах у такий спосіб:

– на естакадах – по обидва боки підтримувальної конструкції в прогоні (балки, ферми);

– у галереях – по різні боки від проходу.

2.3.90 Кабелі, які прокладають у кабельних спорудах, мають бути стійкими до поширювання полум'я.

2.3.91 КЛМ доцільно прокладати в окремих кабельних спорудах. Дозволено їх прокладати разом з іншими кабелями, якщо їх розміщують у нижній частині кабельної споруди та відокремлюють від інших кабелів горизонтальними перегородками з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 45, виконаними з негорючих матеріалів. Такими самими перегородками потрібно відокремлювати КЛМ одну від одної.

2.3.92 У кабельних спорудах прокладати контрольні і силові кабелі, за винятком неброньованих кабелів зі свинцевою оболонкою, треба по кабельних конструкціях (консолях, кронштейнах).

Найменші відстані між кабельними конструкціями і окремими кабелями в кабельних спорудах у разі одношарового прокладання кабелів без кабельних лотків наведено в таблиці 2.3.3. Габарити проходів між конструкціями наведено в **2.3.145** і **2.3.146.**

Неброньовані кабелі (силові зі свинцевою оболонкою та контрольні) треба прокладати по перфорованих або решітчастих лотках або перегородках (суцільних або несуцільних).

Дозволено прокладати кабелі по дну кабельного каналу за глибини його, не більшої ніж 0,9 м; при цьому відстань між групою силових кабелів напругою понад 1 кВ і групою контрольних кабелів має бути не менше ніж 0,1 м (або ці групи кабелів мають бути розділеними перегородкою з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 15, виконаною з негорючих матеріалів).

Засипати піском силові кабелі, прокладені в каналах, заборонено (винятки див. у 4.8.25 НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок»).

2.3.93 Прокладати контрольні кабелі пучками на лотках і багатошарово в металевих коробах дозволено за дотримання таких умов:

а) зовнішній діаметр пучка кабелів має бути не більшим ніж 0,1 м;

б) висота шарів у одному коробі не має перевищувати 0,15 м; прокладати силові кабелі багатошарово заборонено;

в) у пучках і багатошарово треба прокладати лише кабелі з однотипними оболонками;

г) кріпити кабелі в пучках, багатошарово в коробах, пучки кабелів до лотків треба таким чином, щоб унеможливити деформацію оболонок кабелів під дією власної ваги та пристроїв кріплення;

д) за наявності кабелів, не стійких до поширювання полум'я, усередині коробів необхідно встановлювати вогнеперешкоджувальні ущільнення з вогнестійкістю матеріалу, не меншою ніж EI 45:

1) у місцях виходу коробів у кабельні споруди;

2) на вертикальних ділянках на відстані, не більшій ніж 20 м, а також у місцях прокладання через перекриття;

Таблиця 2.3.3 – Найменші відстані між елементами кабельних конструкцій і окремими кабелями в кабельних спорудах

Відстані	Розміри, мм	
	у тунелях, галереях, естакадах, кабельних поверхах	у кабельних каналах, подвійних підлогах
1 По вертикалі в просвіті між горизонтальними кронштейнами корисною довжиною до 0,5 м:		
– для кабелів до 10 кВ (крім п. 2), прокладених за схемою «у площині»	200	150
– те саме, «у трикутнику»	250	200
– для кабелів від 20 кВ до 35 кВ, прокладених за схемою «у площині»	250	200
– те саме, «у трикутнику»	300	250
– для кабелів від 110 кВ до 330 кВ, прокладених за схемою «у площині»	250	250
– те саме, «у трикутнику»	350	300
2 По вертикалі в просвіті між горизонтальними кронштейнами для кабелів до 1 кВ перерізом до 3 × 25 мм², кабелів зв'язку та контрольних кабелів	100	100
3 Між опорними конструкціями (кронштейнами) по довжині споруди	Від 800 до 1000	
4 По вертикалі і горизонталі в просвіті між одиничними одножильними кабелями напругою до 35 кВ, у тому числі в кабельних шахтах	Діаметр кабелю і більше	
5 По горизонталі в просвіті між контрольними кабелями і кабелями зв'язку, у тому числі в кабельних шахтах	Не нормують	
6 По горизонталі в просвіті між одножильними кабелями напругою від 6 кВ до 330 кВ, прокладеними за схемою «у площині»	Діаметр кабелю і більше	

3) на горизонтальних ділянках через кожні 30 м, а також у місцях прокладання крізь стіни і перегородки та в місцях розгалуження в інші короби головних потоків кабелів.

Місця вогнеперешкоджувальних ущільнень КЛ позначають червоними смугами на зовнішніх стінках коробів;

е) у разі прокладання пучків кабелів через перегородки, перекриття, а також крізь стіни кабелі треба розташовувати переважно в один ряд, відокремлюючи кожний ряд від наступного негорючими матеріалами товщиною, не меншою ніж 0,02 м;

ж) у кожному напрямку кабельної траси треба передбачати запас ємкості, не менший ніж 15 % від загальної ємкості коробів.

2.3.94 КЛМ низького тиску та одножильні кабелі з пластмасовою ізоляцією треба кріпити на металевих конструкціях таким чином, щоб унеможливити

утворення навколо кабелів замкнутих магнітних контурів; відстань між місцями кріплення має бути не більше ніж 1 м.

Сталеві трубопроводи КЛМ високого тиску можна прокладати на опорах або підвішувати на підвісках; відстань між опорами або підвісками визначають за проектом КЛМ. Навантаження на опори від ваги трубопроводу не мають призводити до будь-яких переміщень або руйнувань фундаментів опор. Кількість опор і місця їх розташування визначають за проектом.

Механічні опори та кріплення розгалужувальних пристроїв на КЛМ високого тиску мають запобігати розгойдуванню труб розгалужень, утворенню замкнутих магнітних контурів навколо них. У місцях кріплення або доторкання до опор треба передбачати ізолювальні прокладки.

2.3.95 На з'єднувальних муфтах силових кабелів напругою від 6 кВ до 330 кВ у колекторах, тунелях, кабельних поверхах і каналах необхідно встановлювати спеціальні захисні металеві або полімерні кожухи для локалізації пошкоджень, які можуть виникнути в разі електричних пробоїв у муфтах.

2.3.96 Кінцеві муфти на КЛМ високого тиску треба розміщувати в приміщеннях за температури повітря, яка має бути не нижче ніж 0 °С. Якщо температура повітря в приміщенні стає меншою ніж 0 °С, то його треба обладнувати автоматичними обігрівачами.

ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У ВИРОБНИЧИХ ПРИМІЩЕННЯХ

2.3.97 У разі прокладання КЛ у виробничих приміщеннях треба виконувати такі вимоги:

– кабелі мають бути доступними для ремонту і огляду. Кабелі (у тому числі броньовані), розташовані в місцях, де переміщують механізми, устаткування, вантажі і транспорт, мають бути захищеними від пошкоджень відповідно до вимог, наведених у **2.3.99**;

– відстань між кабелями має відповідати відстані, наведеній у таблиці 2.3.3;

– відстань між паралельно прокладеними силовими кабелями та різними трубопроводами і газопроводами має бути не меншою від відстані, наведеної у **2.3.63**. За менших відстаней наближення, а також на перетинах з трубопроводами кабелі треба захищати від механічних пошкоджень трубами або кожухами достатньої механічної міцності на всій ділянці перетину (плюс по 0,5 м з кожного боку), а в необхідних випадках – від перегрівання;

– перетинати КЛ проходи треба на висоті, не меншій ніж 1,8 м від підлоги;

– паралельно прокладати КЛ над і під маслопроводами і трубопроводами з горючою рідиною заборонено.

2.3.98 Прокладати КЛ в подвійній підлозі та міжповерхових перекриттях треба в кабельних каналах або трубопроводах; закладати в них кабелі наглухо не дозволено. Прокладати КЛ через перекриття та крізь внутрішні стіни треба в трубах або прорізах; після прокладання КЛ зазори в трубах і прорізах потрібно ущільнювати легкопробивним негорючим матеріалом на всю товщину будівельних конструкцій.

Прокладати КЛ у вентиляційних каналах заборонено. Дозволено перетинати ці канали одиничними КЛ з три-, чотири- або п'ятижильними кабелями, укладеними в сталеві труби.

Відкрите прокладання кабелю по сходових клітках заборонено.

2.3.99 Кабелі всередині приміщень і ззовні в місцях, де можливі механічні пошкодження (пересування автотранспорту, вантажів і механізмів, доступ невиробничого персоналу) треба захищати до безпечної висоти, але не меншої ніж 2 м від рівня ґрунту або підлоги та на глибині 0,3 м. В електричних приміщеннях і технологічних цехах такий захист не обов'язковий.

ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ ПІД ВОДОЮ

2.3.100 У разі перетину КЛ річок, каналів та інших водойм їх треба прокладати переважно на ділянках із дном і берегами, які зазнають незначного розмивання (перетин струмків див. у **2.3.74**). У разі прокладання КЛ через річки з нестійким руслом і берегами, які зазнають розмивання, заглиблення їх у дно передбачають з урахуванням місцевих умов. Глибину закладання КЛ визначають за проектом. Прокладати КЛ в зонах пристаней, гаваней, поромних переправ, а також зимових регулярних стоянок суден і барж небажано.

2.3.101 У разі прокладання КЛ у морі треба враховувати дані про глибину, швидкість і характер переміщення води в місці прокладання, пануючі вітри, профілі та хімічний склад дна та води.

2.3.102 Прокладати КЛ по дну моря треба таким чином, щоб у нерівних місцях вони не перебували у висячому положенні; гострі виступи дна мають бути усунутими. Мілину, кам'яні пасма та інші підводні перешкоди на трасі треба обходити або передбачати в них траншеї або проходи.

2.3.103 У разі перетину КЛ річок, каналів, заток, лиманів, озер та інших водойм кабелі напругою до 35 кВ треба заглиблювати в дно на глибину, не меншу ніж 1 м; кабелі напругою від 110 кВ до 330 кВ на прибережних і мілководних ділянках, а також на судноплавних і сплавних шляхах – на глибину 2 м.

У водоймах, де періодично виконують днопоглиблювальні роботи, КЛ треба заглиблювати у дно до відмітки, на якій не відчувається вплив робіт, які провадять.

У разі прокладання КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ на судноплавних річках і каналах для захисту їх від механічних пошкоджень треба заповнювати траншеї мішками з піском з наступним накиданням каменів.

2.3.104 Відстань між багатожильними кабелями, заглиблюваними в дно річок, каналів тощо із шириною водойми до 100 м, потрібно приймати не меншою ніж 0,25 м.

КЛ, які будують під водою, треба прокладати на відстані від діючих КЛ, не меншій ніж 1,25 глибини водойми, обчисленої для багаторічного середнього рівня води, але не меншої ніж 20 м.

У разі прокладання КЛ з одножильними кабелями під водою на глибину 5–15 м і за швидкості течії, яка не перевищує 1 м/с, відстані між окремими фазами (без спеціальних кріплень фаз між собою, наприклад, «у трикутник») треба приймати не меншими ніж 0,5 м, а відстані між крайніми кабелями паралельних КЛ – не меншими ніж 5 м.

У разі прокладання КЛ під водою на глибину, більшу ніж 15 м, а також за швидкості течії, більшої ніж 1 м/с, відстані між окремими фазами та лініями приймають відповідно до проекту.

Занурювати КЛ з одножильними кабелями під воду треба одночасно трьома кабелями з трьох барабанів, щоб не збільшувати проектні відстані між кабелями під водою і не погіршувати пропускну спроможність КЛ. Можна прокладати по одному кабелю в попередньо підготовлену (розмиту) підводну траншею з наступним укладанням кабелів водолазами перед замиванням траншеї відповідно до проекту.

Відстань по горизонталі від КЛ, прокладених по дну річок, каналів та інших водойм, до трубопроводів (нафтопроводів, газопроводів тощо) треба визначати при розробленні проекту залежно від виду днопоглиблювальних робіт, виконуваних під час прокладання трубопроводів і кабелів; відстань має бути не менше ніж 50 м. Дозволено зменшувати цю відстань до 15 м за погодженням з організаціями, у віданні яких перебувають КЛ і трубопроводи.

2.3.105 На берегах без удосконалених набережних у місці кабельного переходу під водою на кожному березі треба передбачати резерв кабелю довжиною, не меншою ніж 10 м, у разі прокладання через річку та 30 м – у разі прокладання по дну моря. Резерв кабелю укладають у вигляді «вісімки». На вдосконалених набережних кабелі треба прокладати в трубах. У місці виходу КЛ треба влаштовувати кабельні колодязі. Верхній кінець труби має входити в береговий колодязь, а нижній – перебувати на глибині, не меншій ніж 1 м від найменшого рівня води. На берегових ділянках труби мають бути міцно ущільненими водонепроникним матеріалом.

2.3.106 Проти оголення КЛ у разі льодоходів і повеней у місцях, де русло та береги зазнають розмивання, необхідно вживати заходів для зміцнювання берегів (замощування, відбійні дамби, палі, шпунти, плити тощо).

2.3.107 Перетинати КЛ між собою під водою заборонено.

2.3.108 Кабельні підводні переходи судноплавних водойм треба позначати на берегах сигнальними знаками відповідно до Правил судноплавства на внутрішніх водних шляхах України, затверджених наказом Міністерства транспорту України від 16.02.2004 № 91, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 12.07.2004 р. за № 872/9471.

2.3.109 У разі прокладання під водою трьох і більше КЛ з багатожильними кабелями напругою до 35 кВ треба передбачати один резервний кабель на кожні три робочі кабелі. У разі прокладання під водою КЛ з одножильними кабелями (за винятком КЛ офшорних вітроелектростанцій (ВЕС)) треба передбачати резерв: для однієї КЛ – один кабель, для двох КЛ – два, для трьох і більше КЛ – за проектом, але не менше двох. Резервні кабелі треба прокладати таким чином, щоб їх можна було використовувати замість кожного з діючих робочих кабелів.

Потребу в прокладанні резервних кабелів офшорних ВЕС, установлених у відкритому морі, і кабелів, прокладених методом горизонтально направленого буріння, визначають проектом.

ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ ПО СПЕЦІАЛЬНИХ СПОРУДАХ

2.3.110 Відповідно до ДБН В.2.3-14:2006 «Споруди транспорту. Мости та труби. Правила проектування» допускається по мостах прокладати КЛ таким чином, щоб забезпечити умови для нормальної експлуатації мосту.

Прокладати транзитом КЛ напругою понад 1 кВ по мостах, як правило, не допускається.

За наявності відповідного техніко-економічного обґрунтування допускається прокладання КЛ по мостах у передбачених окремих місцях та в спеціальних конструктивних елементах (кабельні короби, трубопроводи).

Для прокладання КЛ по мостах слід передбачати окремі місця та спеціальні конструктивні елементи (кабельні короби, трубопроводи).

У разі прокладання КЛ під пішохідною частиною моста необхідно перевіряти рівень магнітного поля над місцем її проходження шляхом виконання відповідних розрахунків на етапі виконання проекту. Якщо рівень магнітного поля перевищує гранично допустимий, наведений у таблиці 2.3.2, необхідно передбачати встановлення спеціальних захисних екранів.

Прокладати КЛ під збірними тротуарними блоками та плитами мостів не допускається.

Прокладати КЛ по кам'яних, залізобетонних і металевих мостах треба в системах кабельних коробів, трубопроводів, які належать до класу стійких до поширювання полум'я (для систем кабельних коробів – за ДСТУ 4499-1:2005 «Система кабельних коробів. Частина 1. Загальні вимоги та методи випробування», для систем кабельних трубопроводів – за ДСТУ 4549-1:2006 «Система кабельних трубопроводів. Частина 1. Загальні вимоги та методи випробування»), з розміщенням кожного кабелю в окремому трубопроводі. Необхідно передбачати заходи щодо запобігання стіканню зливових вод по цих трубопроводах. По металевих і залізобетонних мостах і в разі підходу до них кабелі треба прокладати в неметалевих трубах. У місцях переходу КЛ з моста в ґрунт кабелі треба прокладати в таких самих трубах.

Усі КЛ, які прокладають під землею, на металевих і залізобетонних мостах, необхідно електрично ізолювати від металевих частин мосту.

У разі прокладання КЛ з багатожильними кабелями по дерев'яних спорудах (мостах, причалах, пірсах тощо) їх треба прокладати в металевих трубах.

2.3.111 У разі прокладання КЛ по мостах треба вживати заходів для забезпечення охорони мостів, безпеки руху по ньому у випадках пошкоджень кабелю, а також щодо унеможливлення негативного впливу електромагнітного поля КЛ на комунікації зв'язку та інші комунікації, які прокладено по мостах. На всіх залізничних мостах та інших великих мостах мають бути пристрої для вимикання КЛ по обидва боки мосту.

2.3.112 У місцях переходу КЛ через температурні шви мостів, а також у місцях переходу КЛ з конструкцій мостів на їх опори треба вживати заходів для запобігання виникненню механічних зусиль на кабелях.

2.3.113 Прокладати КЛ по греблях, дамбах, пірсах і причалах у земляній траншеї дозволено за товщини шару ґрунту понад 1 м для КЛ напругою до 35 кВ і понад 1,5 м для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ.

2.3.114 Прокладати КЛМ по мостах заборонено.

ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ДЛЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ КАБЕЛІВ З ІЗОЛЯЦІЄЮ ІЗ ЗШИТОГО ПОЛІЕТИЛЕНУ

2.3.115 Вимоги, наведені в **2.3.116–2.3.138**, стосуються особливостей КЛ напругою від 6 кВ до 330 кВ, в яких застосовують кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену (ЗПЕ).

За всіх інших вимог, не зазначених у **2.3.116–2.3.138**, потрібно керуватися вимогами інших пунктів цієї глави.

Прокладати КЛ з кабелями з ізоляцією із ЗПЕ під водою треба за погодженням виробника кабельної продукції.

2.3.116 Застосовувати КЛ з кабелями з ізоляцією із ЗПЕ в електричних мережах з ізольованою нейтраллю треба переважно за умови оснащення мережі засобами селективного захисту від однофазного замикання на землю, які діють на вимикання КЛ з кабелями з ізоляцією із ЗПЕ, пошкодженою однофазним замиканням на землю (див. також **2.3.17**).

Правила експлуатаційного обслуговування кабелів не мають допускати можливості доторкання людини до струмопровідних екранів одножильних кабелів, заземлених з одного кінця (**2.3.124**, способи 2–4), без вимикання КЛ.

2.3.117 Номінальний переріз струмопровідних жил кабелів вибирають за тривало допустимим струмом навантаження нормального режиму, в якому температура нагрівання кабельної жили не перевищує 90 °С. Враховувати перевантажувальні можливості кабелю заборонено.

Тривало допустиме струмове навантаження, яке встановлює виробник кабельної продукції для певних (базових) умов прокладання кабелю, потрібно коригувати з урахуванням конкретних умов прокладання кабелів. Коригування виконують із застосуванням коригувальних коефіцієнтів, передбачених виробником кабельної продукції, або в інший (розрахунковий) спосіб. Відмінність конкретних умов від базових можна визначати, зокрема, за такими параметрами:

– температура середовища (повітря, ґрунту, дна водойм);
– глибина закладання кабелю;
– питомий тепловий опір середовища;
– переріз екрана;
– відстань між кабелями та між групами кабелів;
– кількість КЛ у траншеї;
– діаметр труби для кабелю (якщо прокладання в трубах не враховане в базових умовах);
– відсутність струмового навантаження екранів, якщо схема заземлення екранів відрізняється від базової схеми заземлення екрана з обох боків (коригування виконують за ДСТУ IEC 60287-1-1:2009 «Кабелі електричні. Обчислення номінальної сили струму. Частина 1-1. Співвідношення для обчислення номінальної сили струму (коефіцієнт навантаження 100 %) і обчислення втрат. Загальні положення»).

На ділянці траси, довжина якої дорівнює будівельній довжині кабелю, тривало допустиме струмове навантаження приймають за струмом, визначеним для відрізка траси з найгіршими умовами охолодження, довжина якого перевищує 10 м (див. також **2.3.35**).

2.3.118 Значення тривало допустимого струму навантаження жил кабелю має бути не меншим від очікуваного струму передавання по КЛ, який визначають за даними розвитку електричного навантаження енерговузла на перспективу до 20 років.

Вибраний за умови нормального температурного режиму кабелю номінальний переріз струмопровідної жили перевіряють за умови післяаварійного режиму (**2.3.119**) і режиму короткого замикання (**2.3.120**).

2.3.119 У післяаварійному режимі роботи енерговузла струмопровідна жила може перебувати за температури від 90 °С до 130 °С епізодичної тривалості, яка за рік сумарно не має бути більшою ніж 72 год.

Допустимий струм жили кабелю в післяаварійному режимі розраховують множенням значення тривало допустимого струму жили, визначеного згідно з **2.3.117**, на коефіцієнт 1,17 для кабелів, прокладених у ґрунті, та 1,20 для кабелів, прокладених у повітряному середовищі.

Значення допустимого струму жили в післяаварійному режимі має бути не меншим, ніж очікуване значення струму передавання по КЛ (див. **2.3.118**) разом із додатковим навантаженням КЛ під час аварії в енерговузлі.

2.3.120 У режимі КЗ струмопровідна жила короткочасно може перебувати за температури 250 °С. Тривалість режиму КЗ зумовлено тривалістю дії релейного захисту на вимикання КЛ.

Допустимий струм КЗ жили кабелю визначають за даними виробника кабельної продукції про допустиме значення струму КЗ тривалістю 1 с (односекундний струм) у разі нагрівання жили від початкової температури 90 °С до гранично допустимої температури 250 °С. За необхідності врахування початкової температури жили, якщо вона є меншою ніж 90 °С, використовують дані виробника кабельної продукції про збільшення густини односекундного струму КЗ у разі зменшення початкової температури.

Для тривалості КЗ, відмінної від 1 с, допустимий струм КЗ розраховують множенням значення струму КЗ, який протікає за 1 с, на коригувальний коефіцієнт k за формулою:

$$k = \frac{1}{\sqrt{t}}, \qquad (2.3.1)$$

де t – тривалість КЗ, с.

Значення допустимого струму КЗ має бути не меншим від очікуваного з перспективою до 20 років значення струму зовнішнього КЗ (на шинах ПС в кінці КЛ). Вид зовнішнього КЗ, який зумовлює найбільше значення струму жили, визначають за проектом.

2.3.121 Номінальний переріз струмопровідних екранів кабелів потрібно вибирати за допустимим струмом режиму КЗ на землю.

У режимі КЗ екран кабелю може короткочасно перебувати за температури 350 °С. Допустимий струм екрана в режимі КЗ розраховують виходячи з даних виробника кабельної продукції щодо односекундного струму екрана з наступним коригуванням його значення на іншу тривалість КЗ через коефіцієнт k (**2.3.120**).

Значення допустимого струму КЗ екрана має бути не меншим від очікуваного значення струму розрахункового виду КЗ на землю. Для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ розрахунковим видом КЗ є однофазне замикання на землю, яке відбувається у з'єднувальній муфті КЛ біля ПС на відстані однієї будівельної довжини кабелю. Для КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ розрахунковим видом КЗ є подвійне КЗ на землю, яке відбувається у двох місцях КЛ – у з'єднувальній муфті біля ПС (на одній фазі) та в кінцевій муфті на ПС (на другій фазі).

Номінальний переріз екрана із міді не може бути прийнятим меншим ніж 95 мм^2 для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ і меншим ніж 16 мм^2 – для КЛ напру-

гою від 6 кВ до 35 кВ. Максимальна напруга, яка може виникати між екраном і заземлювачем у разі стікання із заземлювача струму замикання на землю, має бути не більшою, ніж ізоляційна міцність оболонки кабелю.

2.3.122 Для КЛ напругою від 6 кВ до 330 кВ у разі заземлення струмопровідних екранів кабелів з обох кінців (див. **2.3.124**, спосіб 1) потрібно перевіряти номінальний переріз екрана за значенням наведеного струму від протікання жилою КЛ струму нормального робочого режиму. Значення наведеного струму в екрані в разі розташування кабелів за схемою «у трикутник» впритул один до одного визначають за формулою:

$$I_{\text{е}} = I_{\text{КЛ}} \sqrt{\frac{0,0019}{R_{70}^2 + 0,0019}}, \qquad (2.3.2)$$

де $I_{\text{е}}$ – наведений струм екрана, А;

$I_{\text{кл}}$ – максимальний робочий струм КЛ, А;

R_{70} – питомий активний опір екрана кабелю за температури 70 °С, Ом/км.

Питомий активний опір екрана кабелю розраховують множенням значення опору за стандартної температури 20 °С на коефіцієнт 1,19 для екрана із міді і 1,2 – для екрана з алюмінію.

Значення наведеного струму в екрані в разі розташування кабелів за схемою «у площині» на відстані одного діаметра між кабелями визначають за формулою:

$$I_{\text{е}} = I_{\text{кл}} \sqrt{0,75\frac{0,017}{R_{70}^2 + 0,017} + 0,25\frac{0,01}{R_{70}^2 + 0,01}}, \qquad (2.3.3)$$

де $I_{\text{е}}, I_{\text{КЛ}}, R_{70}$ – параметри відповідно до формули (2.3.2).

Якщо КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ приєднують до РУ ПС, яка має інші РУ напругою 110 кВ і вище, то номінальний переріз струмопровідних екранів кабелю, який заземлюють з обох кінців приєднанням до заземлювачів ПС, потрібно додатково перевіряти на можливу максимальну величину протікання в них струму однофазного КЗ, яке може виникнути на РУ напругою 110 кВ і вище.

2.3.123 КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ довжиною понад 30 км треба перевіряти на допустиму довжину КЛ за рівнем напруги на її кінці в режимі неробочого ходу за формулою:

$$l = \frac{14}{\sqrt{LC}}, \qquad (2.3.4)$$

де L – питома індуктивність кабелю, мГн/км;

C – питома ємність кабелю, мкФ/км;

l – допустима довжина КЛ, км.

У разі перевищення довжини КЛ, визначеної за формулою (2.3.4), потрібно виконувати уточнювальні розрахунки режиму напруги КЛ.

2.3.124 Струмопровідні екрани і броню одножильних кабелів (або кабелів окремих ділянок КЛ) заземлюють з обох кінців. Допускається заземлювати струмопровідні екрани одножильних кабелів принаймні в одній точці (з одного кінця).

Заземлення екранів одножильних кабелів у місцях їх виходу на конструкції ПКЗ є обов'язковим, бо це дає змогу обслуговувати лінійну частину ПКЗ без зняття напруги.

Можливі способи заземлення екранів наведено нижче.

Спосіб 1. Заземлення екранів з обох кінців

Застосування цього способу є обов'язковим для кабельних вставок у ПЛ, якщо вставки мають вихід кабелів на конструкції ПКЗ з обох кінців. Допускається застосовувати спосіб 1 для КЛ, до яких не встановлюють спеціальних вимог щодо підвищення пропускної спроможності кабелів і обмеження втрат електроенергії в струмопровідних екранах.

Прокладання кабелів за схемою «у площині» у разі заземлення екранів з обох кінців доцільно здійснювати з регулярною транспозицією кабелів (але не менше ніж у двох місцях по довжині КЛ), що дає змогу зменшувати втрати електроенергії під час експлуатації. Відстань між кабелями в місцях транспозиції має бути не меншою ніж діаметр кабелю.

Прокладати кабелі за схемою «у трикутник» у разі заземлення екранів з обох кінців можна без транспозиції.

Заземлення екранів виконують приєднанням їх до заземлювачів РУ ПС або до заземлювачів ПКЗ.

Спосіб 2. Заземлення екранів з одного кінця

Цей спосіб дає змогу уникати значних втрат електроенергії в струмопровідних екранах кабелів під час експлуатації КЛ. Спосіб застосовують із перевіркою значень наведеної напруги на незаземлених кінцях екранів відносно землі за максимального струму жили кабелю в нормальному робочому режимі.

Перевірку виконують виходячи із фактичної довжини КЛ (або ділянки КЛ) і значення питомої наведеної напруги на 1 км КЛ, яке визначають за формулою:

$$E = I \cdot X_M, \tag{2.3.5}$$

де E – питома наведена напруга, В/км;

I – струм жили кабелю в розрахунковому режимі, А;

X_M – питомий індуктивний опір екрана (розрахунок опору див. у додатку Б), Ом/км.

Наведена напруга на незаземленому кінці екрана в нормальному робочому режимі не має перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, яке становить 70 % значення випробувальної напруги оболонки кабелю постійного струму. За випробувальну напругу оболонки приймають напругу постійного струму, визначену в технічних умовах на виробництво кабелю.

Для захисту ізоляції оболонки кабелю в режимі зовнішнього КЗ на незаземлених кінцях екранів треба встановлювати ОПН. Опір заземлювача ОПН приймають не більше 10 Ом за питомого опору землі, не вищого ніж 500 Ом · м, і не більше ніж 15 Ом за більш високого питомого опору землі.

Вибір ОПН виконують за розрахунком наведеної напруги на незаземлених кінцях екранів виходячи із фактичної довжини КЛ (або ділянки КЛ) і значення питомої наведеної напруги, визначеного за формулою (2.3.5) за струму зовнішнього КЗ. Для КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ розрахунок виконують за струму трифазного КЗ, для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ – за струму однофазного КЗ.

Залишкова напруга на ОПН у разі КЗ не повинна перевищувати допустиму напругу ізоляції зовнішньої оболонки кабелю. Вибір виконують з урахуванням тривалості режиму зовнішнього КЗ. Допускається встановлювати декілька колонок ОПН, якщо енергоємність однієї колонки виявиться недостатньою.

Для унеможливлення доторкання до незаземлених кінців екранів на них має бути встановлено відповідні огорожі.

У разі паралельного прокладання двох КЛ з одножильними кабелями, на одній із яких застосовують заземлення екранів з одного кінця, належить перевіряти наведену напругу на екрані в ремонтному режимі такої КЛ. У цьому разі на струмопровідному екрані вимкненої для ремонту КЛ може наводитися напруга від суміжної КЛ, яка перебуває в нормальному режимі симетричного струмового навантаження.

Наведена напруга на незаземленому кінці екрана кабелю в ремонтному режимі КЛ до накладання тимчасового заземлення екрана має бути не більше ніж 24 В. Розрахунок наведеної напруги виконують за формулою (2.3.5), в якій за розрахунковий струм жили приймають струм нормального режиму суміжної КЛ і застосовують відповідне значення питомого індуктивного опору (див. додаток Б).

Спосіб 3. Заземлення екранів з обох кінців з транспозицією екранів

Цей спосіб застосовують для зменшення втрат електроенергії під час експлуатації КЛ, у якій значення наведеної напруги на незаземлених кінцях струмопровідних екранів кабелів перевищують значення, установлені для способу 2. Спосіб 3 полягає в здійсненні транспозиції екранів кабелів (без транспозиції струмопровідних жил). Транспозиція екранів – це поділ струмопровідних екранів одножильних кабелів на однакові за довжиною ділянки (елементарні секції) у кількості, кратній трьом, і подальшим з'єднанням елементарних секцій таким чином, щоб неперервні електричні кола екранів були симетричними трьом фазним жилам. Наприклад, кінець екрана першої секції на фазі *A* з'єднують з початком екрана другої секції на фазі *B*, а кінець екрана цієї секції з початком екрана третьої секції на фазі *C*.

Три послідовно з'єднані елементарні секції складають один повний цикл транспозиції. На початку і в кінці кожного циклу транспозиції екрани кабелів заземлюють.

Поділ струмопровідних екранів кабелів на елементарні секції та цикли транспозиції виконують за допомогою екранороздільних муфт. Місцем розташування екранороздільних муфт із з'єднанням незаземлених кінців екранів різних одножильних кабелів між собою є вузол транспозиції екранів.

Кожну елементарну секцію екранів у вузлі транспозиції потрібно перевіряти на допустиму наведену напругу змінного струму для оболонки кабелю за умовами, передбаченими в способі 2. Перевірку виконують для нормального робочого і, за необхідності, ремонтного режимів виходячи із фактичної довжини КЛ на одному циклі транспозиції екранів і значення питомої наведеної напруги у вузлі транспозиції на 1 км циклу, яке визначають за формулою:

$$E_{т} = \frac{1}{3N}(I \cdot X_{M}), \qquad (2.3.6)$$

де $E_{т}$ – питома наведена напруга у вузлі транспозиції, В/км;

I – струм жили кабелю в розрахунковому режимі, А;

X_M – питомий індуктивний опір екрана (розрахунок опору див. у додатку Б), Ом/км;

N – кількість циклів транспозиції.

Захист ізоляції оболонки кабелів у режимі зовнішнього КЗ здійснюють установленням ОПН у вузлах транспозиції (з відповідним їх заземленням, указаним в способі 2). Вибір ОПН здійснюють за розрахунком наведеної напруги на екранах у вузлах транспозиції таким чином, щоб залишкова напруга на ОПН у разі КЗ не перевищувала допустиму напругу ізоляції зовнішньої оболонки кабелю. Якщо наведена напруга у вузлах транспозиції екранів на КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ не перевищує допустиму, установлювати ОПН не обов'язково.

Для КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ розрахунок наведеної напруги у вузлах транспозиції під час КЗ виконують за формулою (2.3.6) за струму трифазного КЗ. Для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ розрахунок питомої наведеної напруги у вузлах транспозиції виконують як за струму трифазного КЗ (за формулою (2.3.6), так і за струму однофазного КЗ за формулою:

$$E_т = \frac{2}{9N}(I \cdot X_M), \qquad (2.3.7)$$

де $E_т$ – питома наведена напруга у вузлі транспозиції, В/км;

I – струм жили кабелю в режимі однофазного КЗ, А;

X_M – питомий індуктивний опір екрана (розрахунок опору див. у додатку Б), Ом/км;

N – кількість циклів транспозиції.

З'єднання екранів у вузлах транспозиції, установлення ОПН та їх заземлення потрібно виконувати в доступних для обслуговування з'єднувальних коробках, які установлюють у колодязях з екрановідділювальними муфтами або в наземних конструкціях біля таких колодязів. Влаштування з'єднувальних коробок в частині ізоляційних відстаней від неізольованих струмопровідних частин виконують за таблицею 4.2.3 глави 4.2 цих Правил відповідно до розрахункового значення лінійної напруги між незаземленими кінцями екранів кабелів. Опір заземлювачів ОПН у вузлах транспозиції визначають за таблицею 2.5.29 глави 2.5 цих Правил. Електричні провідники для з'єднання екранів між собою і з ОПН мають бути ізольованими відносно землі на напругу, не меншу від наведеної на екрані у вузлі транспозиції.

Спосіб 4. Заземлення екранів з одного кінця із порушенням їх неперервності

Допускається поділяти струмопровідні екрани кабелю на окремі ділянки без збереження неперервних електричних кіл екранів. Кожну окрему ділянку екранів заземлюють лише з одного кінця, як передбачено у способі 2. Довжину кожної ділянки визначають за критеріями і розрахунковими умовами, установленими для способу 2. Опір заземлювачів екранів і ОПН кожної ділянки визначають за таблицею 2.5.29 глави 2.5 цих Правил, а опір заземлювача ОПН приймають таким, як в способі 2.

Спосіб 5. Комбінація способів заземлення екранів

На різних ділянках однієї КЛ допускається застосовувати комбінації різних способів заземлення екранів кабелю.

Допускається застосовувати спосіб 3 із комбінацією циклів транспозиції екранів різної довжини (за обов'язкового поділу кожного циклу на три елементарні секції практично однакової довжини). Також допускається застосовувати спосіб 3 із циклами транспозиції різної довжини в комбінації з іншими способами заземлення екранів залежно від умов прокладання КЛ по трасі.

2.3.125 У разі прокладання КЛ з кабелями з ізоляцією із ЗПЕ в ґрунті місця з'єднання кабелів треба розташовувати в один ряд або зміщувати між сусідніми кабелями уздовж траси на відстань, не меншу ніж 2 м. Відстань у просвіті між кабельними муфтами в разі їх розташування в один ряд має бути не менше ніж 250 мм для КЛ напругою до 35 кВ і 500 мм для КЛ напругою понад 35 кВ (див. також **2.3.75**).

У місцях з'єднання необхідно залишати запас кабелю довжиною, яка є достатньою для монтажу муфти, а також для розміщення компенсаційної дуги (компенсатора). Довжину дуги з кожного боку муфти приймають за рекомендаціями заводів-виробників кабельної продукції; вона має бути не менше ніж 350 мм для кабелів напругою до 20 кВ та 400 мм для кабелів напругою від 35 кВ до 330 кВ. За значної кількості кабелів компенсатори дозволено розміщувати у вертикальній площині. Муфта при цьому має залишатися на рівні прокладання кабелю.

Укладати кабель із зайвою довжиною у вигляді кілець заборонено.

2.3.126 У місцях з'єднання кабелю має бути зроблені котловани на одній осі із траншеєю глибиною, однаковою з глибиною прокладання кабелю. Ширина котлованів для однієї КЛ має бути не менше ніж:

– 1,5 м – для кабелю напругою до 20 кВ;

– 1,7 м – для кабелю напругою 35 кВ;

– 2,0 м – для кабелю напругою від 110 кВ до 330 кВ.

Для паралельного прокладання двох КЛ ширина котловану для муфт КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ має бути не менше ніж 3 м і для кабелів напругою до 35 кВ – не меншою ніж 2 м.

Довжину котловану визначають залежно від кількості і розташування муфт.

Довжина котловану для трьох муфт має становити:

– 5,0 м – для КЛ напругою до 20 кВ;

– 7,0 м – для КЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ.

Розміри котлованів для декількох КЛ в одній траншеї визначають відповідно до проекту.

З'єднувати кабелі над і під комунікаціями, а також над перекриттям підземних споруд заборонено.

2.3.127 За наявності на трасі КЛ ґрунтів, які містять речовини, що руйнівно діють на оболонку кабелю, містять будівельне сміття, шлак, або за наявності вигрібних і сміттєвих ям на відстані, меншій ніж 2 м, траншею треба розширювати на 0,5 м в обидва боки та на 0,3 м – у глибину з наступним засипанням нейтральним ґрунтом або прокладати кабелі в неметалевих трубах (діаметр труб див. у **2.3.128**).

2.3.128 У разі прокладання КЛ у кабельних трубопроводах (каналах блока) кабелі напругою до 35 кВ можна розміщувати по одному фазному кабелю в трубі (каналі), або по три кабелі, з'єднані за схемою «у трикутник», у одній трубі.

Кабелі напругою від 110 кВ до 330 кВ треба розміщувати по одному кабелю в трубі незалежно від схеми прокладання («у площині» чи «у трикутник»).

Внутрішній діаметр труби по відношенню до зовнішнього діаметра кабелю D повинен мати розмір, не менший ніж $1,5D$ у разі прокладання одного кабелю і не менший ніж $3,2D$ – у разі прокладання трьох кабелів, з'єднаних за схемою «у трикутник».

2.3.129 Загальну довжину труби або каналу блока визначають з урахуванням допустимих зусиль натягу кабелю, які виникають під час протягування кабелю через трубу на прямолінійних ділянках траси та в місцях її згинання. Розраховують натяг кабелю згідно з додатком А.

2.3.130 Для прокладання кабелів застосовують неметалеві трубопроводи.

У разі прокладання в трубах КЛ з трижильними або трьома одножильними кабелями можна застосовувати металеві трубопроводи з магнітних матеріалів (сталі, чавуну).

Перетинати КЛ трамвайні лінії та автомобільні дороги треба переважно прокладанням блока неметалевих труб для фаз кабелю (плюс один резервний, який розміщують у загальній металевій трубі збільшеного діаметра). Вільний простір у загальній трубі заповнюють бетоном, а кінці труб, в яких проклали кабелі, ущільнюють. Глибину прокладання кабелю визначають за **2.3.60**, так само, як для прокладання в ґрунті.

У разі прокладання в загальній трубі двох КЛ за умови, що кабелі кожної КЛ прокладено в трубах меншого діаметра, відстань між крайніми найближчими кабелями суміжних КЛ треба приймати такою самою, як для КЛ, прокладених без труб (**2.3.61**).

2.3.131 З'єднувати неметалеві труби треба за допомогою муфт, з'єднувальних патрубків або манжет і, за необхідності, скріплювати цементним розчином. Застосовувати з'єднувальні елементи з магнітних матеріалів заборонено.

Внутрішній діаметр муфт, патрубків, манжет має бути більшим від зовнішнього діаметра труб.

2.3.132 Прокладати КЛ крізь стіни, перегородки, перекриття треба через відрізки труб із немагнітних негорючих матеріалів, через отвори з гладенькими поверхнями в залізобетонних конструкціях або через відкриті прорізи. Порожнини у відрізках труб і отворах та прорізи мають бути ущільненими негорючим матеріалом відповідно до ДБН В.1.1-7-2002 «Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва».

2.3.133 Вводити кабелі в будівлі, кабельні споруди та інші приміщення треба в трубах із немагнітних негорючих матеріалів. Кінці труб довжиною не менше ніж 0,6 м мають виступати в траншею із стіни будівлі, фундаменту або за лінію вимощення і мати нахил у бік траншеї. При цьому треба здійснювати заходи щодо унеможливлення проникнення з траншеї до будівлі, кабельної споруди і приміщень води та дрібних тварин. Труби для введення кабелів у будинки цивільного призначення мають бути старанно ущільненими для запобігання проникненню в приміщення вологи і газу.

Вводити кабелі в будівлі, кабельні споруди в разі прокладання КЛ в наземних залізобетонних лотках треба через перехідні колодязі, які необхідно розташовувати впритул до зовнішньої стіни будівлі або до лінії вимощення. Кінці труб для введення кабелів мають бути заведеними в ці колодязі.

Прокладати кабелі в будівельних основах без труб заборонено.

2.3.134 У траншеях, трубах, кабельних спорудах КЛ з одножильними кабелями трьох фаз прокладають паралельно за двома схемами: «у площині» або «у трикутник».

Відстань між кабелями в разі прокладання їх за схемою «у площині» має бути не меншою від діаметра кабелю, а навколо кабелів у цій площині не має бути замкнутих контурів з магнітних матеріалів. Застосовувати кріплення, екрани, бандажі, хомути тощо з магнітних матеріалів, які утворюють навколо кабелю замкнутий контур, заборонено.

2.3.135 У разі прокладання кабелів за схемою «у трикутник» їх треба скріплювати стрічками, стяжками, хомутами або скобами. У разі прокладання кабелів у траншеї під час засипання ґрунтом кабелі мають залишатися в попередньому положенні (за схемою «у трикутник»). Для забезпечення цього слід підбирати належний крок скріплення.

У разі прокладання КЛ просто неба вони мають бути скріпленими з кроком 1,0–1,5 м по довжині КЛ і на відстані, не більшій ніж 0,5 м від кожного місця повороту траси КЛ. У місцях біля з'єднувальних і кінцевих муфт кабелі скріплюють відповідно до проекту.

2.3.136 Для скріплення кабелів трьох фаз однієї КЛ за схемою «у трикутник» дозволено використовувати хомути або скоби з магнітних матеріалів за умови застосування еластичних прокладок для захисту оболонки кабелю від механічних пошкоджень. Металеві кріплення повинні мати ефективне антикорозійне покриття, розраховане на весь термін експлуатації КЛ.

2.3.137 Кабелі, які прокладають по конструкціях, консолях, естакадах, стінах, перекриттях, фермах тощо, треба закріплювати в кінцевих точках безпосередньо біля кінцевих муфт і на поворотах траси (з обох боків від місця згинання на відстані, не більшій ніж 0,5 м). На інших ділянках траси кабелі закріплюють по довжині кабельної лінії із кроком 1,0–1,5 м.

Під кінцевими муфтами кабелі треба закріплювати у двох місцях на відстані, не більшій ніж 1,2 м від нижнього краю муфти.

У разі укладання кабелів на консолі їх треба закріплювати на кожній консолі. Відстань між консолями має бути не більше ніж 1 м. У разі укладання кабелів вертикально по конструкціях і стінах їх треба закріплювати на кожній кабельній конструкції.

Закріплювати кабелі треба таким чином, щоб запобігти виникненню деформації кабелів і муфт від дії власної ваги, механічних напружень, які виникають у разі нагрівання і охолодження в робочих режимах кабелю, а також від механічних зусиль між кабелями під час КЗ.

Розраховувати механічні зусилля, які виникають між кабелями під час КЗ, треба згідно з додатком А.

2.3.138 У місцях жорсткого кріплення кабелів на конструкціях треба використовувати прокладки з еластичного матеріалу (листова гума, листовий полівінілхлорид, неопрен тощо). Прокладки мають виступати за краї хомутів або скоб на 5–8 мм.

У разі прокладання кабелів по конструкціях просто неба треба застосовувати пластикові або гумові прокладки кріплень, стійкі до ультрафіолетового випромінювання.

На територіях відкритих розподільних установок у разі виходу кабелів із землі до їх кінцевих муфт кабелі треба захищати неметалевими трубами на висоту, не меншу ніж 0,5 м.

ЗАЗЕМЛЕННЯ

2.3.139 В електроустановках напругою понад 1 кВ кабелі з металевими оболонками або бронею, а також металеві кабельні конструкції, по яких прокладають кабелі, мають бути приєднаними до заземлювачів цих електроустановок, а в електроустановках напругою до 1 кВ – з'єднаними із захисним *PE*-провідником відповідно до **1.7.77** глави 1.7 цих Правил (див. також **2.3.141** і **2.3.143**).

2.3.140 Під час вибору системи заземлення екранів однофазних кабелів слід враховувати напруги на заземлювальних пристроях кінцевих ПС у разі протікання через пристрої розрахункових струмів замикання на землю. Визначати струм для розрахунку опору заземлювального пристрою, який використовують одночасно для електроустановок напругою до 1 кВ і понад 1 кВ, треба з урахуванням струмів екранів однофазних кабелів, якщо екрани поділено на частини (секції) з втратою неперервності відповідно до **2.3.124** (спосіб 4).

2.3.141 У разі заземлення або з'єднання з *PE*-провідником металевих оболонок силових кабелів оболонку і броню потрібно з'єднувати гнучким мідним проводом між собою та з корпусами муфт (кінцевих, з'єднувальних тощо). На кабелях напругою 6 кВ і вище з алюмінієвими оболонками заземлювати оболонки і броню треба за допомогою окремих заземлювальних провідників. Якщо на опорі конструкції встановлено зовнішню кінцеву муфту і комплект ОПН, то броню, металеві оболонки та муфти треба приєднувати до заземлювача ОПН (опір заземлювача ОПН див. у **2.3.124** спосіб 2). Використовувати як заземлювач лише металеві оболонки кабелів у цьому разі заборонено.

Для КЛ з багатожильними кабелями треба використовувати заземлювальні захисні *PE*-провідники та гнучкі мідні провідники, як і оболонки кабелів, з таким перерізом, який має витримувати струми подвійного КЗ на землю. У всіх випадках переріз має бути не менше ніж 6 мм^2 (для мідного провідника).

Заземлювальні провідники екранів однофазних кабелів треба виконувати з міді перерізом, не меншим ніж переріз екрана (для екранів з міді) або не меншим ніж 60 % перерізу екрана (для екранів з алюмінію).

Переріз *PE*-провідників контрольних кабелів вибирають відповідно до вимог **1.7.137–1.7.139** глави 1.7 цих Правил.

Естакади та галереї необхідно обладнувати блискавковідводом, якщо вони не знаходяться в зонах блискавковідводу інших об'єктів.

2.3.142 На КЛМ низького тиску заземлюють кінцеві, з'єднувальні та стопорні муфти.

На КЛМ з алюмінієвими оболонками пристрої підживлення масла треба приєднувати до КЛ через ізолюючі вставки, а корпуси кінцевих муфт ізолювати від алюмінієвих оболонок кабелів. Зазначену вимогу не поширюють на КЛ з безпосереднім введенням у трансформатори.

У разі застосування для КЛМ низького тиску броньованих кабелів у кожному колодязі броню кабелю по обидва боки муфти треба з'єднувати зварюванням і заземлювати. Сталеві трубопроводи КЛМ високого тиску, прокладені в ґрунті, потрібно заземлювати у всіх колодязях і з обох кінців, а прокладені в кабельних спорудах – з обох кінців і в проміжних точках відповідно до проекту.

За необхідності активного захисту сталевих трубопроводів від корозії їх треба заземлювати відповідно до вимог цього захисту з обов'язковим забезпеченням можливості контролю електричного опору антикорозійного покриття.

2.3.143 Усі елементи ПКЗ, які підлягають заземленню, треба приєднувати до заземлювача опори ПЛ, опір якого має відповідати вимогам таблиці 2.5.29 глави 2.5 цих Правил, а в разі встановлення на ПКЗ роз'єднувача – вимогам **1.7.98** глави 1.7 цих Правил.

ВИМОГИ ДО БУДІВЕЛЬНОЇ ЧАСТИНИ КАБЕЛЬНИХ СПОРУД

2.3.144 Будівельну частину кабельних споруд виконують відповідно до вимог **2.3.145–2.3.160**, а також відповідно до будівельних норм і нормативних актів з пожежної безпеки виходячи із сфери їх застосування, зокрема:

– СНиП 2.09.03-85 «Сооружение промышленных предприятий» (раздел 4 «Тоннели и каналы», раздел 13 «Галереи и эстакады»);

– НАПБ 05.031-2010 «Інструкція з пожежної безпеки та захисту автоматичними установками водяного пожежогасіння кабельних споруд»;

– НАПБ 05.028-2004 «Протипожежний захист енергетичних підприємств, окремих об'єктів та енергоагрегатів. Інструкція з проектування і експлуатації»;

– НАПБ В.05.023-2005/111 «Інструкція щодо застосування вогнезахисних покриттів для кабелів у кабельних спорудах» (розділ 3 Загальні вимоги щодо вогнезахисту кабельних споруд).

2.3.145 Кабельні споруди повинні мати такі мінімальні габарити:

а) тунелі, колектори, естакади, галереї, кабельні поверхи, кабельні колодязі:

1) висота проходу в просвіті між кабельними конструкціями – 1,8 м;

2) ширина проходу в просвіті між конструкціями за двостороннього їх розміщення – 1,0 м;

3) ширина проходу в просвіті між стіною і конструкціями за одностороннього їх розміщення – 0,9 м;

б) кабельні канали і подвійні підлоги:

1) висота (глибина) – не більше ніж 1,2 м;

2) ширина 0,3 м – за глибини до 0,6 м;

3) ширина 0,45 м – за глибини понад 0,6 м до 0,9 м;

4) ширина 0,6 м – за глибини понад 0,9 м до 1,2 м. Дозволено в окремих місцях звужувати проходи до 0,8 м у просвіті або знижувати висоту проходу до 1,5 м за довжини 1,0 м із зменшенням на 15 % (порівняно з таблицею 2.3.3) відстані між кабельними конструкціями по вертикалі за одно- і двостороннього розташування конструкцій.

2.3.146 У місцях скупчення підземних комунікацій дозволено виконувати напівпрохідні тунелі та кабельні поверхи висотою, зменшеною порівняно з передбаченою в **2.3.145**, але не меншою ніж 1,5 м у просвіті за таких умов:

– напруга КЛ має бути не вище ніж 10 кВ;

– довжина тунелю має бути не більше ніж 100 м;

– кабельний поверх площею, не більшою ніж 108 м^2, знаходиться в межах окремо збудованої трансформаторної підстанції (ТП) або розподільного пункту (РП) напругою, не вищою ніж 10 кВ, і має два виходи (у тому числі через люки, обладнані стаціонарними сходами чи драбиною) до коридорів обслуговування чи коридорів управління електричних розподільних установок або до інших приміщень категорії Г і Д за ступенем вогнетривкості (при площі, меншій ніж 54 м^2, дозволено виконувати один вихід);

– інші відстані, крім висоти, мають відповідати наведеним у **2.3.145**;

– у кожному кінці тунелів мають бути виходи або люки.

2.3.147 Габарити кабельних колодязів мають відповідати наведеним у **2.3.145**; габарити камер не нормуються. Кабельні колодязі, якщо їх призначено для розміщення муфт, повинні мати розміри, що забезпечують монтаж муфт. Колодязі, розташовані на березі, на підводних переходах КЛ, повинні мати розміри, які забезпечують розміщення резервних кабелів.

На дні колодязів треба влаштовувати приямки для збирання ґрунтових і зливних вод, а також передбачати водовідвідні пристрої (див. **2.3.148**).

Кабельні колодязі треба обладнувати металевими сходами.

У кабельних колодязях кабелі та муфти слід укладати на конструкції, лотки або перегородки.

2.3.148 У тунелях і каналах треба виконувати гідроізоляцію, а також забезпечувати відведення ґрунтових і зливних вод. Необхідно також вживати заходів щодо запобігання потраплянню в тунелі і канали технологічних вод і масел. Підлоги в них повинні мати нахил, не менший ніж 0,5 %, у бік водозбірників або зливної каналізації.

У кабельних каналах, які будують поза приміщеннями і які розташовано вище рівня ґрунтових вод, дозволено використовувати земляне дно з дренажем (підсипання утрамбованого гравію або піску товщиною 10–15 см).

У тунелях і кабельних колодязях треба передбачати водовідвідні пристрої; при цьому належить застосовувати переважно автоматичний їхній пуск залежно від рівня води. Пускові апарати та електродвигуни повинні мати виконання, яке допускає їхню роботу в особливо вологих місцях.

2.3.149 Кабельні канали і подвійні підлоги в РУ і приміщеннях треба перекривати знімними плитами з негорючих матеріалів. В електромашинних і аналогічних приміщеннях канали треба перекривати переважно рифленою сталлю, а в приміщеннях щитів керування з паркетними підлогами або підлогами із синтетичним покриттям – дерев'яними щитами, захищеними знизу плитами з негорючого матеріалу, які забезпечують необхідну межу вогнестійкості (визначається проектом). Перекриття каналів і подвійних підлог мають забезпечувати переміщення по ньому відповідного устаткування.

2.3.150 Кабельні канали поза будинками зверху знімних плит треба засипати шаром землі товщиною, не меншою ніж 0,3 м. На обгороджених територіях засипати кабельні канали землею зверху знімних плит не обов'язково.

Підземні тунелі поза будинками зверху перекриття треба засипати шаром землі товщиною, не меншою ніж 0,5 м.

2.3.151 У межах одного енергоблока електростанції дозволено виконувати кабельні споруди з межею вогнестійкості EI 15. При цьому технологічне устаткування, яке може служити джерелом пожежі (баки з маслом, масло станції тощо), повинні мати огорожі з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 45, які унеможливлювали б загорання кабелів у разі виникнення пожежі на цьому устаткуванні.

У межах одного енергоблока електростанції дозволено прокладати кабелі поза спеціальними кабельними спорудами за умови надійного їх захисту від механічних пошкоджень, пилу, від іскор і вогню в разі проведення ремонту технологічного устаткування, забезпечення нормальних температурних умов для кабельних ліній та зручності їх обслуговування.

Для забезпечення доступу до кабелів у разі розташування їх на висоті 5 м і вище необхідно споруджувати спеціальні площадки і проходи.

Для одиничних кабелів і невеликих груп кабелів (до 20) експлуатаційні площадки можна не споруджувати, але при цьому має бути забезпечено можливість швидкої заміни і ремонту кабелів в умовах експлуатації.

У разі прокладання кабелів у межах одного енергоблока поза спеціальними кабельними спорудами треба, по можливості, забезпечувати їх розділення на окремі групи, які проходять по різних трасах.

2.3.152 У разі спільного прокладання кабелів і теплопроводів у спорудах додаткове нагрівання повітря теплопроводом у місцях розташування кабелів у будь-яку пору року не має перевищувати 5 °С, для чого передбачають вентиляцію споруд і теплоізоляцію на трубах.

На території електростанцій кабельні споруди зовнішніх електромереж потрібно відділяти від кабелів електростанції перекриттям або перегородками, виконаними з негорючих матеріалів і з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 45.

Кабельні шахти треба відокремлювати від кабельних тунелів, поверхів та інших кабельних споруд перегородками з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 45, виконаними з негорючих матеріалів.

Кабельні поверхи, тунелі, галереї, естакади і шахти від інших приміщень та сусідніх кабельних споруд треба відокремлювати перегородками і перекриттями з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 45, виконаними з негорючих матеріалів.

Двері до кабельних споруд і в перегородках кабельних споруд, які мають межу вогнестійкості EI 45, повинні мати межу вогнестійкості, не меншу ніж EI 30.

2.3.153 Відповідно до НАПБ 05.028-2004 «Протипожежний захист енергетичних підприємств, окремих об'єктів та енергоагрегатів. Інструкція з проектування і експлуатації» кабельні споруди обладнують:

– установками автоматичного пожежогасіння в закритих прохідних кабельних спорудах (кабельні тунелі, закриті галереї, поверхи, прохідні кабельні шахти) на ПС напругою 500 кВ і вище та закритих ПС напругою 110 кВ і вище;

– автоматичною пожежною сигналізацією на ПС напругою 220 кВ і вище.

Виконання в повному обсязі захисту кабелів відповідно до НАПБ В.05.023-2005/111 «Інструкція щодо застосування вогнезахисних покриттів для кабелів у кабельних спорудах» дає змогу не передбачати в кабельних спорудах автоматичних установок пожежогасіння.

2.3.154 Обладнувати кабельні підвали та тунелі енергетичних об'єктів, міжцехові кабельні тунелі та внутрішньоцехові та комбіновані тунелі установками автоматичного пожежогасіння і пожежною сигналізацією треба відповідно до вимог НАПБ Б.06.004-2005 «Перелік однотипних за призначенням об'єктів, які підлягають обладнанню автоматичними установками пожежогасіння та пожежної сигналізації».

2.3.155 У разі прокладання КЛМ у галереях опалення їх необхідно передбачати відповідно до технічних умов на кабелі. Приміщення агрегатів маслопідживлення ліній високого тиску повинні мати природну вентиляцію. Підземні пункти підживлення масла дозволено сполучати з кабельними колодязями, обладнаними водовідвідними пристроями відповідно до **2.3.148**.

2.3.156 Кабельні споруди, за винятком естакад, колодязів для муфт, каналів і камер, мають бути забезпеченими природною або штучною вентиляцією, при цьому в кожному відсіку має бути окрема вентиляція. Розраховують вентиляцію кабельних споруд виходячи з перепаду температур між вхідним і вихідним повітрям, не більшого ніж 10 °С. При цьому треба унеможливлювати утворення мішків гарячого повітря в місцях звуження тунелів, у місцях поворотів, обходів тощо. Вентиляційні пристрої треба обладнувати шиберами для припинення доступу повітря в разі загорання, а також для запобігання промерзанню тунелю в зимовий час. Вентиляційні пристрої мають забезпечувати можливість для застосування автоматики припинення доступу повітря в споруду.

2.3.157 У разі прокладання кабелів усередині приміщень треба унеможливлювати перегрівання кабелів від підвищеної температури навколишнього повітря та від нагрівання їх від технологічного устаткування.

2.3.158 Кабельні споруди, за винятком колодязів для муфт, каналів, камер і відкритих естакад, треба обладнувати електричним освітленням і електричною мережею для живлення переносних світильників та інструменту. На електростанціях мережу для живлення інструменту дозволено не виконувати.

2.3.159 Кабельні споруди вітроелектростанцій, які розташовано на території вітрополів, треба виконувати відповідно до вимог, які поширюються на КЛ, прокладені в ґрунті.

2.3.160 Найменші відстані від кабельних естакад і галерей до будинків і споруд мають відповідати наведеним у таблиці 2.3.4.

У разі паралельного проходження естакад і галерей з ПЛ зв'язку та радіофікації найменші відстані між кабелями та проводами лінії зв'язку та радіофікації визначають на підставі розрахунку впливу КЛ на лінії зв'язку та радіофікації. Проводи зв'язку та радіофікації можна розташовувати під і над естакадами і галереями.

Найменшу висоту кабельних естакад і галерей у непроїзній частині території промислового підприємства треба приймати з розрахунку можливості прокладання нижнього ряду кабелів на рівні, не меншому ніж 2,5 м від планувальної відмітки території.

Перетинати кабельні естакади і галереї з ПЛ електропередавання, внутрішньозаводськими залізничними шляхами та автомобільними дорогами, проїздами для пожежних автомашин, канатними дорогами, ПЛ зв'язку і радіофікації та трубопроводами треба під кутом, не меншим ніж 30°.

Розташовувати естакади і галереї у вибухонебезпечних зонах треба відповідно до НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок».

СИСТЕМА ПІДЖИВЛЕННЯ МАСЛА ДЛЯ КАБЕЛЬНИХ МАСЛОНАПОВНЕНИХ ЛІНІЙ

2.3.161 Система підживлення масла для КЛМ має забезпечувати надійну роботу КЛМ у будь-яких нормальних і перехідних теплових режимах.

2.3.162 Обсяг масла в системі підживлення для КЛМ треба визначати з урахуванням витрати масла на підживлення кабелю. Крім того, треба мати запас масла для аварійного ремонту та заповнення найбільш протяжної секції КЛМ.

Таблиця 2.3.4 – Найменша відстань від кабельних естакад і галерей до будинків і споруд

Споруда	Нормована відстань	Найменші розміри, м
У разі паралельного прокладання по горизонталі		
Будинки та споруди з глухими стінами	Від конструкції естакади і галереї до стіни будинку та споруди	Не нормується
Будинки та споруди, які мають стіни з прорізами	Те саме	2
Внутрішньозаводська неелектрифікована залізниця	Від конструкції прохідної естакади і галереї до габариту найближчих споруд	1
	Від конструкції непрохідної естакади до габариту найближчих споруд	3
Автомобільна дорога загального користування, внутрішньозаводська автодорога та проїзди для пожежних автомашин	Від конструкції естакади і галереї до бордюрного каменю, зовнішньої брівки або підошви кювету дороги	2
Канатна дорога	Від конструкції естакади і галереї до габариту рухомого складу	1
Надземний трубопровід	Від конструкції естакади і галереї до найближчих частин трубопроводу	0,5
ПЛ електропередавання	Від конструкції естакади і галереї до проводів	Див. **2.5.169**, таблицю 2.5.32 глави 2.5 Правил
У разі перетину по вертикалі		
Внутрішньозаводська неелектрифікована залізниця	Від нижньої відмітки естакади і галереї до головки рейки	5,6
Внутрішньозаводська електрифікована залізниця	Від нижньої відмітки естакади і галереї: –до головки рейки –до найвищого проводу або несучого троса контактної мережі	 7,1 3,0
Внутрішньозаводська автомобільна дорога та проїзди для пожежних автомашин	Від нижньої відмітки естакади і галереї до полотна автомобільної дороги та проїзду для пожежних автомашин	4,5

Кінець таблиці 2.3.4

Споруда	Нормована відстань	Найменші розміри, м
Надземний трубопровід	Від конструкції естакади і галереї до найближчих частин трубопроводу	0,5
ПЛ електропередавання	Від конструкції естакади і галереї до проводів	Див. **2.5.174** глави 2.5 цих Правил
ПЛ зв'язку й радіофікації	Те саме	1,5

2.3.163 Баки підживлення КЛМ низького тиску розміщують переважно в закритих приміщеннях. Кількість баків підживлення визначено в проекті. На відкритих пунктах підживлення баки доцільно розташовувати на металевих конструкціях, захищених від прямих сонячних променів. Баки треба обладнувати покажчиками тиску масла.

2.3.164 Агрегати підживлення КЛМ високого тиску треба розміщувати в закритих приміщеннях, які мають температуру, не нижчу ніж 10 °С, поблизу місця приєднання до КЛ (див. також **2.3.155**). Приєднання декількох агрегатів підживлення до КЛМ виконують через колектор масла.

2.3.165 У разі паралельного прокладання декількох КЛМ високого тиску підживлення маслом кожної КЛМ доцільно здійснювати від окремих агрегатів підживлення або встановлювати пристрій для автоматичного перемикання агрегатів на ту або іншу КЛМ.

2.3.166 Агрегати підживлення забезпечують електроенергією переважно від двох незалежних джерел живлення з обов'язковим установленням пристрою автоматичного вмикання резерву. Агрегати підживлення треба відділяти один від одного перегородками з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 45, які виконано з негорючого матеріалу.

2.3.167 Кожна КЛМ повинна мати систему сигналізації тиску масла, яка забезпечує реєстрацію та передавання черговому персоналу сигналів про зниження або підвищення тиску масла понад допустимі межі.

2.3.168 На кожній секції КЛМ низького тиску треба встановлювати принаймні два датчики, на КЛМ високого тиску – датчик на кожному агрегаті підживлення. Аварійні сигнали треба передавати на пункт чергування з постійним виробничим (електротехнічним) персоналом. Система сигналізації тиску масла повинна мати захист від впливу електричних полів силових КЛ.

2.3.169 Пункти підживлення на КЛМ низького тиску треба обладнувати телефонним зв'язком з диспетчерськими пунктами, у сфері керування яких знаходиться КЛМ.

2.3.170 Маслопровід, який з'єднує колектор агрегату підживлення з КЛМ високого тиску, треба прокладати в приміщеннях за температури, вищої ніж 0 °С. Допускається прокладати його в утеплених траншеях, лотках, каналах і в ґрунті нижче зони промерзання за умови забезпечення температури навколишнього середовища, вищої ніж 0 °С.

2.3.171 У приміщенні щита з приладами для автоматичного керування агрегатом підживлення вібрація не має перевищувати допустимих меж.

Додаток А
(обов'язковий)
до глави 2.3
«Кабельні лінії
напругою до 330 кВ»

РОЗРАХУНОК МЕХАНІЧНИХ ЗУСИЛЬ У КАБЕЛЯХ ПІД ЧАС ЇХ ПРОКЛАДАННЯ ТА ВІД ДІЇ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

А.1 Зусилля натягу кабелю F (Н) не мають створювати механічних напружень у номінальному перерізі багатодротової жили кабелю, які перевищують їх допустимі значення, а саме:

– 20 Н/мм^2 (20 МПа) – для жили із м'якого алюмінію;

– 40 Н/мм^2 (40 МПа) – для жили із твердого алюмінію;

– 50 Н/мм^2 (50 МПа) – для мідної жили.

У разі розрахунку допустимого зусилля натягу під час протягування за оболонку КЛ з трижильним кабелем потрібно враховувати переріз трьох жил.

У разі одночасного протягування трьох КЛ з одножильними кабелями потрібно враховувати переріз однієї жили.

А.2 Під час проектування КЛ трасу і будівельні довжини кабелів треба вибирати таким чином, щоб під час протягування кабелю не було перевищено допустимого зусилля натягу.

А.3 Зусилля натягу F (Н), яке виникає в кінці прямої ділянки траси, визначають за такими формулами:

для траси без різниці в рівнях – за формулою:

$$F = 9{,}81 \cdot M \cdot l \cdot \mu, \qquad \text{(А.1)}$$

де M – лінійна вага кабелю, кг/м;

l – довжина ділянки траси, м;

μ – коефіцієнт тертя;

для траси з нахилом – за формулою:

$$F = 9{,}81 \cdot M \cdot l \cdot (\mu \cdot \cos\beta \pm \sin\beta), \qquad \text{(А.2)}$$

де β – кут нахилу траси, град;

$+ \sin\beta$ – у разі протягування кабелю знизу вверх;

$- \sin\beta$ – у разі протягування кабелю зверху вниз.

Коефіцієнти тертя приймають за таких значень:

$\mu = 0{,}2–0{,}3$ – у разі протягування кабелю по роликах;

$\mu = 0{,}4–0{,}6$ – у разі протягування кабелю в бетонні блоки;

$\mu = 0{,}1–0{,}2$ – у разі протягування кабелю в пластмасові труби зі змащуванням;

$\mu = 0{,}15–0{,}25$ – у разі протягування кабелю в пластмасові труби з підливанням води;

$\mu = 0{,}1–0{,}15$ – у разі протягування кабелю в пластмасові труби зі змащуванням і підливанням води.

А.4 На поворотах траси для протягування кабелю потрібно докладати додаткових зусиль порівняно з прокладанням кабелю на прямих ділянках. У місцях закінчення повороту кабелю зусилля натягу F_E (Н) на нього розраховують за формулою:

$$F_E = F_A \cdot e^{\alpha\mu}, \qquad (А.3)$$

де F_A – зусилля натягу на кабель до повороту після протягування його на прямолінійній ділянці траси, Н;

α – кут повороту траси, радіан;

μ – коефіцієнт тертя.

А.5 Під час протягування кабелю в разі повороту траси в місці згинання кабелю виникає радіально спрямоване зусилля на одиницю довжини кабелю F_r (Н/м), яке визначають за формулою:

$$F_r = F_E \cdot \frac{\sin\left(\frac{\alpha^\circ}{2}\right)}{r \cdot \pi \cdot \frac{\alpha^\circ}{360^\circ}}, \qquad (А.4)$$

де F_E – зусилля натягу кабелю, Н;

α° – кут повороту траси, град;

r – радіус згинання кабелю, м.

За кутів α, менших ніж 90°, використовують спрощену формулу:

$$F_r = \frac{F_E}{r}. \qquad (А.5)$$

Допустиме радіальне зусилля для небронькованого кабелю становить:

– 1500 Н/м – у разі протягування кабелю через один ролик у місці згинання;

– 4500 Н/м – у разі протягування кабелю через три ролики на 1 м довжини;

– 7500 Н/м – у разі протягування кабелю через п'ять роликів на 1 м довжини;

– 10000 Н/м – у разі протягування кабелю в трубі.

А.6 Розрахунок механічного зусилля $F_{КЗ}$ (Н/м), яке виникає між двома кабелями під час КЗ, виконують за формулою:

$$F_{КЗ} = \frac{1{,}25 \cdot I^2}{S}, \qquad (А.6)$$

де S – відстань між центрами жил кабелів, м;

I – струм зовнішнього двофазного КЗ, яке створює найбільші динамічні зусилля, кА.

Додаток Б
(обов'язковий)
до глави 2.3
«Кабельні лінії
напругою до 330 кВ»

РОЗРАХУНОК ПИТОМОГО ІНДУКТИВНОГО ОПОРУ СТРУМОПРОВІДНОГО ЕКРАНА ОДНОЖИЛЬНИХ КАБЕЛІВ

Б.1 Питомий індуктивний опір екрана залежить від взаємоіндукції між елементами КЛ – екраном і жилами кабелів. Значення питомого індуктивного опору визначають за формулою загального вигляду:

$$X_M = \omega \cdot M, \qquad (Б.1)$$

де X_M – питомий індуктивний опір екрана, Ом/км;
M – коефіцієнт взаємоіндукції, Гн/км;
ω – кутова частота змінного струму, рад/с;

$$\omega = 2\pi f, \qquad (Б.2)$$

де f – частота змінного струму, Гц.

Б.2 Коефіцієнт взаємоіндукції M визначають за формулою, в якій вплив конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі представлено параметром γ:

$$M = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \gamma, \qquad (Б.3)$$

де M – коефіцієнт взаємоіндукції, Гн/км;
γ – безрозмірний параметр впливу конфігурації (розрахунок параметра див. у **Б.5–Б.7**).

Б.3 Загальна формула (Б.1) з урахуванням формул (Б.2) та (Б.3) набуває такого вигляду:

$$X_M = 2\omega \cdot 10^{-4} \cdot \gamma. \qquad (Б.4)$$

Під час виконання розрахунків наведеної на екрані напруги з частотою $f = 50$ Гц слід керуватися формулою (Б.4) у такому вигляді:

$$X_M = 0{,}0628 \cdot \gamma, \qquad (Б.5)$$

де X_M – питомий індуктивний опір екрана одножильного кабелю, Ом/км;
γ – параметр впливу конфігурації.

Б.4 У **Б.5–Б.7** наведено математичні вирази для розрахунку параметра впливу конфігурації γ, які визначено на підставі припущення, що діаметр струмопровідного екрана дорівнює зовнішньому діаметру кабелю. Ці вирази дійсні для умов прокладання кабелів у ґрунті, на поверхні ґрунту або над поверхнею ґрунту, а також у трубах і кабельних каналах.

Б.5 Параметр γ для трифазного режиму КЛ.

У режимі трифазного струмового навантаження значення параметра γ залежить від взаємного розташування кабелів у перерізі траси КЛ (за схемою «у площині» або «у трикутник»).

У разі розташування кабелів за схемою «у площині» параметр γ визначають за формулою:

$$\gamma_{\text{пл}}^{(3)} = \ln\sqrt{4 \cdot \beta^2 + 1}, \qquad \text{(Б.6)}$$

де

$$\beta = \frac{S}{D_{\text{к}}}, \qquad \text{(Б.7)}$$

де S – відстань між центрами жил двох суміжних кабелів, розташованих за схемою «у площині», м;

$D_{\text{к}}$ – зовнішній діаметр кабелю, м.

У разі розташування кабелів за схемою «у трикутник» параметр γ визначають за формулою:

$$\gamma_{\text{тр}}^{(3)} = 0{,}5\ln\left[\beta^2\sqrt{\left(1+\left(\sqrt{3}+\frac{1}{\beta}\right)^2\right)\cdot\left(1+\frac{1}{\beta^2}\right)}\right], \qquad \text{(Б.8)}$$

де β – параметр, який визначають за формулою (Б.7), в якій S – відстань між центрами жил кабелів, розташованих у вершинах рівнобічного трикутника, м.

Окремі значення параметра γ для трифазного режиму струмового навантаження наведено в таблиці Б.1.

Таблиця Б.1 – Параметр γ для трифазного режиму

№ з/п	Розташування кабелів КЛ	Значення γ залежно від β		
		β = 1	β = 2	β = 3
1	За схемою «у площині»	0,8	1,42	1,81
2	За схемою «у трикутник»	0,7	1,2	1,54

Б.6 Параметр γ для режиму однофазного КЗ на землю.

Якщо дані про питомий опір ґрунту вздовж траси КЛ відомі з достатньою достовірністю, то параметр γ визначають за формулою:

$$\gamma^{(1)} = 4{,}725 + 0{,}5\ln\rho - \ln 0{,}5D_{\text{к}}, \qquad \text{(Б.9)}$$

де ρ – питомий опір землі, Ом · м;

$D_{\text{к}}$ – зовнішній діаметр кабелю, м.

Якщо дані про питомий опір землі не відомі, то у формулі (Б.9) слід прийняти ρ = 80 Ом · м.

Б.7 Параметр γ для ремонтного режиму в разі паралельних КЛ.

У ремонтному режимі параметр γ зумовлено конфігурацією розташування одножильних кабелів на КЛ, яка перебуває в робочому режимі навантаження, по відношенню до екранів кабелів КЛ, яка перебуває в ремонтному режимі (КЛ вимкнено).

У разі розташування кабелів за схемою «у площині» на КЛ, яка перебуває в робочому режимі, значення параметра γ визначають за формулою:

$$\gamma_{пл}^{(3)} = \ln \frac{\sqrt{\beta^2 + (\alpha + 0{,}5)^2}}{\alpha + 0{,}5}, \qquad (Б.10)$$

де

$$\alpha = \frac{A}{D_к}, \qquad (Б.11)$$

де A – найменша відстань у просвіті між кабелем КЛ, яка перебуває в робочому режимі, і кабелем КЛ, яку виведено в ремонт, м;

$D_к$ – зовнішній діаметр кабелю КЛ, яка перебуває в робочому режимі, м;

β – параметр за формулою (Б.7), в якій S – відстань між центрами жил двох суміжних кабелів, розташованих за схемою «у площині» на КЛ, яка перебуває в робочому режимі.

У разі розташування кабелів за схемою «у трикутник» на КЛ, яка перебуває у робочому режимі, значення параметра γ визначають за формулою:

$$\gamma_{тр}^{(3)} = \ln \frac{0{,}87\beta + \alpha + 0{,}5}{\sqrt{0{,}25\beta^2 + (\alpha + 0{,}5)^2}}, \qquad (Б.12)$$

де α – параметр за формулою (Б.11);

β – параметр за формулою (Б.7), в якій S – відстань між центрами жил кабелів, розташованих у вершинах рівнобічного трикутника на КЛ, яка перебуває в робочому режимі.

Окремі значення параметра γ для ремонтного режиму (за орієнтовних значень параметра α для КЛ різних класів напруги) наведено в таблиці Б.2.

Таблиця Б.2 – Параметр γ для ремонтного режиму паралельних КЛ

№ з/п	Напруга КЛ і параметр α	Розташування кабелів в КЛ	Значення γ залежно від β		
			$\beta = 1$	$\beta = 2$	$\beta = 3$
1	КЛ 6–10 кВ α=2	За схемою «у площині»	0,07	0,25	0,45
		За схемою «у трикутник»	0,28	0,46	0,56
2	КЛ 20–35 кВ α=3	За схемою «у площині»	0,04	0,14	0,28
		За схемою «у трикутник»	0,21	0,36	0,48
3	КЛ 110–330 кВ α=5	За схемою «у площині»	0,02	0,06	0,13
		За схемою «у трикутник»	0,14	0,26	0,37

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 22 серпня 2014 р. № 596

ГЛАВА 2.4
ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ ДО 1 кВ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

2.4.1 Ця глава Правил поширюється на повітряні лінії електропередавання змінного струму напругою до 1 кВ з неізольованими проводами та із самоутримними ізольованими проводами, а також на відгалуження від цих ліній до вводів у будівлі (споруди) із застосуванням самоутримних ізольованих проводів, які будуються та реконструюються.

Правила не поширюються на лінії, спорудження яких визначають за особливими правилами та нормами (контактні мережі міського електротранспорту тощо).

Додаткові вимоги до повітряних ліній напругою до 1 кВ подано в главах 1.7, 2.5, 6.3 цих Правил.

Кабельні вставки в лінію та кабельні відгалуження від лінії треба влаштовувати згідно з вимогами глави 2.3 цих Правил.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

2.4.2 повітряна лінія електропередавання напругою до 1 кВ

Споруда для передавання електричної енергії проводами, розташованими просто неба і закріпленими за допомогою ізоляторів і арматури на опорах або кронштейнах, на стінах будівель і на інженерних спорудах. Надалі в тексті повітряну лінію із застосуванням самоутримних ізольованих проводів позначено ПЛІ, а із застосуванням неізольованих проводів – ПЛ.

Початком ПЛ вважається приєднання її до вивідних ізоляторів трансформаторної підстанції, а початком ПЛІ – приєднання самоутримних ізольованих проводів до комутаційного апарата лінії

самоутримний ізольований провід (СІП)

Скручені в джгут ізольовані жили, які не вимагають спеціального утримного троса. Механічне навантаження може сприйматися утримною жилою або всіма провідниками джгута. Ізоляцію жил СІП треба виготовляти із зшитого світлостабілізованого поліетилену, стійкого до впливу зовнішнього середовища; СІП має

бути стійким до поширення полум'я згідно з ДСТУ 4216:2003 «Випробовування електричних кабелів в умовах впливу вогню. Частина 1. Випробовування на поширення полум'я поодиноко прокладеного вертикально розташованого ізольованого проводу або кабелю»

2.4.3 магістраль

Ділянка повнофазної лінії електропередавання від живильної трансформаторної підстанції до найбільш віддаленої кінцевої опори. До магістралі приєднують лінійні відгалуження та відгалуження до вводів

лінійне відгалуження

Частина лінії електропередавання, яка має один і більше прогонів і яку приєднано одним кінцем до магістралі

відгалуження до вводу в будівлю (споруду)

Проводи від опори, на якій здійснено відгалуження, до конструкції вводу на будівлі (споруді).

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

2.4.4 У розрахунках механічної частини розрізняють такі режими роботи лінії: нормальний – режим з необірваними проводами; аварійний – режим з обірваними проводами; монтажний – режим в умовах монтажу опор і проводів.

Механічний розрахунок елементів лінії електропередавання слід виконувати за методами, поданими в главі 2.5 цих Правил, як для ПЛ першого класу безвідмовності (1КБ) відповідно до **2.5.26.**

Механічний розрахунок лінії до 1 кВ в аварійному режимі не виконують.

2.4.5 Повітряні лінії електропередавання слід розташовувати таким чином, щоб їх опори не загороджували входи в будівлі і в'їзди у двори, не заважали руху транспорту і пішоходів. У місцях, де існує небезпека наїзду транспорту (в'їзди у двори, біля з'їздів з доріг, у разі перетину доріг тощо), опори необхідно захищати від наїзду (наприклад, відбійними тумбами).

Допускається прокладання СІП на стінах будинків і споруд з урахуванням вимог **2.4.55** та вимог глави 2.1 цих Правил. В останньому випадку необхідно враховувати конструктивні особливості будівлі (стіни) щодо можливості за несучою здатністю та способу закріплення кронштейнів (затискачів) СІП.

2.4.6 Якщо лінія електропередавання проходить через лісові масиви або зелені насадження, вирубувати просіки необов'язково; у цьому разі допускається вирубування окремих дерев, які створюють загрозу для проводів лінії. Необхідність і розміри просіки визначають за проектом будівництва лінії електропередавання з урахуванням вимог Правил охорони електричних мереж, затверджених Постановою Кабінету Міністрів України від 04.03.97 № 209.

Відстань від проводів за найбільшої стріли провисання або найбільшого їх відхилення до дерев і кущів для СІП не нормують, а для неізольованих проводів вона має бути не менше ніж 1 м з кожного боку ПЛ.

2.4.7 На кожній опорі лінії електропередавання на висоті 1,5–2 м від землі треба встановлювати (наносити) порядковий номер і рік встановлення опори. Крім того, на першій від підстанції опорі і на останній опорі магістральної частини лінії, а також на опорах, які обмежують перетин з іншими лініями, додатково треба

наносити диспетчерський номер лінії (якщо він існує) та номер підстанції, від якої ця лінія відходить. На опорах, які встановлюють на відстані, меншій ніж 4 м від кабельних ліній електропередавання, зв'язку, трубопроводів, додатково треба встановлювати (наносити) плакати або застережні знаки, на яких зазначають відстань від опори до лінії зв'язку, ширину охоронних зон і телефони власників цих споруд.

2.4.8 Захист металевих елементів і деталей опор від корозії має відповідати вимогам **2.5.19** і **2.5.21** та будівельним нормам і правилам.

2.4.9 Захист ліній від електричного перевантаження необхідно здійснювати згідно з вимогами глави 3.1 цих Правил.

КЛІМАТИЧНІ УМОВИ

2.4.10 Кліматичні умови для розрахунку ліній напругою до 1 кВ у нормальному режимі слід приймати згідно з **2.5.29–2.5.64** як для ПЛ першого класу безвідмовності. Поєднання кліматичних умов приймають відповідно до **2.5.76.**

ПРОВОДИ. ЛІНІЙНА АРМАТУРА

2.4.11 Для спорудження і реконструкції повітряних ліній до 1 кВ треба застосовувати СІП.

У місцях, де досвідом експлуатації встановлено випадки руйнування неізольованих проводів від корозії (узбережжя морів, солоних озер, промислові райони та райони засолених пісків), а також у місцях, де на підставі даних вишукувань таке руйнування є можливим, застосовувати СІП з неізольованою утримною жилою заборонено.

Магістральні ділянки ПЛІ рекомендовано виконувати трифазними СІП з урахуванням провідників системи заземлення. Кількість додаткових жил СІП визначають за проектом.

На відгалуженнях до вводів у будівлі (споруди) необхідно застосовувати СІП. Усі жили СІП на відгалуженнях до вводів у будівлі необхідно ізолювати.

2.4.12 Вибір перерізу проводів лінії до 1 кВ виконують згідно з вимогами глави 1.3 цих Правил.

Вибраний переріз СІП додатково перевіряють за тривало допустимим струмом навантаження з урахуванням сонячної радіації району будівництва лінії та на термічну стійкість до дії струмів короткого замикання. Допустимий струм навантаження з урахуванням сонячної радіації та допустимий струм короткого замикання приймають за технічними умовами на виготовлення СІП.

2.4.13 За умови механічної міцності на магістральних ділянках ліній, лінійних відгалуженнях і відгалуженнях до вводів у будівлі (споруди) необхідно застосовувати багатодротові проводи з перерізом, не меншим від поданих у табл. 2.4.1 і 2.4.2.

2.4.14 Магістраль лінії рекомендовано виконувати проводами одного перерізу. У разі обґрунтування магістраль допускається виконувати проводами різного перерізу.

Таблиця 2.4.1 – Мінімально допустимий переріз жили СІП за умови механічної міцності

Район ожеледі	Переріз жили СІП на магістралі ПЛІ або лінійному відгалуженні, мм^2	Переріз жили СІП на відгалуженні до вводу в будівлю (споруду), мм^2
1–3	25 (25)*	16
4–6	35 (25)*	16
* У дужках подано мінімальний переріз жил СІП з чотирма утримними жилами		

Таблиця 2.4.2 – Мінімально допустимий переріз неізольованих проводів за умови механічної міцності

Район ожеледі	Матеріал проводу	Переріз проводу на магістралі ПЛ або лінійному відгалуженні, мм^2
1–3	Алюміній (А) або нетермооброблений алюмінієвий сплав АВЕ (АН)	25
	Сталеалюмінієвий (АС) або термооброблений алюмінієвий сплав АВЕ (АЖ)	25
4–6	А, АН	35
	АС, АЖ	25

2.4.15 Механічний розрахунок проводів ліній електропередавання виконують за методом допустимих механічних напружень для умов, визначених у **2.5.29–2.5.61**. Величина механічного напруження в проводах має бути не більшою від наведеної в табл. 2.4.3, а відстань від проводів до поверхні землі, споруд і заземлених елементів опор має відповідати вимогам цієї глави.

Межу міцності проводів у разі розтягування та інші параметри приймають за технічними умовами на їх виготовлення.

2.4.16 Механічні навантаження на СІП з однією утримною жилою має сприймати саме ця жила, а на СІП з усіма утримними жилами – усі жили скрученого джгута.

2.4.17 Довжина прогону відгалуження до вводу в будівлю (споруду) не має перевищувати 25 м. Якщо ця відстань становить понад 25 м, то на відгалуженні необхідно встановлювати додаткову опору.

Відгалуження СІП від опор до вводів у будівлі (споруди) повинні мати анкерне кріплення.

У разі влаштування відгалужень до вводів у будівлі (споруди) сам увід до ввідного пристрою рекомендовано виконувати тим самим СІП, що й відгалуження до вводу. У цьому разі треба дотримуватися вимог глави 2.1 цих Правил.

2.4.18 Жили СІП або неізольовані проводи в прогонах необхідно з'єднувати за допомогою з'єднувальних затискачів. В одному прогоні допускається не більше одного з'єднання на кожен неізольований провід і не більше одного з'єднання у системі СІП. З'єднання, які піддаються натягу, повинні мати механічну міцність, не меншу ніж 90 % розривного зусилля проводу.

Таблиця 2.4.3 – Допустиме механічне напруження в проводах лінії електропередавання напругою до 1 кВ

Провід	Допустиме механічне напруження, % межі міцності у разі розтягування	
	за найбільшого зовнішнього навантаження або за нижчої температури повітря	за середньорічної температури повітря
СІП з однією утримною жилою перерізом 25–120 мм²	40	30
СІП з усіма утримними жилами перерізом 25–120 мм²	35	30
Неізольовані проводи:		
– алюмінієві перерізом, мм²:		
25–95	35	30
120	40	30
– із термообробленого і нетермообробленого алюмінієвого сплаву АВЕ перерізом, мм²:		
25–95	40	30
120	45	30
– сталеалюмінієві перерізом, мм²:		
25	35	30
35–95	40	30

Проводи різних марок або перерізу необхідно з'єднувати лише в петлях анкерних опор. Неізольовані проводи в петлях анкерних опор з'єднують за допомогою затискачів або зварювання. Місця з'єднання ізольованих жил СІП повинні мати світлостабілізовану ізоляцію.

2.4.19 Кріплення СІП на магістральних ділянках ПЛІ і відгалуженнях від них необхідно виконувати із застосуванням такої лінійної арматури:

– підтримувальні затискачі для кріплення утримних жил (утримної жили) на проміжних і кутових проміжних опорах;

– натяжні (анкерні) затискачі для кріплення утримних жил (утримної жили) на опорах анкерного типу, а також кінцевого кріплення утримної жили (утримних жил) відгалуження на опорі і на вводі у будівлю (споруду);

– відгалужувальні проколюючі затискачі для приєднання: відгалуження до ізольованих жил магістралі; заземлювальних провідників до ізольованої жили, яка виконує функцію *PEN*-(*PE*-)провідника; ліхтарів вуличного освітлення до ліхтарної жили та до ізольованого *PEN*-провідника і з'єднання корпусів світильників з *PEN*-провідником; заземлювального провідника опори до ізольованого *PEN*-провідника.

Відгалужувальні затискачі повинні мати захисні ізолювальні кожухи та забезпечувати надійний контакт відгалуження (приєднання) без зняття ізоляції з ізольованих жил СІП і механічну міцність магістрального проводу не менше ніж 90 % його розривного зусилля.

У разі застосування СІП з ізольованою утримною жилою підтримувальні та натяжні (анкерні) затискачі повинні мати вкладиші або корпуси з ізоляційного матеріалу, які запобігають руйнуванню ізоляції проводів.

Відгалужувальні затискачі повинні забезпечувати надійний контакт відгалуження (приєднання) без зняття ізоляції з ізольованих жил СІП.

Затискачі, за допомогою яких улаштовують відгалуження від ізольованих жил або приєднання до них, повинні мати захисні ізолювальні кожухи.

На ПЛІ рекомендовано застосовувати таку фурнітуру:

а) бандажні стрічки, призначені для обтискання скручених в джгут проводів. Їх установлюють у місцях, де в процесі монтажу можливе розкручування джгута СІП з однією утримною жилою, а саме:

1) біля анкерних затискачів;

2) з обох боків окремих або груп з'єднувальних затискачів;

3) з обох боків підтримувального затискача;

б) захисні ковпачки, призначені для ізоляції кінців жил СІП; вони повинні захищати вільні від приєднань кінці ізольованих проводів.

2.4.20 Кріплення підтримувальних і натяжних (анкерних) затискачів до опор ПЛІ, будівель і споруд необхідно виконувати за допомогою гаків, кронштейнів або інших конструкцій.

У разі кріплення підтримувальних і натяжних (анкерних) затискачів до будівель і споруд необхідно враховувати конструктивні особливості останніх щодо можливості за несучою здатністю та способу закріплення кронштейнів (натяжних затискачів).

2.4.21 Кріплення неізольованих проводів до ізоляторів і ізолювальних траверс на опорах ПЛ рекомендовано виконувати одинарним, за винятком опор, які обме-

жують прогони перетину. Кріплення неізольованих проводів до штирових ізоляторів на проміжних опорах необхідно, як правило, виконувати до шийки ізолятора з внутрішнього боку відносно стояка опори.

2.4.22 Гаки, штирі та інші вузли кріплення слід розраховувати для нормального режиму роботи лінії за методом руйнівних навантажень.

РОЗТАШУВАННЯ ПРОВОДІВ І ПРИСТРОЇВ НА ОПОРАХ

2.4.23 На опорах допускається будь-яке розташування ізольованих і неізольованих проводів лінії електропередавання незалежно від кліматичних умов. *PEN*-(*PE*-)провідник ПЛ з неізольованими проводами необхідно розташовувати нижче від фазних проводів.

Неізольовані проводи зовнішнього освітлення на опорах ПЛ треба розташовувати, як правило, над *PEN*-(*PE*-)провідником, а ізольовані проводи на опорах ПЛІ можна розташовувати вище або нижче СІП; вони також можуть бути додатковими жилами в джгуті СІП.

2.4.24 Захисні та секціонувальні пристрої, які встановлюють на опорах, треба розташовувати на висоті, не нижчій ніж 3,0 м від поверхні землі, а пристрої для приєднання електроприймачів – на висоті, не нижчій ніж 1,6 м.

2.4.25 Відстань між неізольованими проводами ПЛ на опорі і в прогоні за умови їх зближення в прогоні за найбільшої стріли провисання до 1,2 м має бути не менше ніж 0,6 м. За найбільшої стріли провисання понад 1,2 м цю відстань необхідно збільшувати пропорційно відношенню найбільшої стріли провисання до стріли 1,2 м.

2.4.26 Відстань по вертикалі між проводами різних фаз на опорі в разі відгалуження від ПЛ, а також у разі перетину різних ПЛ напругою до 1 кВ на спільній опорі має бути не менше ніж 0,1 м.

Відстань від проводів ПЛ до будь-яких елементів опор має бути не менше ніж 0,05 м.

2.4.27 Сумісне підвішування на спільних опорах неізольованих проводів ПЛ напругою до 1 кВ та СІП допускається за дотримання таких вимог:

– неізольовані проводи ПЛ треба розташовувати вище від СІП;

– відстань між проводами ПЛ і СІП на опорі та в прогоні за температури повітря плюс 15 °С без вітру має бути не менше ніж 0,5 м.

У разі сумісного підвішування на спільних опорах різних кіл ПЛІ відстань між СІП різних кіл на опорі та в прогоні має бути не менше ніж 0,3 м.

2.4.28 У разі сумісного підвішування на спільних опорах неізольованих проводів ПЛ напругою до 10 кВ і проводів ПЛІ або ПЛ напругою до 1 кВ необхідно забезпечувати виконання таких вимог:

– лінію до 1 кВ необхідно влаштовувати за розрахунковими умовами ПЛ напругою до 10 кВ;

– проводи ПЛ напругою до 10 кВ треба розташовувати вище від проводів лінії до 1 кВ. Відстань по вертикалі між ближніми проводами ліній різної напруги на спільній опорі, а також у прогоні за температури повітря плюс 15 °С без вітру має становити не менше ніж: 1 м – у разі підвішування СІП і 2,0 м – у разі підвішування неізольованих проводів ПЛ напругою до 1 кВ;

– проводи ПЛ напругою до 10 кВ, які прокладають на штирових ізоляторах, повинні мати подвійне кріплення.

2.4.29 У разі сумісного підвішування на спільних опорах проводів повітряних ліній зв'язку (ПЛЗ) напругою 10 кВ і проводів ПЛ або ПЛІ напругою до 1 кВ необхідно забезпечувати виконання таких вимог:

– лінію до 1 кВ необхідно влаштовувати за розрахунковими умовами ПЛЗ напругою до 10 кВ;

– проводи ПЛЗ 10 кВ необхідно розташовувати вище від проводів лінії до 1 кВ. Відстань по вертикалі між ближніми проводами ліній різної напруги на спільній опорі, а також у прогоні за температури повітря плюс 15 °С без вітру має становити не менше ніж: 0,5 м – у разі підвішування СІП і 1,5 м – у разі підвішування неізольованих проводів ПЛ до 1 кВ;

– кріплення проводів ПЛЗ напругою до 10 кВ на штирових ізоляторах має бути посиленим.

ІЗОЛЯЦІЯ

2.4.30 Самоутримні ізольовані проводи закріплюють на опорах ПЛІ за допомогою спеціальної арматури без застосування ізоляторів.

2.4.31 На ПЛ з неізольованими проводами незалежно від матеріалу опор, ступеня забруднення атмосфери та інтенсивності грозової діяльності слід застосовувати ізолятори або траверси з ізолювального матеріалу.

2.4.32 На опорах відгалужень від ПЛ з неізольованими проводами рекомендовано застосовувати багатошийкові ізолятори або виконувати відгалуження із застосуванням додаткових ізоляторів.

ЗАЗЕМЛЕННЯ. ЗАХИСТ ВІД ПЕРЕНАПРУГ

2.4.33 Металеві опори, установлені на залізобетонні фундаменти, повинні мати металічний зв'язок між металоконструкціями та арматурою фундаменту.

Залізобетонні опори повинні мати металічний зв'язок між установленими металоконструкціями, арматурою стояків, підкосів і відтяжок. Винятком з указаної вимоги є кронштейни, встановлені на опорах ПЛ для підвішування волоконно-оптичних кабелів зв'язку (**2.4.81**).

2.4.34 На ПЛ (ПЛІ) до 1 кВ необхідно влаштовувати заземлювальні пристрої, призначені для захисту від грозових перенапруг (**2.4.40**) і повторного заземлення *PEN*-(*PE*-)провідника (**2.4.42**).

Відкриті провідні частини електрообладнання, установленого на опорах ПЛ (комутаційні апарати, шафи і щитки для приєднання електроприймачів тощо), треба приєднувати до *PEN*-(*PE*-)провідника лінії.

2.4.35 На опорах ПЛ, а також ПЛІ з неізольованим *PEN*-провідником елементи, зазначені в **2.4.33**, треба додатково приєднувати до *PEN*-провідника на кожній опорі.

На опорах ПЛІ з ізольованим *PEN*-провідником елементи, зазначені в **2.4.33**, з'єднують з *PEN*-провідником лише на опорах, які мають заземлювальні пристрої.

У разі сумісного підвішування на спільних металевих або залізобетонних опорах лінії напругою понад 1 кВ і ПЛІ напругою до 1 кВ *PEN*-провідник ПЛІ незалежно

від того, ізольований він чи неізольований, необхідно з'єднувати із заземлювальним провідником опори (арматурою опори) на кожній опорі.

2.4.36 Гаки і штирі фазних проводів, установлені на дерев'яних опорах, необхідно з'єднувати з *PEN*-провідником лише на опорах, які мають заземлювальні пристрої.

2.4.37 Гаки, штирі та арматуру опор лінії напругою до 1 кВ, які обмежують прогони перетину, та опор із сумісним підвішуванням проводів необхідно заземлювати. Опір заземлювального пристрою має бути не більше ніж 30 Ом.

2.4.38 У разі переходу повітряної лінії в кабельну лінію металеву оболонку кабелю необхідно приєднувати до *PEN*-провідника. Крім того, у місці переходу ПЛ (ПЛІ) у кабель у кожній фазі необхідно встановлювати обмежувачі перенапруг (ОПН).

2.4.39 З'єднання захисних і заземлювальних провідників між собою, приєднання їх до верхнього заземлювального випуску стояка залізобетонної опори, до гаків і кронштейнів, а також металоконструкцій опор та устаткування, установленого на опорах, необхідно виконувати за допомогою зварювання або болтового з'єднання.

Приєднання заземлювальних провідників (спусків) до заземлювачів у землі виконують шляхом зварювання.

2.4.40 У населеній місцевості з одно- і двоповерховою забудовою ПЛ (ПЛІ), не екрановані високими трубами, деревами тощо, повинні мати заземлювальні пристрої, призначені для захисту від атмосферних перенапруг. Опір кожного з цих заземлювальних пристроїв має бути не більше ніж 30 Ом, а відстань між сусідніми заземлювальними пристроями – не більше ніж 100 м.

Крім того, зазначені заземлювальні пристрої необхідно влаштовувати:

– на опорах із відгалуженнями до вводів у будинки, в яких можливе перебування великої кількості людей (школи, дитячі сади, лікарні, клуби тощо) або які мають велику господарську цінність (тваринницькі приміщення, пташники, склади, гаражі тощо);

– на кінцевих опорах, які мають відгалуження до вводів у будинки. Найбільша відстань від сусіднього заземлення цієї самої лінії за таких умов має бути не більше ніж 60 м.

У зазначених місцях має бути встановлено ОПН.

2.4.41 Грозозахисні пристрої, установлені на опорах, треба приєднувати до заземлювача найкоротшим шляхом.

2.4.42 Повторні заземлення і *PEN*-провідника необхідно влаштовувати згідно з вимогами **1.7.93–1.7.96.**

2.4.43 На початку і в кінці кожної магістралі, на кінці лінійних відгалужень і на опорах, які обмежують прогони перетину ПЛІ з ПЛ, ПЛІ та ПЛЗ, на проводах рекомендовано встановлювати затискачі для можливості контролю напруги і заземлення ПЛ за умови безпечного виконання ремонтних робіт.

2.4.44 Для заземлювальних провідників допускається застосовувати круглу сталь діаметром, не меншим ніж 6 мм, з антикорозійним покриттям.

ОПОРИ

2.4.45 Для спорудження ліній електропередавання напругою до 1 кВ можна застосовувати залізобетонні, дерев'яні, дерев'яні із залізобетонними приставками і металеві опори.

Для спорудження ліній застосовують такі типи опор:

– **проміжні опори**, які встановлюють на прямих ділянках траси; ці опори в нормальному режимі роботи не сприймають зусиль, спрямованих уздовж лінії;

– **анкерні опори**, які встановлюють для обмеження анкерного прогону, а також у місцях зміни кількості, марок і перерізу проводів. Ці опори мають сприймати в нормальному режимі роботи зусилля від різниці натягу проводів, спрямованого вздовж лінії;

– **кутові опори**, які встановлюють у місцях зміни напрямку траси лінії. Ці опори в нормальному режимі роботи мають сприймати сумарне навантаження від натягу проводів суміжних прогонів. Кутові опори можуть бути проміжного та анкерного типів;

– **кінцеві опори**, які встановлюють на початку і в кінці лінії, а також у місцях кабельних вставок. Ці опори є опорами анкерного типу і мають сприймати в нормальному режимі роботи односторонній натяг усіх проводів;

– **відгалужувальні опори**, на яких виконують відгалуження від лінії;

– **перехресні опори**, на яких здійснюють перетин ліній двох напрямків.

Відгалужувальні і перехресні опори можуть бути всіх зазначених вище типів.

2.4.46 Конструкція опор має забезпечувати можливість установлення:

– ліхтарів вуличного освітлення всіх типів;

– кінцевих кабельних муфт;

– секціонувальних і комутаційних апаратів;

– шаф і щитків для приєднання електроприймачів.

Крім того, усі типи опор, які застосовують для спорудження ПЛ, за конструкцією мають допускати можливість виконання одно- і трифазних відгалужень до вводів у будівлі (споруди) довжиною до 25 м.

2.4.47 Опори незалежно від їх типу можуть бути вільностоячими, з підкосами або відтяжками.

Відтяжки опор необхідно прикріплювати до анкерів, установлених у землі, або до кам'яних, цегельних, залізобетонних і металевих елементів будівель і споруд. Вони можуть бути одно- або багатодротовими. Переріз відтяжок визначають розрахунком. Переріз однодротових сталевих відтяжок має бути не менше ніж 25 мм^2.

У разі кріплення відтяжок до будівель і споруд необхідно враховувати конструктивні особливості останніх щодо можливості за несучою здатністю та способу закріплення відтяжок.

2.4.48 Опори необхідно розраховувати за методом граничних станів відповідно до чинних державних стандартів і норм для умов нормального режиму роботи лінії і кліматичних умов відповідно до **2.4.10**.

Проміжні опори розраховують на одночасну дію поперечного вітрового навантаження на проводи і конструкцію опори без ожеледі або покриті ожеледдю.

Кутові опори (проміжні та анкерні) розраховують на результуюче навантаження від натягу проводів і вітрового навантаження на проводи і конструкцію опори.

Анкерні опори розраховують на різницю натягу проводів суміжних прогонів і поперечне навантаження від тиску вітру за ожеледі і без ожеледі на проводи і конструкцію опори. За мінімальне значення різниці натягу необхідно приймати 50 % найбільшого значення одностороннього натягу всіх проводів.

Кінцеві опори розраховують на односторонній натяг усіх проводів.

Відгалужувальні опори розраховують на результуюче навантаження від натягу всіх проводів.

2.4.49 У разі встановлення опор на затоплюваних ділянках траси, де можливі розмивання ґрунту або льодохід, опори необхідно укріплювати (підсипання землею, замощення, улаштування банкеток, установлення льодорізів).

ГАБАРИТИ, ПЕРЕТИНИ І ЗБЛИЖЕННЯ

2.4.50 Відстань по вертикалі від самоутримних проводів ПЛІ за найбільшої стріли провисання до поверхні землі в населеній і ненаселеній місцевості або до проїзної частини вулиці повинна бути не менше ніж 5,0 м. У важкодоступній місцевості цю відстань можна зменшувати до 2,5 м, а в недоступній місцевості (схили гір, скелі) – до 1 м.

У разі перетину непроїзної частини вулиці відгалуженнями до вводів у будівлі (споруди) відстань від СІП до тротуарів і пішохідних доріжок за найбільшої стріли провисання має бути не менше ніж 3,5 м. У разі неможливості дотримання зазначеної відстані встановлюють додаткову опору або ввідну конструкцію на будівлі (споруді).

Відстань по вертикалі від СІП відгалуження вводу в будівлю (споруду) до поверхні землі перед конструкцією вводу має бути не менше ніж 2,75 м.

2.4.51 Відстань по вертикалі від неізольованих проводів ПЛ до поверхні землі в населеній і ненаселеній місцевостях і до проїзної частини вулиці за найбільшої стріли провисання повинна бути не менше ніж 6,0 м. У важкодоступній місцевості цю відстань може бути зменшено до 3,5 м, а в недоступній місцевості (схили гір, скелі) – до 1 м.

2.4.52 Відстань по горизонталі від самоутримних проводів ПЛІ за їх найбільшого відхилення до елементів будівель і споруд має бути не менше ніж: 1,0 м – до балконів, терас і вікон і 0,15 м – до глухих стін будівель і споруд.

Допускається проходження ПЛІ над дахом (покрівлею) промислових будівель і споруд (крім зазначених у главах 4 і 5 НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок») за умови, що відстань від покрівлі до СІП становить не менше ніж 2,5 м.

Відстань у просвіті від СІП до даху будівель малих архітектурних форм (торговельні павільйони, намети, кіоски, фургони тощо), на даху яких унеможливлене перебування людей, повинна бути не менше ніж 0,5 м.

2.4.53 Відстань по горизонталі від неізольованих проводів ПЛ за умови їх невідхиленого положення до елементів будівель і споруд має бути не менше ніж 2 м (охоронна зона).

У разі розташування будівель і споруд в охоронній зоні ПЛ відстань по горизонталі від проводів ПЛ за їх найбільшого відхилення до елементів цих будівель і споруд має бути не менше ніж:

– 1,5 м – до балконів, терас і вікон;

– 1,0 м – до глухих стін будівель і споруд.

У разі неможливості дотримання цих умов треба використовувати СІП з виконанням умов **2.4.52**.

2.4.54 Найменшу відстань від проводів лінії електропередавання до поверхні землі, води або до споруд різного призначення в разі проходження над ними

визначають за найвищої температури повітря без урахування нагріву проводів електричним струмом.

2.4.55 Прокладання СІП по стінах будівель і споруд необхідно виконувати таким чином, щоб вони були недосяжними для дотику з місць, де можливе часте перебування людей (вікна, балкони, ґанок тощо). Від зазначених місць СІП повинен знаходитися на відстані, не меншій ніж:

у разі горизонтального прокладання:

– 0,3 м – над вікном або над вхідними дверима;

– 0,5 м – під вікном або під балконом;

– 2,75 м – до землі;

у разі вертикального прокладання:

– 0,5 м – до вікна;

– 1,0 м – до балкона, вхідних дверей.

Відстань у просвіті між СІП і стіною будівлі або споруди має бути не менше ніж 0,06 м.

Прокладати СІП по стінах вибухо- і пожежонебезпечних будівель і споруд (АЗС, газорозподільних станцій тощо) не допускається.

2.4.56 Відстань по горизонталі від підземних частин опор або заземлювальних пристроїв опор до підземних кабелів, трубопроводів і наземних колонок різного призначення має бути не меншою від зазначеної в табл. 2.4.4.

Таблиця 2.4.4 – Найменша допустима відстань по горизонталі від підземних частин опор або заземлювальних пристроїв опор до підземних кабелів, трубопроводів і надземних колонок

Об'єкт зближення	Відстань, м
Водо-, паро- і теплопроводи, розподільні газопроводи, каналізаційні труби	1
Пожежні гідранти, колодязі, люки каналізації, водорозбірні колонки	2
Бензинові колонки	10
Кабелі (крім кабелів зв'язку, сигналізації і ліній радіотрансляційної мережі, див. також **2.4.77**)	1
Те саме, але в разі прокладання їх в ізоляційній трубі	0,5

2.4.57 У разі перетину ліній електропередавання з різними спорудами, а також з вулицями і площами населених пунктів кут перетину не нормують.

2.4.58 Перетин ПЛІ з судноплавними річками і каналами не рекомендовано.

За необхідності такого перетину його необхідно влаштовувати шляхом застосування ПЛ з неізольованими проводами з дотриманням вимог **2.5.226–2.5.234**.

У разі перетину з несудноплавними річками, каналами або іншими водоймищами найменша відстань від проводів лінії електропередавання до поверхні найвищого рівня води повинна бути не менше ніж 2 м, а до рівня льоду – не менше ніж 6 м.

2.4.59 Перетин і зближення ПЛ до 1 кВ з неізольованими проводами із лініями напругою, вищою ніж 1 кВ, а також сумісне їх підвішування на спільних опорах необхідно виконувати з дотриманням вимог **2.5.179, 2.5.182, 2.5.184, 2.5.188** та **2.4.28, 2.4.29**.

2.4.60 Перетин ліній напругою до 1 кВ між собою рекомендовано виконувати на перехресних опорах.

Допускається також виконувати перетин у прогоні. У цьому разі відстань по вертикалі між ближніми проводами ліній, які перетинаються, на опорі і в прогоні має бути не менше ніж: між неізольованими проводами ПЛ – 1 м; між неізольованими проводами ПЛ і ПЛІ – 0,5 м; між проводами ПЛІ – 0,1 м. Цю відстань визначають за температури повітря плюс 15 °С без вітру.

2.4.61 У разі перетину лінії до 1 кВ в прогоні опор, які обмежують прогін перетину, можуть бути проміжного або анкерного типів.

Місце перетину ліній між собою в прогоні необхідно вибирати якомога ближче до опори верхньої лінії. Відстань по горизонталі від опор ПЛІ до проводів ПЛ має бути не менше ніж 2 м, а до проводів ПЛІ – не менше ніж 1 м.

2.4.62 У разі паралельного проходження або зближення ліній до 1 кВ з лінією напругою понад 1 кВ горизонтальна відстань між ними має бути не меншою від зазначеної у **2.5.189.**

2.4.63 У разі перетину ліній до 1 кВ з лініями напругою, вищою ніж 1 кВ, відстань від проводів лінії понад 1 кВ до проводів та опор лінії до 1 кВ має відповідати вимогам **2.5.180** і **2.5.186.**

ПЕРЕТИНИ, ЗБЛИЖЕННЯ, СУМІСНЕ ПІДВІШУВАННЯ ЛІНІЙ ДО 1 кВ З ЛІНІЯМИ ЗВ'ЯЗКУ, ЛІНІЯМИ РАДІОТРАНСЛЯЦІЙНИХ МЕРЕЖ, КАБЕЛЬНОГО ТЕЛЕБАЧЕННЯ ТА ІНТЕРНЕТУ

2.4.64 Кут перетину лінії до 1 кВ з проводами або підвісними кабелями ліній зв'язку (ЛЗ), лініями радіотрансляційних мереж (ЛРМ), кабельного телебачення та Інтернету (КТ) по можливості має бути близьким до 90 градусів. Для ускладнених умов кут перетину не нормують.

Примітка. Лінії кабельного телебачення та Інтернету виконують коаксіальним та оптоволоконним кабелем.

2.4.65 Відстань по вертикалі від проводів лінії до 1 кВ за найбільшої стріли провисання до проводів або підвісних кабелів ЛЗ, ЛРМ або КТ в прогоні перетину має бути не менше ніж:

– 0,5 м – від СІП ПЛІ;

– 1,25 м – від неізольованих проводів ПЛ.

2.4.66 Відстань по вертикалі від проводів лінії до 1 кВ до проводів або підвісних кабелів ЛЗ, ЛРМ або КТ у разі перетину на спільній опорі має бути не меншою ніж:

– 0,5 м – між СІП і ЛЗ, ЛРМ або КТ;

– 1,5 м – між неізольованим проводом ПЛ і ЛРМ або КТ.

2.4.67 Місце перетину проводів лінії до 1 кВ з проводами або підвісними кабелями ЛЗ, ЛРМ та КТ у прогоні має знаходитися якомога ближче до опори лінії до 1 кВ, але не менше ніж за 2 м від неї.

2.4.68 Перетин лінії до 1 кВ з ЛЗ, ЛРМ і КТ можна виконувати за одним з таких варіантів:

– проводами лінії до 1 кВ та ізольованими проводами ЛЗ, ЛРМ або КТ **(2.4.69);**

– проводами лінії до 1 кВ і підземним або підвісним кабелем ЛЗ, ЛРМ або КТ **(2.4.70);**

– проводами лінії до 1 кВ і неізольованими проводами ЛЗ, ЛРМ або КТ (**2.4.71**);

– підземною кабельною вставкою в лінію до 1 кВ і неізольованими або ізольованими проводами ЛЗ, ЛРМ або КТ (**2.4.72**).

2.4.69 У разі перетину лінії до 1 кВ з ізольованими проводами ЛЗ, ЛРМ або КТ необхідно дотримуватися таких вимог:

– перетин ПЛІ з ЛЗ, ЛРМ або КТ можна виконувати в прогоні і на опорі;

– перетин неізольованих проводів ПЛ з проводами ЛЗ, а також з проводами ЛРМ або КТ напругою, вищою ніж 360 В, необхідно виконувати лише в прогоні. Перетин неізольованих проводів ПЛ з проводами ЛРМ або КТ напругою до 360 В можна виконувати як у прогоні, так і на спільній опорі;

– опори лінії до 1 кВ, які обмежують прогін перетину з ЛЗ, ЛРМ або КТ напругою, вищою ніж 360 В, мають бути анкерного типу. У разі перетину абонентських ЛЗ і ЛРМ напругою до 360 В допускається використовувати опори проміжного типу, посилені додатковою приставкою або підкосом;

– проводи лінії до 1 кВ необхідно розташовувати над проводами ЛЗ, ЛРМ або КТ. На опорах лінії до 1 кВ, які обмежують прогін перетину, неізольовані проводи повинні мати подвійне кріплення, СІП необхідно кріпити анкерними затискачами. Проводи ЛЗ, ЛРМ і КТ на опорах, що обмежують прогін перетину, повинні мати подвійне кріплення;

– з'єднувати проводи лінії до 1 кВ або проводи ЛЗ, ЛРМ або КТ в прогоні перетину не допускається.

2.4.70 У разі перетину лінії до 1 кВ з підземним або підвісним кабелем ЛЗ, ЛРМ або КТ необхідно дотримуватися таких вимог:

– відстань від підземної частини металевої або залізобетонної опори і заземлювача дерев'яної опори до підземного кабелю ЛЗ, ЛРМ або КТ у населеній місцевості має бути, як правило, не менше ніж 3 м. В ускладнених умовах допускається зменшувати цю відстань до 1 м (за умови допустимості впливу на ЛЗ і ЛРМ); підземний кабель ЛЗ або ЛРМ треба прокладати в сталевій трубі або покривати швелером чи кутовою сталлю на довжину в обидва боки від опори, не меншу ніж 3 м;

– у ненаселеній місцевості відстань від підземної частини або заземлювача опори лінії електропередавання до підземного кабелю ЛЗ, ЛРМ і КТ повинна бути не меншою від зазначеної в табл. 2.4.5;

Таблиця 2.4.5 – Найменша відстань від підземної частини та заземлювача опори лінії до підземного кабелю ЛЗ, ЛРМ і КТ у ненаселеній місцевості

Еквівалентний питомий опір землі, Ом · м	Найменша відстань, м, від підземного кабелю ЛЗ, ЛРМ або КТ до	
	заземлювача або підземної частини залізобетонної і металевої опори	підземної частини дерев'яної опори, яка не має заземлювального пристрою
До 100	10	5
Понад 100 до 500	15	10
Понад 500 до 1000	20	15
Понад 1000	30	25

– проводи лінії до 1 кВ треба розташовувати, як правило, над підвісним кабелем ЛЗ, ЛРМ і КТ (див. **2.4.69**, п. 4);

– з'єднувати проводи лінії до 1 кВ у прогоні перетину з підвісним кабелем ЛЗ, ЛРМ і КТ не допускається. Переріз утримної жили СІП з однією утримною жилою в джгуті має бути не менше ніж 35 мм^2, а переріз кожної жили СІП з усіма утримними жилами в джгуті – не менше ніж 25 мм^2. Неізольовані проводи ПЛ повинні бути багатодротовими, перерізом, не меншим ніж: алюмінієві – 35 мм^2, сталеалюмінієві – 25 мм^2;

– на опорах ЛЗ, ЛРМ і КТ, які обмежують прогін перетину, металеву оболонку підвісного кабелю і трос, на якому підвішують кабель, необхідно заземлювати;

– відстань по горизонталі від основи кабельної опори ЛЗ, ЛРМ і КТ до проекції ближнього проводу лінії до 1 кВ на горизонтальну площину має бути не меншою від найбільшої висоти опори прогону перетину.

2.4.71 У разі перетину ПЛІ з неізольованими проводами ЛЗ або ЛРМ необхідно дотримуватися таких вимог:

– перетин ПЛІ з ЛЗ і ЛРМ можна виконувати як у прогоні, так і на спільній опорі;

– опори ПЛІ, які обмежують прогін перетину з ЛЗ і ЛРМ, мають бути анкерного типу;

– утримна жила СІП з однією утримною жилою в джгуті або джгут з усіма утримними жилами на ділянці перетину повинні мати коефіцієнт запасу міцності на розтяг за розрахункових навантажень, не менший ніж 2,5, а проводи ЛЗ і ЛРМ – не менший ніж 2,2;

– проводи ПЛІ необхідно розташовувати над проводами ЛЗ або ЛРМ. На опорах ПЛІ, які обмежують прогін перетину, утримна жила (утримні жили) СІП необхідно закріплювати в натяжних затискачах;

– з'єднувати утримну жилу СІП з однією утримною жилою та жили СІП з усіма утримними жилами, а також проводи ЛЗ і ЛРМ у прогоні перетину не допускається.

У разі перетину неізольованих проводів ПЛ з неізольованими проводами ЛЗ або ЛРМ необхідно дотримуватися таких вимог:

– перетин проводів ПЛ з проводами ЛЗ або проводами ЛРМ напругою, вищою ніж 360 В, необхідно виконувати лише в прогоні. Перетин проводів ПЛ з абонентськими і фідерними лініями ЛРМ напругою до 360 В допускається здійснювати на опорах ПЛ;

– опори ПЛ, які обмежують прогін перетину, мають бути анкерного типу;

– проводи ЛЗ, як сталеві, так і з кольорового металу, повинні мати коефіцієнт запасу міцності на розтягування за найбільших граничних навантажень, не менший ніж 2,2;

– проводи ПЛ треба розташовувати над проводами ЛЗ і ЛРМ. На опорах, які обмежують прогін перетину, проводи ПЛ повинні мати подвійне кріплення;

– з'єднувати проводи ПЛ, а також проводи ЛЗ і ЛРМ у прогоні перетину не допускається. Проводи ПЛ мають бути багатодротовими, перерізом, не меншим ніж: алюмінієві – 35 мм^2, сталеалюмінієві – 25 мм^2.

2.4.72 У разі перетину підземної кабельної вставки в лінію до 1 кВ з проводами ЛЗ, ЛРМ (як ізольованими, так і неізольованими) або КТ необхідно дотримуватися таких вимог:

– відстань від підземної кабельної вставки або її заземлювача до опори ЛЗ, ЛРМ або КТ має бути не менше ніж 1 м, а в разі прокладання кабелю в ізолювальній трубі – не менше ніж 0,5 м;

– відстань по горизонталі від основи кабельної опори лінії електропередавання до проекції ближнього проводу ЛЗ, ЛРМ або КТ на горизонтальну площину має бути не меншою ніж висота опори прогону перетину.

2.4.73 У разі паралельного проходження і зближення відстань по горизонталі між проводами ПЛІ і проводами ЛЗ, ЛРМ і КТ має бути не менше ніж 1 м.

У разі зближення ПЛ з повітряними ЛЗ, ЛРМ і КТ відстань по горизонталі між неізольованими проводами ПЛ і проводами ЛЗ, ЛРМ і КТ має бути не менше ніж 2 м. В ускладнених умовах цю відстань можна зменшувати до 1,5 м. В інших випадках відстань між лініями має бути не меншою від висоти найвищої опори ПЛ, ЛЗ, ЛРМ і КТ.

У разі зближення ПЛ з підземними або підвісними кабелями ЛЗ, ЛРМ і КТ необхідно виконувати вимоги **2.4.70** (пункти 1 і 5).

2.4.74 Зближення лінії напругою до 1 кВ з антенними спорудами передавальних і приймальних радіоцентрів, виділеними приймальними пунктами радіофікації і місцевими радіовузлами не нормують.

2.4.75 Проводи від опор ліній напругою до 1 кВ до вводів у будівлі (споруди) не мають перетинатися з відгалуженнями від ЛЗ, ЛРМ і КТ. Їх необхідно розташовувати на одному рівні або вище ЛЗ, ЛРМ і КТ.

Відстань по горизонталі між проводами лінії і проводами ЛЗ, ЛРМ і КТ, а також спусками від радіоантен на вводах має бути не менше ніж 0,5 м для СІП і 1,5 м для неізольованих проводів.

2.4.76 На опорах ПЛІ допускається сумісне підвішування кабелю сільської телефонної мережі (СТМ) в разі забезпечення таких вимог:

– *PEN*-(*PE*-)жила СІП має бути ізольованою;

– відстань від СІП до підвісного кабелю СТМ у прогоні і на опорі ПЛІ має бути не менше ніж 0,5 м;

– кожна опора ПЛІ на ділянці сумісного підвішування повинна мати заземлювальний пристрій з опором заземлення не більше ніж 10 Ом;

– на кожній опорі ПЛІ відрізку спільного підвішування необхідно виконувати повторне заземлення *PEN*-(*PE*-)жили СІП;

– утримний канат телефонного кабелю разом з металевим сітчастим покриттям на кожній опорі ПЛІ треба приєднувати до заземлювача опори самостійним провідником (спуском).

2.4.77 Сумісне підвішування на спільних опорах неізольованих проводів ПЛ і проводів ЛЗ будь-якої напруги не допускається.

Допускається на спільних опорах сумісне підвішування неізольованих проводів ПЛ і ізольованих проводів ЛРМ і КТ. У цьому разі необхідно дотримуватися таких вимог:

номінальна напруга ПЛ має бути не вище ніж 380 В;

номінальна напруга ЛРМ і КТ має бути не вище ніж 360 В;

відстань від нижніх проводів ЛРМ і КТ до поверхні землі повинна відповідати вимогам Правил будівництва повітряних ліній зв'язку і радіотрансляційних мереж, затверджених Мінзв'язку СРСР (1975 р.);

– неізольовані проводи ПЛ треба розташовувати над проводами ЛРМ і КТ; вертикальна відстань від нижнього проводу ПЛ до верхнього проводу ЛРМ і КТ на опорі має бути не меншою ніж 1,5 м, а в прогоні – не меншою ніж 1,25 м. У разі розташування проводів ЛРМ і КТ на кронштейнах цю відстань установлюють від нижнього проводу ПЛ, розташованого з того самого боку, що й проводи ЛРМ і КТ.

2.4.78 На спільних опорах допускається сумісне підвішування СІП ПЛІ та ізольованих проводів ЛЗ, ЛРМ і КТ. У цьому разі необхідно дотримуватися таких вимог:

– номінальна напруга ПЛІ має бути не вище ніж 380 В;

– номінальна напруга ЛРМ і КТ має бути не вище ніж 360 В;

– номінальна напруга ЛЗ, розрахункова механічна напруга в проводах ЛЗ і відстань від нижніх проводів ЛЗ до поверхні землі має відповідати вимогам Правил будівництва повітряних ліній зв'язку і радіотрансляційних мереж, затверджених Мінзв'язку СРСР (1975 р.);

– проводи ПЛІ слід розташовувати над проводами ЛЗ, ЛРМ і КТ; відстань по вертикалі від СІП до верхнього проводу ЛЗ, ЛРМ і КТ незалежно від їх взаємного розташування має бути на опорі і в прогоні не менше ніж 0,5 м. Проводи ПЛІ і проводи ЛЗ, ЛРМ і КТ рекомендовано розташовувати з різних боків опори.

2.4.79 Сумісне підвішування на спільних опорах неізольованих проводів ПЛ і кабелів ЛЗ не допускається.

Сумісне підвішування на спільних опорах неізольованих проводів ПЛ напругою, не більшою ніж 380 В, і кабелів ЛРМ і КТ допускається за дотримання вимог **2.4.77**, визначених для ізольованих проводів ЛРМ і КТ.

2.4.80 Сумісне підвішування на спільних опорах проводів лінії електропередавання напругою, не вищою ніж 380 В, і проводів телемеханіки допускається за дотримання вимог **2.4.77**, визначених для ізольованих проводів ЛРМ, і **2.4.78** – для ізольованих проводів ЛЗ і ЛРМ, за умови, що кола телемеханіки не використовуватимуть як канали провідного телефонного зв'язку.

2.4.81 На опорах ПЛІ або ПЛ допускається підвішувати волоконно-оптичні кабелі зв'язку (ОК):

– неметалеві самоутримні (ОКСН);

– неметалеві, навиті на фазний провід або джгут СІП (ОКНН).

Відстань від ОКСН до поверхні землі в населеній і ненаселеній місцевостях має бути не менше ніж 5 м.

Відстань між проводами лінії електропередавання і ОКСН на опорі і в прогоні має бути не менше ніж 0,4 м.

У разі підвішування волоконно-оптичних кабелів зв'язку на опорах ПЛ або ПЛІ опори повинні бути розраховані на додаткове навантаження від цих кабелів. Розрахунок опор із сумісним підвішуванням волоконно-оптичних кабелів зв'язку треба виконувати відповідно до вимог глави 2.5 цих Правил.

Металеві кронштейни, на яких підвішуються неметалеві самоутримні кабелі зв'язку, не вимагається з'єднувати металічним зв'язком з арматурою стояків, підкосів та іншими металоконструкціями, встановленими на опорі (**2.4.33**).

Примітка. На ПЛ і ПЛІ, які перебувають в експлуатації, сумісне підвішування ОК, ЛРМ і КТ допускається за згодою її власника. Опори лінії, на яких виконують сумісне підвішування та їх закріплення в ґрунті, необхідно перевіряти на додаткові навантаження, які при цьому виникають.

ПЕРЕТИНИ І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛІ (ПЛ) З ІНЖЕНЕРНИМИ СПОРУДАМИ

2.4.82 У разі перетину або паралельного проходження лінії до 1 кВ із залізницями, а також автомобільними дорогами І-а, І-б і ІІ категорії (за класифікацією табл. 4.1 ДБН В.2.3-4:2015 «Автомобільні дороги. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво») необхідно виконувати вимоги глави 2.5 цих Правил, визначені для ПЛ (ПЛЗ) напругою до 20 кВ.

Допускається перетини виконувати за допомогою кабельної вставки в лінію. У цьому разі влаштування кабельної вставки має відповідати вимогам глави 2.3 цих Правил.

2.4.83 У разі зближення ПЛ з неізольованими проводами із автомобільними дорогами відстань від проводів ПЛ до дорожніх знаків і їх утримних тросів має бути не менше ніж 1 м; утримні троси необхідно заземлювати з опором заземлювального пристрою, не більшим ніж 10 Ом.

У разі зближення ПЛІ з автомобільними дорогами відстань від СІП до дорожніх знаків і їх утримних тросів повинна бути не менше ніж 0,5 м. Заземлювати утримні троси не вимагається.

2.4.84 У разі перетину і зближення ліній до 1 кВ з контактними проводами та утримними тросами трамвайних і тролейбусних ліній необхідно дотримуватися таких вимог:

а) лінії до 1 кВ, як правило, необхідно розташовувати поза зоною, зайнятою спорудами контактних мереж, включаючи опори. Опори ліній до 1 кВ мають бути анкерного типу, а неізольовані проводи повинні мати подвійне кріплення;

б) проводи ліній до 1 кВ слід розташовувати над утримними тросами контактних проводів. Проводи ліній повинні бути багатодротовими з перерізом, не меншим ніж: алюмінієві – 35 мм^2, сталеалюмінієві – 25 мм^2, утримна жила СІП – 35 мм^2, переріз жили СІП з усіма утримними жилами джгута – не менше ніж 25 мм^2. З'єднувати проводи ліній до 1 кВ в прогонах перетину не допускається;

в) відстань по вертикалі від проводів лінії до 1 кВ за найбільшого провисання до головки рейки трамвайної колії має бути не менше ніж 8 м, до проїзної частини вулиці в зоні тролейбусної лінії – не менше ніж 10,5 м. В усіх випадках відстань від проводів лінії до 1 кВ до утримного троса або контактного проводу повинна бути не менше ніж 1,5 м;

г) забороняється перетин ліній до 1 кВ з контактними проводами в місцях розташування поперечок;

д) сумісне підвішування на спільних опорах тролейбусних ліній контактних проводів і проводів ліній напругою 380 В допускається з дотриманням таких вимог:

1) опори контактних проводів тролейбусних ліній повинні мати механічну міцність, достатню для підвішування проводів лінії напругою 380 В;

2) відстань між проводами лінії напругою 380 В і кронштейном або пристроєм кріплення утримного троса контактних проводів має бути не менше ніж 1,5 м.

2.4.85 У разі перетину і зближення ліній до 1 кВ з канатними дорогами та надземними металевими трубопроводами необхідно забезпечувати такі вимоги:

лінія до 1 кВ має проходити під канатною дорогою; проходження її над канатною дорогою не допускається;

– канатні дороги повинні мати знизу містки або сітки для огорожі проводів лінії до 1 кВ;

– у разі проходження лінії до 1 кВ під канатною дорогою або під надземним металевим трубопроводом проводи лінії мають знаходитися від них на такій відстані:

– 1 м – за найменшої стріли провисання проводів від містків чи огороджувальних сіток канатної дороги або трубопроводу;

– 1 м – за найбільшої стріли провисання і найбільшого відхилення проводів до елементів канатної дороги або трубопроводу;

– у разі перетину з трубопроводом відстань від проводів лінії до елементів трубопроводу за їх найбільшого провисання має бути не меншою ніж 1 м. Опори лінії, які обмежують прогін перетину, повинні бути анкерного типу. Трубопровід у прогоні перетину необхідно заземлювати з опором заземлення не більше ніж 10 Ом;

– у разі паралельного проходження з канатною дорогою або надземним металевим трубопроводом горизонтальна відстань від проводів лінії до канатної дороги або трубопроводу має бути не меншою від висоти опори. В ускладнених умовах цю відстань за найбільшого відхилення проводів можна зменшувати до 1 м.

2.4.86 У разі зближення лінії до 1 кВ з вибухо- і пожежонебезпечними установками та аеродромами необхідно керуватися вимогами **2.5.240** і **2.5.253.**

2.4.87 Проходження ПЛ з неізольованими проводами через території спортивних споруд, шкіл (загальноосвітніх і інтернатів), технічних училищ, дошкільних дитячих закладів (ясел, садів, комбінатів), дитячих будинків, оздоровчих таборів, інтернатів для людей похилого віку, санаторіїв, будинків відпочинку, пансіонатів не допускається.

Проходження ПЛІ через зазначені території (крім спортивних і дитячих ігрових майданчиків) допускається за умови, якщо всі жили СІП мають ізоляцію, а сумарний переріз утримних жил (утримної жили) СІП без урахування ізоляції становить не менше ніж 50 мм^2.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 22 серпня 2014 р. № 596

ГЛАВА 2.5
ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ ДО 750 кВ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

2.5.1 Ця глава Правил поширюється на повітряні лінії електропередавання змінного струму, які проектуються, заново будуються та реконструюються, напругою понад 1 кВ до 750 кВ, з неізольованими проводами (ПЛ) і напругою понад 1 кВ до 35 кВ, з проводами із захисним покриттям – захищеними проводами (ПЛЗ). На ПЛЗ поширюються вимоги до ПЛ відповідної напруги та вимоги, окремо обумовлені для них у цих Правилах.

Ця глава не поширюється на ПЛ, будівництво яких визначається спеціальними правилами, нормами і постановами (контактні мережі електрифікованих залізниць, трамвая, тролейбуса; ПЛ для електропостачання сигналізації, центрального блокування (СЦБ); ПЛ напругою 6–35 кВ, змонтовані на опорах контактної мережі тощо).

Кабельні вставки в ПЛ слід виконувати відповідно до вимог **2.5.122** і глави 2.3 цих Правил.

На ПЛ напругою 400 кВ поширюються вимоги Правил, які стосуються ПЛ напругою 500 кВ цих Правил.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

2.5.2 повітряна лінія електропередавання напругою понад 1 кВ

Споруда для передавання електричної енергії проводами під напругою понад 1 кВ, розташованими просто неба і прикріпленими за допомогою ізолювальних конструкцій та арматури до опор або кронштейнів і стояків на інженерних спорудах (мостах, шляхопроводах тощо).

За початок і кінець ПЛ вважають місце виходу проводу в бік ПЛ з апаратного, натяжного затискача або іншого пристрою кріплення проводу на вихідних (вхідних) конструктивних елементах підстанцій і відгалужувальних опорах. Відгалуження до конденсаторів зв'язку, установлених на підстанціях і опорах ПЛ, до лінії не відносяться

волоконно-оптична лінія зв'язку на повітряній лінії електропередавання (ВОЛЗ-ПЛ)

Лінія зв'язку, що містить у собі волоконно-оптичний кабель (ОК), який розміщують на ПЛ, та волоконно-оптичні системи передавання. ОК підвішують на опорах ПЛ за допомогою спеціальної арматури або навивають його на грозозахисний трос чи фазний провід

повітряна лінія із захищеними проводами (ПЛЗ)

ПЛ із проводами, в яких поверх струмопровідної жили накладено екструдовану полімерну захисну ізоляцію, що унеможливлює коротке замикання між проводами в разі їх доторкання та зменшує ймовірність замикання на землю

2.5.3 прогін

Відрізок ПЛ між двома суміжними опорами або конструкціями, які заміняють опори

довжина прогону

Довжина прогону в горизонтальній проекції

габаритний прогін

Прогін, довжину якого визначають нормованою вертикальною відстанню від проводів до землі за умови встановлення опор на горизонтальній поверхні

вітровий прогін

Довжина відрізка ПЛ, з якого тиск вітру на проводи і грозозахисні троси (далі – троси) сприймає опора

ваговий прогін

Довжина відрізка ПЛ, вагу проводів (тросів) якого сприймає опора

стріла провисання проводу

Відстань по вертикалі від прямої, яка з'єднує точки кріплення проводу, до проводу в найнижчій точці його провисання

габаритна стріла провисання проводу

Стріла провисання проводу в габаритному прогоні

ізоляційний підвіс

Пристрій, який складається з одного або кількох підвісних або стрижневих ізоляторів і лінійної арматури, шарнірно з'єднаних між собою

штировий ізолятор

Ізолятор, який складається з ізоляційної деталі, що закріплюється на штирі або гаку опори

тросове кріплення

Пристрій для прикріплення грозозахисних тросів до опори; якщо до складу тросового кріплення входить один або кілька ізоляторів, то воно називається ізолювальним

посилене кріплення проводу з захисним покриттям

Кріплення проводу на штировому ізоляторі або до ізоляційного підвісу, що не допускає проковзування проводу в разі виникнення різниці натягів у суміжних прогонах у нормальному та аварійному режимах ПЛЗ

галопування проводів (тросів)

Сталі періодичні низькочастотні (0,2–2 Гц) коливання проводів (тросів) у прогоні, які утворюють стоячі хвилі (іноді в сполученні з біжучими) з кількістю напівхвиль від однієї до двадцяти та амплітудою 0,3–5 м

вібрація проводів (тросів)

Періодичні коливання проводів (тросів) у прогоні з частотою від 3 Гц до 150 Гц, які відбуваються у вертикальній площині під час вітру і утворюють стоячі хвилі з розмахом, що може перевищувати діаметр проводів (тросів)

спіральна арматура

Вироби, які виготовлено з дроту з антикорозійного матеріалу у вигляді спіралі і призначено для кріплення, з'єднання та ремонту проводів і тросів ПЛ

2.5.4 Режими для розрахунків механічної частини ПЛ:

– **нормальний** – режим за умови необірваних проводів, тросів, ізоляційних підвісів і тросових кріплень;

– **аварійний** – режим за умови обірваних одного чи кількох проводів або тросів, ізоляційних підвісів і тросових кріплень;

– **монтажний** – режим в умовах монтажу опор, проводів і тросів

клас безвідмовності

Рівень забезпеченості безвідмовної роботи механічної частини ПЛ під дією зовнішніх чинників за встановлений термін експлуатації

2.5.5 населена місцевість

Сельбищна територія міського і сільського поселень у межах їхнього перспективного розвитку на десять років, курортні та приміські зони, зелені зони навколо міст та інших населених пунктів, землі селищ міського типу і сільських населених пунктів у межах їх сельбищної території, виробничі території, а також території садово-городніх ділянок

ненаселена місцевість

Землі, не віднесені до населеної місцевості

важкодоступна місцевість

Місцевість, не доступна для транспорту і сільськогосподарських машин

насадження

Природні та штучні деревостої та чагарники, а також сади і парки

висота насаджень

Збільшена на 10 % середня висота переважної за запасами породи, яка знаходиться у верхньому ярусі насадження, у різновікових насадженнях – середня висота переважного за запасами покоління

траса ПЛ у стиснених умовах

Відрізки траси ПЛ, які проходять по територіях, насичених надземними та (або) підземними комунікаціями, спорудами, будівлями

2.5.6 великі переходи

Перетини судноплавних ділянок рік, каналів, озер і водоймищ, на яких установлюють опори висотою 50 м і більше, а також перетини ущелин, ярів, водних об'єктів та інших перешкод з прогоном перетину понад 700 м незалежно від висоти опор ПЛ.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

2.5.7 На всіх етапах улаштування ПЛ необхідно дотримуватись вимог державних стандартів, будівельних норм і правил, Правил охорони електричних мереж, затверджених Постановою Кабінету Міністрів України від 04.03.97 № 209, пожежних і санітарних нормативів та вимог цих Правил. Усі елементи ПЛ мають відповідати вимогам, наведеним в **1.1.19–1.1.23.**

2.5.8 На ПЛ напругою 110 кВ і вище довжиною більше ніж 100 км для обмеження несиметрії струмів і напруг необхідно виконувати один повний цикл транспозиції. Двоколові ПЛ напругою 110 кВ і вище рекомендовано виконувати з проти-

лежним чергуванням фаз кіл (суміжні фази різних кіл мають бути різнойменними). Схеми транспозиції обох кіл рекомендовано виконувати однаковими.

Допускається збільшувати довжину нетранспонованої ПЛ, виконувати неповні цикли транспозиції, різні довжини відрізків ПЛ у циклі і збільшувати кількість циклів, якщо внесена при цьому розрахункова несиметрія не перевищуватиме 0,5 % за напругою і 2 % – за струмом зворотної послідовності.

Крок транспозиції за умовою впливу на лінії зв'язку не нормується.

Для ПЛ з горизонтальним розташуванням фаз рекомендовано застосовувати спрощену схему транспозиції (у місці транспозиції почергово міняються місцями тільки дві суміжні фази). На цих самих ПЛ у разі захисту їх двома тросами, які використовують для високочастотного зв'язку, для зменшення втрат від струмів у тросах в нормальному режимі рекомендовано виконувати схрещування (транспозицію) тросів. Кількість схрещувань слід вибирати за критерієм самопогасання дуги супровідного струму промислової частоти в разі грозових перекриттів іскрових проміжків (ІП) на ізоляторах, за допомогою яких троси кріплять до опор. Схема схрещування має бути симетричною відносно кожного кроку транспозиції фаз і точок заземлення тросів. При цьому довжини крайніх відрізків рекомендовано приймати такими, що дорівнюють половині довжини решти відрізків.

У разі застосування дугогасних реакторів в електричних мережах з повітряними лініями напругою до 35 кВ несиметрія ємностей фаз відносно землі не повинна перевищувати 0,75%, що забезпечується при виконанні умови

$$\left|\frac{C_A + a^2 \cdot C_B + a \cdot C_C}{C_A + C_B + C_C}\right| \cdot 100\% \le 0{,}75\%,$$

де C_A, C_B, C_C – сумарні ємності фаз мережі відносно землі, які включають ємності проводів фаз ПЛ, жил кабелів і кабельних вставок, конденсаторів зв'язку і додаткових конденсаторів;

$$a = -\frac{1}{2} + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2};\ a^2 = -\frac{1}{2} - j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$$

2.5.9 Будь-якої пори року під'їзд до ПЛ має бути забезпечено на якомога ближчу відстань, але не далі ніж на 0,5 км від траси ПЛ.

2.5.10 На ділянках ПЛ у гірських умовах за необхідності треба передбачати очищення схилів від небезпечного для ПЛ нависаючого каміння.

2.5.11 Траси ПЛ потрібно розташовувати поза зоною поширення зсувних процесів. За неможливості обходу цих зон треба передбачати інженерний захист ПЛ від зсувів згідно з будівельними нормами та правилами щодо захисту територій, будівель і споруд від небезпечних геологічних процесів.

2.5.12 У разі проходження ПЛ по просадних ґрунтах опори, як правило, треба установлювати на майданчиках з мінімальною площею водозбору з виконанням комплексу протипросадних заходів. Порушення рослинного і ґрунтового покриву має бути мінімальним.

2.5.13 У разі проходження ПЛ по напівзакріплених і незакріплених пісках необхідно виконувати піскозакріплювальні заходи. Порушення рослинного покриву має бути мінімальним.

2.5.14 Опори ПЛ рекомендовано встановлювати на безпечній відстані від русла ріки з інтенсивним розмиванням берегів, з урахуванням прогнозованих переміщень русла і затоплюваності заплави, а також поза місцями, де можуть бути потоки дощових та інших вод, льодоходи тощо. За обґрунтованої неможливості встановлення опор ПЛ у безпечних місцях необхідно вживати заходів щодо захисту опор від пошкоджень (зміцнення берегів, укосів, схилів, улаштування спеціальних фундаментів, водовідведення, струмененапрямних дамб, льодорізів та інших споруд).

Установлювати опори в зоні проходження прогнозованих грязекам'яних селевих потоків не допускається.

2.5.15 Застосовувати опори з відтяжками на ділянках ПЛ напругою до 330 кВ включно, які проходять по оброблюваних землях, без захисту відтяжок від пошкодження сільськогосподарською технікою не допускається. На цих самих відрізках, а також у населеній місцевості і в місцях зі стисненими умовами на підходах до електростанцій і підстанцій рекомендовано застосовувати двоколові та багатоколові вільностоячі опори.

2.5.16 У разі проходження ПЛ з дерев'яними опорами через ліси, сухі болота та інші місця, де можливі низові пожежі, потрібно передбачати такі заходи:

– улаштування канави глибиною 0,4 м і шириною 0,6 м на відстані 2 м навколо кожного стояка опори;

– знищення трави і чагарнику та очищення від них площадки радіусом 2 м навколо кожної опори;

– застосування опор з деревини, обробленої проти горіння;

– застосування залізобетонних приставок; при цьому відстань від землі до нижнього торця стояка має бути не менше ніж 1 м.

Установлювати дерев'яні опори ПЛ напругою 110 кВ і вище в місцевостях, де можливі низові або торф'яні пожежі, заборонено.

2.5.17 У районах розселення великих птахів для захисту ізоляції від забруднення ними, незалежно від ступеня забруднення навколишнього середовища, а також для запобігання загибелі птахів необхідно дотримуватись таких вимог:

– не використовувати опори ПЛ зі штировими ізоляторами; на траверсах опор ПЛ напругою від 35 кВ до 220 кВ, у тому числі в місцях кріплення підтримувальних ізоляційних підвісів, а також на тросостояках для унеможливлення посадки або гніздування птахів передбачати встановлення протипташиних загороджень;

– закривати верхні отвори порожнистих стояків залізобетонних опор наголовниками з конічною верхівкою.

2.5.18 На опорах ПЛ на висоті, не нижчій ніж 1,5 м від землі, потрібно наносити такі постійні знаки:

– порядкове число опори – на всіх опорах;

– диспетчерське найменування ПЛ або її умовне позначення – на перших і кінцевих опорах, перших опорах відгалужень від лінії, на опорах у місцях перетину лінії однієї напруги, на опорах, які обмежують прогін перетину із залізницями та автомобільними дорогами I–V категорій, а також на всіх опорах відрізків ПЛ, які прямують паралельно, якщо відстань між їх осями менша за 200 м. На двоколових і багатоколових опорах ПЛ, крім того, треба позначати відповідне коло;

попереджувальні плакати або застережні знаки – на всіх опорах ПЛ у населеній місцевості;

– плакати із зазначенням відстані від опори ПЛ до кабельної лінії зв'язку – на опорах, установлених на відстані, меншій ніж половина висоти опори до кабелів зв'язку;

– кольорове фарбування фаз – на ПЛ напругою 35 кВ і вище на кінцевих опорах, опорах, суміжних з транспозиційними, і на перших опорах відгалужень від ПЛ.

Допускається розміщувати на одному знаку всю інформацію, яка вимагається в цьому пункті.

Плакати і знаки наносять на опори почергово з правого і лівого боків. На переходах через дороги плакати мають бути орієнтованими в бік дороги.

Денне і нічне маркувальне позначення опор висотою понад 50 м треба виконувати згідно з **2.5.254**.

ПЛ будь-якої напруги висотою опор 50 м і більше над місцевістю, а також ПЛ напругою 220 кВ і вище незалежно від висоти опор у місцях перетину з лінійними орієнтирами (річками, автомобільними дорогами, залізницями) належить маркувати (підвішувати на грозозахисному тросі) через кожні 100 м макетами куль діаметром 0,5 м білого і червоного (жовтогарячого) кольору з обох боків від місця перетину ПЛ на відстань, не меншу ніж 500 м.

На ПЛ напругою 110 кВ і вище, обслуговування яких має здійснюватися з використанням вертольотів, у верхній частині кожної п'ятої опори встановлюють номерні знаки, видимі з вертольота. При цьому для ПЛ напругою 500–750 кВ знаки мають бути емальованими, розміром 400 мм × 500 мм.

Лінійні роз'єднувачі, перемикальні пункти, високочастотні загороджувачі, установлені на ПЛ, повинні мати відповідні порядкові номери і диспетчерські найменування.

2.5.19 Металеві опори і підніжники, металеві деталі залізобетонних і дерев'яних опор, бетонні і залізобетонні конструкції має бути захищено від корозії з урахуванням вимог будівельних норм і правил щодо захисту будівельних конструкцій від корозії. За необхідності треба передбачати захист від електрокорозії.

Металеві опори, а також металеві елементи і деталі залізобетонних і дерев'яних опор потрібно захищати від корозії, як правило, шляхом гарячого оцинкування.

2.5.20 Грозозахисні троси, відтяжки та елементи опор повинні мати корозійностійке виконання з урахуванням виду і ступеня агресивності середовища в умовах експлуатації.

На грозозахисному тросі і відтяжках у процесі спорудження ПЛ має бути виконане захисне змащування.

2.5.21 У районах з агресивним впливом навколишнього середовища, у районах із солончаками, засоленими пісками, у прибережних зонах морів і солоних озер площею понад 10 000 м^2, а також у місцях, де в процесі експлуатації може статися корозійне руйнування металу ізоляторів, лінійної арматури, проводів і тросів, заземлювачів, необхідно передбачати:

– ізолятори і лінійну арматуру в тропічному виконанні, за необхідності – з додатковими захисними заходами;

– корозійностійкі проводи (див. також **2.5.89**), грозозахисні троси, плаковані алюмінієм, і тросові елементи опор (див. також **2.5.20**);

– збільшення перерізу елементів заземлювальних пристроїв, використання заземлювачів з корозійностійким покриттям.

2.5.22 Для ПЛ з неізольованими проводами, які проходять у районах з характеристичним значенням ожеледного навантаження понад 20 Н/м (5-й і 6-й райони

за ожеледдю), частим утворенням ожеледі або паморозі в поєднанні із сильними вітрами, а також у районах з частим і інтенсивним галопуванням проводів рекомендовано передбачати плавлення ожеледі на проводах і тросах.

У разі забезпечення плавлення ожеледі без перерви електропостачання споживачів характеристичне значення ожеледного навантаження можна знижувати на 10 Н/м, але воно має бути не менше ніж 15 Н/м.

На ПЛ з плавленням ожеледі необхідно організовувати спостереження за ожеледдю, перевагу треба надавати застосуванню автоматизованих систем моніторингу.

Вимоги цього пункту не поширюються на ПЛЗ.

2.5.23 Напруженість електричного поля, створюваного ПЛ напругою 330 кВ і вище за максимальних робочих параметрів (напруги та струму) і абсолютної максимальної температури повітря (**2.5.60**) для населеної місцевості, не має перевищувати гранично припустимих значень, установлених санітарно-епідеміологічними правилами та нормативами.

Для ненаселеної і важкодоступної місцевостей температуру повітря за гранично припустимої напруженості електричного поля приймають такою, що дорівнює $(0{,}8t_{max} - 12)$ °С, де t_{max} – максимальна температура повітря за **2.5.60**.

2.5.24 Після закінчення спорудження або реконструкції ПЛ необхідно здійснити заходи, передбачені вимогами природоохоронного законодавства:

– землевання земель, які відводять у постійне користування;

– рекультивацію земель, які відводять у тимчасове користування;

– природоохоронні заходи, спрямовані на мінімальне порушення природних форм рельєфу і збереження зелених насаджень та природного стану ґрунту;

– протиерозійні заходи. •

ВИМОГИ ДО МЕХАНІЧНОЇ МІЦНОСТІ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

2.5.25 Розрахунок будівельних конструкцій ПЛ (опор, фундаментів і основ) виконують методом граничних станів відповідно до державних стандартів і будівельних норм. При цьому враховують розрахункові значення постійних навантажень з коефіцієнтом надійності за табл. 2.5.13, пункти 1–4 (див. **2.5.64**) і розрахункові значення змінних навантажень із середніми періодами повторюваності за табл. 2.5.1, пункти 1, 2.

Механічний розрахунок проводів і тросів ПЛ виконують методом допустимих напружень, а розрахунок ізоляторів та арматури – методом руйнівних навантажень. При цьому враховують розрахункові значення постійних навантажень з коефіцієнтом надійності $\gamma_{fm} = 1$ і розрахункові значення змінних навантажень із середніми періодами повторюваності, наведеними в табл. 2.5.1, пункт 3.

Застосування інших методів розрахунку в кожному окремому випадку повинне бути обґрунтоване в проекті.

2.5.26 Під час проектування ПЛ враховують постійні і змінні (тривалі, короткочасні, аварійні) навантаження і впливи.

До **постійних** навантажень відносяться навантаження, які створюються вагою будівельних конструкцій, проводів, тросів та устаткування ПЛ; натягом проводів і

тросів за середньорічної температури повітря і відсутності вітру та ожеледі; вагою і тиском ґрунтів; тиском води на фундаменти в руслах рік, а також попереднім напруженням конструкцій.

Таблиця 2.5.1 – Середні періоди повторюваності

№ з/п	Розрахунки	Середні періоди повторюваності для класів безвідмовності, роки			
		1КБ	2КБ	3КБ	4КБ
1	Розрахунки несучої здатності опор і фундаментів (перша група граничних станів)	30	50	150	500
2	Розрахунки переміщень опор і фундаментів та тріщиностійкості залізобетонних конструкцій (друга група граничних станів)	5	10	15	25
3	Розрахунки проводів, тросів, ізоляторів, арматури (допустимі напруження та руйнівні навантаження)	5	10	15	25

До **змінних** навантажень відносяться навантаження, які створюються тиском вітру на опори, проводи і троси; вагою ожеледі на проводах і тросах; додатковим натягом проводів і тросів понад їх значення за середньорічної температури від кліматичних навантажень і впливів; тиском води на опори і фундаменти в заплавах рік; тиском льоду; навантаженнями, які виникають під час виготовлення і перевезення конструкцій, а також під час монтажу конструкцій, проводів і тросів.

До **аварійних** навантажень відносяться навантаження, які виникають від обриву проводів і тросів.

До **епізодичних** навантажень відносяться сейсмічні навантаження.

Навантаження слід визначати за критерієм забезпечення безвідмовної роботи механічної частини ПЛ під дією зовнішніх чинників за розрахунковий період експлуатації лінії. Параметри, які характеризують класи безвідмовності, наведено в табл. 2.5.2.

Таблиця 2.5.2 – Характеристики класів безвідмовності

№ з/п	Назва характеристики	Характеристики для класів безвідмовності			
		1КБ	2КБ	3КБ	4КБ
1	Напруга лінії, кВ	До 1	1–35	110–330	500–750
2	Розрахункові періоди експлуатації, років	30	50	50	50
3	Коефіцієнт надійності за відповідальністю γ_n для розрахунку будівельних конструкцій	0,95	1	1	1,05

Чотирирівневі класи безвідмовності ПЛ, установлені відповідно до рекомендацій МЕК, відповідають наступним класам наслідків (відповідальності), унормованим ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 «Визначення класів наслідків (відповідальності)

та категорії складності об'єктів будівництва» та ДБН В.1.2-14-2009 «Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій та основ»:

1КБ, 2КБ – СС1
3КБ – СС2
4КБ – СС3.

Середню повторюваність розрахункових навантажень, яка залежить від класу безвідмовності, треба визначати за табл. 2.5.1.

В окремих обґрунтованих випадках, з урахуванням досвіду експлуатації електричних мереж, ожеледні та ожеледно-вітрові навантаження для ПЛ напругою від 6 до 330 кВ дозволено приймати на один клас безвідмовності вище.

Основні критерії збільшення класу безвідмовності для ПЛ (або окремих її відрізків):

– кількість ожеледно-вітрових аварій на ПЛ перевищує середню аварійність по регіону;

– декілька ПЛ, які забезпечують електропостачання окремих регіонів або крупних споживачів, проходять (ПЛ або їх частини) в одному коридорі;

– двоколові ПЛ, за умови, що кола є взаєморезервованими, або по ПЛ здійснюється електропостачання споживачів, які не мають іншого резервного електроживлення;

– багатоколові ПЛ (більше двох кіл) різного класу напруги на спільних опорах.

2.5.27 Основою для визначення навантажень на ПЛ у класах безвідмовності 1КБ–4КБ є їх характеристичні значення. Характеристичні значення постійних і тривалих навантажень приймають такими, що дорівнюють їх середнім значенням. Характеристичні значення кліматичних навантажень обчислено за середнього періоду повторюваності $T = 50$ років. Значення аварійних навантажень від обриву проводів і тросів обчислюють згідно з цими Правилами (**2.5.66**–**2.5.70**), інших аварійних навантажень – згідно з нормами проектування.

Характеристичні значення навантажень від ожеледі, вітрового тиску під час ожеледі та без неї від дії вітру на проводи та троси, вкриті ожеледдю, а також значення температури повітря встановлюють згідно з цими Правилами. Значення навантажень, не встановлені цими Правилами, обчислюють згідно з нормами навантажень і впливів на будівельні конструкції.

2.5.28 Розрахункові значення навантажень обчислюють шляхом множення характеристичних значень на коефіцієнт надійності за навантаженням γ_{fm}.

Коефіцієнти надійності γ_{fm} для постійних навантажень визначають залежно від виду навантаження та розрахункової ситуації за табл. 2.5.13. Коефіцієнти надійності γ_{fm} для змінних короткочасних навантажень визначають залежно від розрахункової ситуації, виду навантаження та середнього періоду повторюваності розрахункового значення, наведеного в табл. 2.5.1. Коефіцієнти надійності γ_{fm} для навантажень від натягу проводів і тросів визначають відповідно до **2.5.67**.

КЛІМАТИЧНІ УМОВИ

2.5.29 Мінімальна, максимальна та середньорічна температура повітря, інтенсивність галопування проводів і тросів (для вибору і розрахунку елементів ПЛ)

приймаються на підставі карт територіального районування України, наведених у цих Правилах.

Для ПЛ третього і четвертого класів безвідмовності характеристичні значення кліматичних навантажень потрібно установлювати за регіональними картами кліматичного районування, наведеними у додатку А до глави 2.5 «Регіональні карти кліматичного районування рівнинної України» *(окремий альбом)*. Для ПЛ першого і другого класів безвідмовності значення кліматичних навантажень установлюють за регіональними картами кліматичного районування або за картами територіального районування України, які наведено в цих Правилах.

2.5.30 Дозволено уточнювати значення кліматичних навантажень і впливів, установлених за картами кліматичного районування, використовуючи матеріали багаторічних спостережень гідрометеорологічних станцій і постів спостереження гідрометеослужби та власників електромереж за швидкістю вітру, інтенсивністю і густиною ожеледно-паморозних відкладень, грозовою діяльністю і частотою прояву умов, за яких можуть виникати галопування.

Під час оброблення результатів метеорологічних спостережень потрібно враховувати вплив мікрокліматичних чинників, зумовлених особливостями природних умов (пересічений рельєф місцевості, висота над рівнем моря, наявність великих водоймищ, ступінь заліснення тощо), існуючих будівель та інженерних споруд, які проектуються (греблі і водоскиди, ставки-охолоджувачі, смуги суцільної забудови тощо).

Під час урахування впливу мікрокліматичних чинників, зумовлених особливостями рельєфу, слід використовувати рекомендації СОУ-Н ЕЕ 21.262:2008 «Кліматичне забезпечення будівництва та експлуатації електричних мереж. Інструкція».

2.5.31 Для гірських місцевостей з висотою над рівнем моря понад 400 м характеристичні значення кліматичних навантажень визначають за методикою СОУ-Н ЕЕ 20.667:2007 «Кліматичні навантаження на повітряні лінії електропередавання з урахуванням топографічних особливостей. Методика».

ОЖЕЛЕДНІ НАВАНТАЖЕННЯ

2.5.32 Розрахункові значення ожеледних навантажень на елементи ПЛ обчислюють згідно з формулою (2.5.1) для лінійно протяжних елементів і згідно з формулою (2.5.3) – для площинних елементів ПЛ.

Під час визначення кліматичних умов необхідно враховувати вплив на інтенсивність ожеледоутворення і швидкість вітру особливостей мікрорельєфу місцевості (невеликі пагорби та улоговини, високі насипи, яри, балки тощо), а в гірських районах – особливостей мікро- і мезорельєфу місцевості (гребені, схили, платоподібні ділянки, низини долин, міжгірські долини тощо).

Для відрізків ПЛ, які проходять у важкодоступній місцевості, по греблях гідроелектростанцій і поблизу ставків-охолоджувачів, за відсутності даних спостережень характеристичне значення навантаження від ожеледі за **2.5.35** треба збільшувати на 2 Н/м для 1–3-го районів і на 5 Н/м – для 4–6-го районів.

2.5.33 Розрахункове значення навантаження від ожеледі на лінійні елементи $G_{\text{пр}}$, Н/м, (проводи, троси і елементи опор кругового перерізу з діаметром до 70 мм включно) обчислюють за формулою:

$$G_{mp} = k_1 \mu_1 g_{mp}, \qquad (2.5.1)$$

де k_1 – коефіцієнт, за яким враховують зміну навантаження ожеледі за висотою h, м, і який приймають згідно з табл. 2.5.3;

Таблиця 2.5.3 – Коефіцієнт k_1 залежно від висоти h

Висота h, м	5	10	20	30	50	70	100
k_1	0,7	1	1,3	1,7	2,2	2,7	3,3
Примітка. Проміжні значення k_1 обчислюють за допомогою лінійної інтерполяції.							

μ_1 – коефіцієнт, за яким враховують зміну навантаження ожеледі від діаметра елементів кругового перерізу d і який визначають згідно з табл. 2.5.4 залежно від значення g_{mp};

Таблиця 2.5.4 – Коефіцієнт μ_1 залежно від діаметра проводу та розрахункового значення ожеледного навантаження

Діаметр d, мм	Значення коефіцієнта μ_1 залежно від розрахункового ожеледного навантаження g_{mp}, Н/м			
	До 10	10–19	20–30	Понад 30
5	0,8	0,85	0,9	0,95
10	1	1	1	1
15	1,15	1,1	1,05	1,05
30	1,4	1,25	1,15	1,1
70	2,0	1,7	1,5	1,4
Примітка. Проміжні значення μ_1 обчислюють за допомогою лінійної інтерполяції по діаметру проводу d.				

g_{mp} – розрахункове значення ожеледного навантаження, Н/м, яке обчислюють за формулою:

$$g_{mp} = g_p \gamma_{fG}, \qquad (2.5.2)$$

де γ_{fG} – коефіцієнт надійності за **2.5.34**;

g_p – характеристичне значення навантаження від ожеледі, Н/м, на лінійних елементах за **2.5.35**.

Лінійне ожеледне навантаження та вагу ожеледі на підвішених горизонтально елементах кругового перерізу (тросах, проводах) треба визначати на висоті розташування їх приведеного центра ваги (див. **2.5.48**).

2.5.34 Коефіцієнт надійності за лінійним ожеледним навантаженням γ_{fG} визначають залежно від заданого середнього періоду повторюваності T (табл. 2.5.5).

Таблиця 2.5.5 – Коефіцієнт γ_{fG} залежно від заданого середнього періоду повторюваності T

Період повторюваності T, років	5	10	15	25	40	50	70	100	150	500
Коефіцієнт γ_{fG}	0,46	0,63	0,72	0,84	0,95	1,00	1,08	1,16	1,25	1,53

2.5.35 Характеристичні значення навантаження від ожеледі $g_р$, Н/м, на лінійних елементах ПЛ і стінки ожеледі b, мм, на площинних елементах ПЛ для рівнинної місцевості на висоті 10 м над поверхнею землі, на проводі діаметром 10 мм визначають за картою територіального районування України (рис. 2.5.1) або за регіональними картами кліматичного районування відповідно до **2.5.29**.

Стінку ожеледі b обчислюють залежно від $g_р$ за формулою (2.5.2а):

$$b = \sqrt{35,4g_р + 25} - 5. \qquad (2.5.2а)$$

2.5.36 Ожеледне навантаження на опори треба враховувати для металевих опор, виготовлених з фасонного прокату (у тому числі на відтяжках), у разі, якщо висота опор є більшою ніж 50 м або опори розташовано у 5-му і 6-му районах за ожеледдю, або – у гірській місцевості із характеристичним значенням максимального навантаження від ожеледі $g_{р\,гір}$, більшим ніж 30 Н/м. Для залізобетонних, багатогранних і дерев'яних опор, а також для металевих опор з елементами, виготовленими з труб, ожеледні відкладення не враховують.

2.5.37 Для ліній усіх класів безвідмовності розрахункове значення навантаження від ожеледі на площинних елементах конструкцій G_{ms}, Н, (елементи опор з габаритом поперечного перерізу понад 70 мм) необхідно приймати виходячи з товщини стінки ожеледі на проводі за формулою:

$$G_{ms} = b\, k_2 \mu_2 \rho g A_0 \gamma_{fG}, \qquad (2.5.3)$$

де b – характеристична товщина стінки ожеледі, мм, на площинних елементах за **2.5.35**;

k_2 – коефіцієнт, який враховує зміну стінки ожеледі за висотою h, приймають за табл. 2.5.6;

μ_2 – коефіцієнт, який враховує відношення зледенілої площі поверхні елемента до повної площі поверхні елемента. За відсутності даних спостережень допускається приймати $\mu_2 = 0,6$;

ρ – густина льоду, яку приймають 0,9 г/см^3;

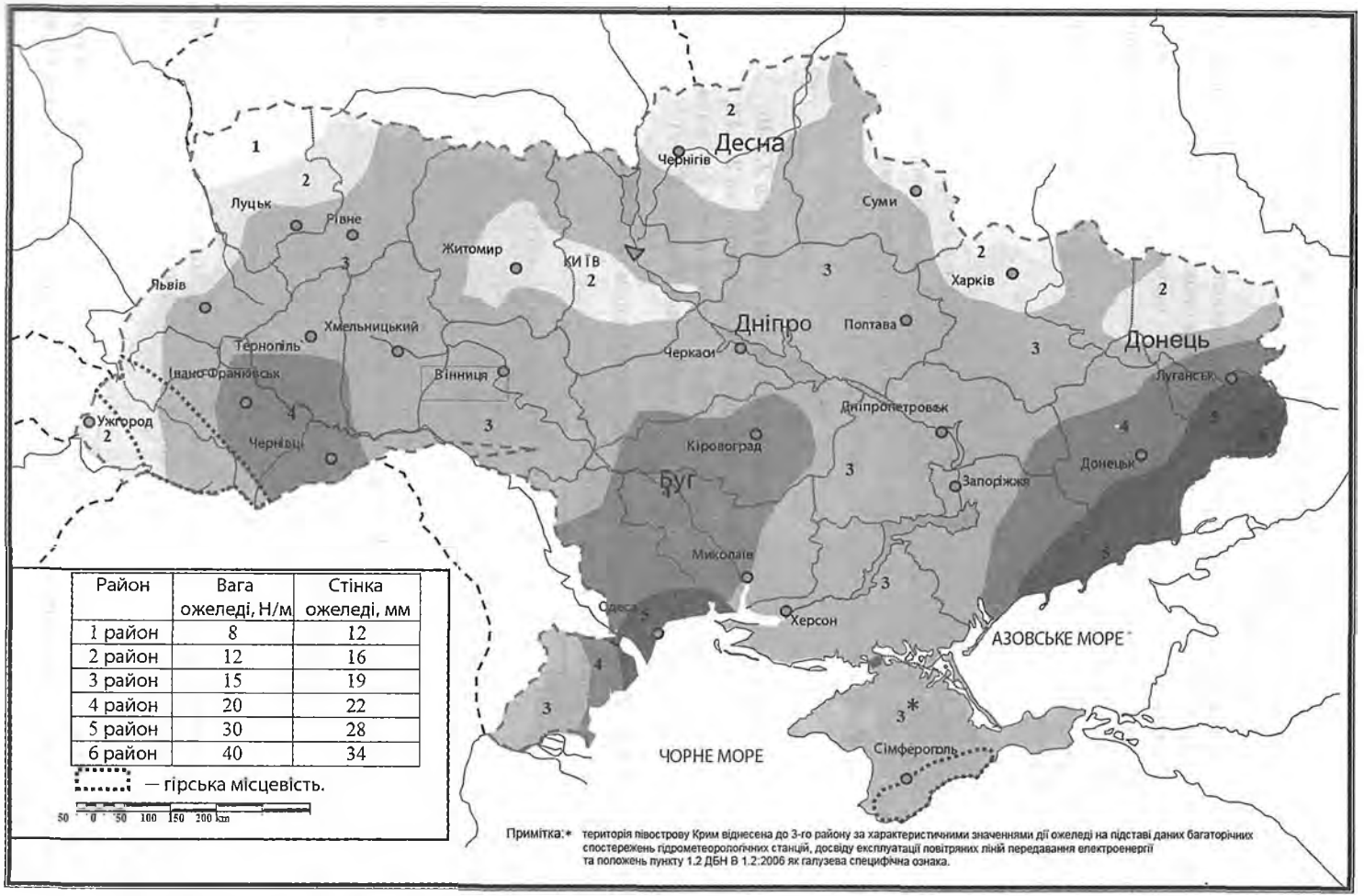
g – прискорення вільного падіння, м/с^2;

A_0 – площа загальної поверхні елемента, м^2;

γ_{fG} – коефіцієнт надійності за **2.5.34**.

Таблиця 2.5.6 – Коефіцієнт k_2 залежно від висоти h

Висота h, м	5	10	20	30	50	70	100
k_2	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0



Район	Вага ожеледі, Н/м	Стінка ожеледі, мм
1 район	8	12
2 район	12	16
3 район	15	19
4 район	20	22
5 район	30	28
6 район	40	34

Рисунок 2.5.1 – Карта районування території України за характеристичними значеннями ожеледі

ВІТРОВІ НАВАНТАЖЕННЯ

2.5.38 Під час проектування ПЛ враховують вітрові навантаження трьох видів:

– навантаження від максимального тиску вітру без ожеледі на всі елементи ПЛ визначають за **2.5.39** і **2.5.49**;

– навантаження від тиску вітру під час ожеледі на великогабаритні (з габаритом поперечного перерізу понад 70 мм) елементи ПЛ обчислюють за **2.5.51**;

– навантаження від тиску вітру під час ожеледі на проводи, троси та елементи опор кругового поперечного перерізу діаметром до 70 мм, укриті ожеледдю, визначають за **2.5.54** у вигляді лінійного навантаження.

2.5.39 Розрахункове значення максимального тиску вітру W_{m}, Па, на площинні елементи ПЛ обчислюють за формулою:

$$W_{\text{m}} = W_{0\text{m}} C_k C_c, \tag{2.5.4}$$

де C_k – коефіцієнт, який залежить від форми і конструктивних особливостей ПЛ і обчислюється відповідно до формули (2.5.6) та вимог будівельних норм і правил;

C_c – коефіцієнт впливу на вітрове навантаження місця розташування елемента ПЛ, який обчислюють відповідно до формули (2.5.7);

$$W_{0\text{m}} = \gamma_{f_{\max}} W_0, \tag{2.5.5}$$

де $\gamma_{f_{\max}}$ – коефіцієнт надійності за максимальним тиском вітру за **2.5.40**;

W_0 – характеристичне значення максимального тиску вітру за **2.5.41**, Па.

2.5.40 Коефіцієнт надійності за максимальним тиском вітру $\gamma_{f_{\max}}$ визначають залежно від заданого середнього періоду повторюваності T (табл. 2.5.7).

Таблиця 2.5.7 – Коефіцієнт надійності за максимальним тиском вітру $\gamma_{f_{\max}}$ залежно від заданого середнього періоду повторюваності T

Період повторюваності T, років	5	10	15	25	40	50	70	100	150	200	300	500
Коефіцієнт $\gamma_{f_{\max}}$	0,55	0,69	0,77	0,87	0,96	1,00	1,07	1,14	1,22	1,28	1,35	1,45

2.5.41 Характеристичне значення максимального тиску вітру W_0, Па, для рівнинної місцевості на висоті 10 м над поверхнею землі визначають за картою територіального районування України (рис. 2.5.2) або за регіональними картами кліматичного районування відповідно до **2.5.29**.

2.5.42 Коефіцієнт C_k визначають за формулою:

$$C_k = C_{\text{aer}} C_{\text{d}}, \tag{2.5.6}$$

де C_{aer} – аеродинамічний коефіцієнт, який під час розрахунків елементів ПЛ (опор, ізоляторів тощо) визначають згідно з чинними нормами навантаження на будівельні конструкції;

C_{d} – коефіцієнт динамічності.

За допомогою коефіцієнта динамічності C_{d} враховують вплив пульсаційного складника вітрового навантаження і просторову кореляцію вітрового тиску на елементи ПЛ.

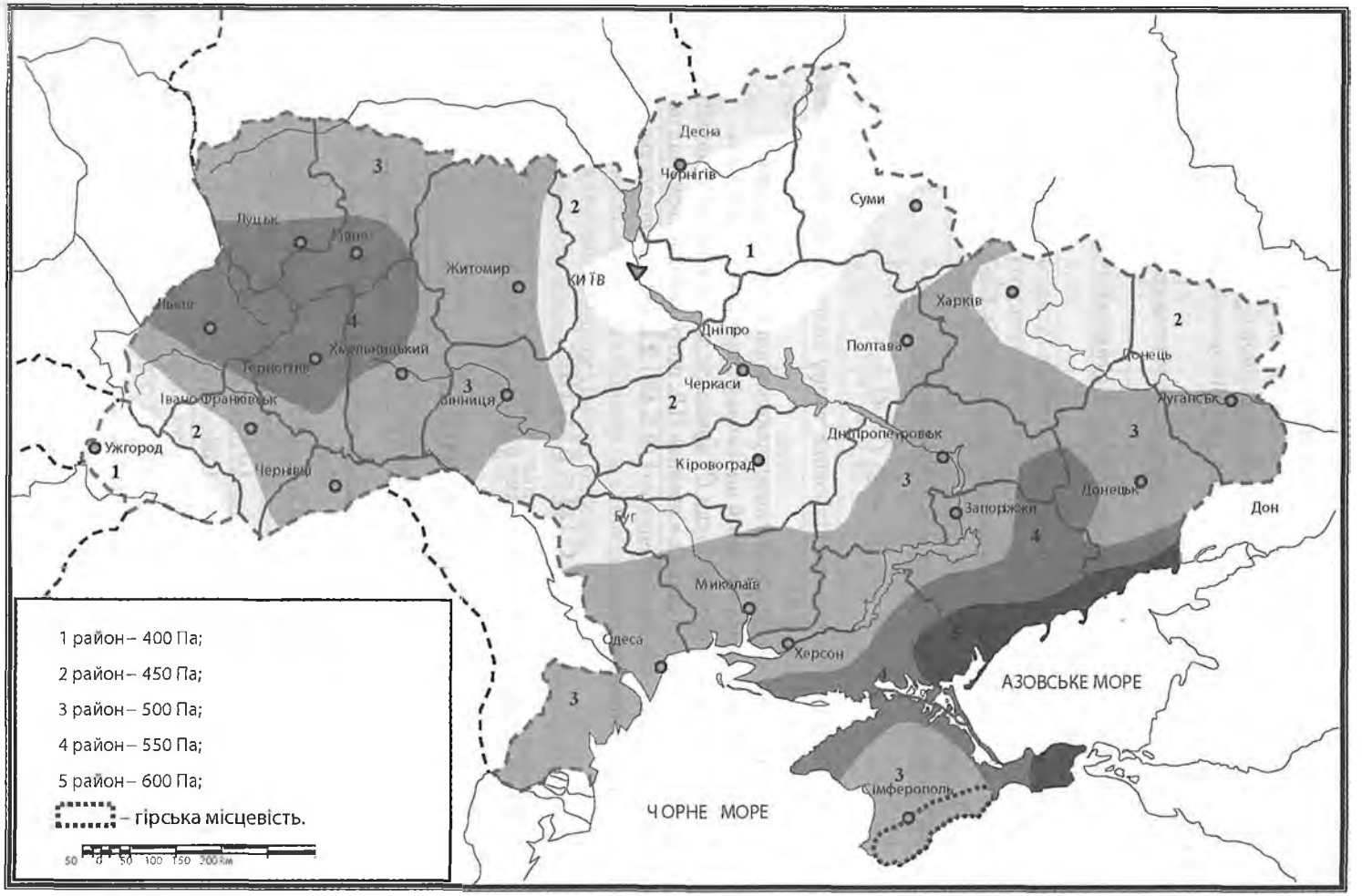


Рисунок 2.5.2 – Карта районування території України за характеристичним значенням вітрового тиску

Для опор ПЛ висотою до 50 м для визначення пульсаційного складника допускається застосовувати такі значення коефіцієнта C_d:

– для вільностоячих одностоякових металевих опор $C_d = 1{,}5$;

– для вільностоячих портальних металевих опор $C_d = 1{,}6$;

– для вільностоячих залізобетонних опор (портальних і одностоякових) на центрифугованих стояках $C_d = 1{,}5$;

– для вільностоячих одностоякових залізобетонних віброваних опор ПЛ $C_d = 1{,}8$;

– для металевих і залізобетонних опор з відтяжками у разі шарнірного кріплення до фундаментів $C_d = 1{,}6$.

У розрахунках дерев'яних опор динамічний складник не враховують.

Для опор з висотою понад 50 м коефіцієнт динамічності C_d обчислюють за допомогою спеціального динамічного розрахунку за ДБН В.1.2-2:2006 «Навантаження і впливи. Норми проектування».

2.5.43 Коефіцієнт C_c обчислюють за формулою:

$$C_c = C_h C_{rel} C_{dir}, \qquad (2.5.7)$$

де C_h – коефіцієнт збільшення вітрового тиску залежно від висоти, який визначають відповідно до **2.5.44**;

C_{rel} – коефіцієнт рельєфу, який визначають відповідно до **2.5.46**;

C_{dir} – коефіцієнт напрямку, який визначають відповідно до **2.5.47**.

2.5.44 Коефіцієнт висоти споруди C_h враховує зміну вітрового навантаження залежно від висоти розташування елемента ПЛ, що розглядається, над поверхнею землі (z), типу навколишньої місцевості (**2.5.45** і **2.5.48**) і визначається за таблицею 2.5.7а або формулою:

$$C_h(z) = \beta\,(z/10)^{2\alpha}, \qquad (2.5.7а)$$

де α та β – коефіцієнти, значення яких наведені в таблиці 2.5.7б.

Таблиця 2.5.7а – Коефіцієнт місцевості $C_h(z)$

z, м	Значення $C_h(z)$ для місцевості типу:			
	I	II	III	IV
5	1,31	0,81	0,49	0,28
10	1,50	1,00	0,65	0,40
15	1,63	1,13	0,76	0,49
20	1,72	1,23	0,86	0,57
25	1,80	1,32	0,94	0,63
30	1,87	1,39	1,01	0,69
35	1,93	1,46	1,07	0,75
40	1,98	1,52	1,13	0,80
45	2,03	1,57	1,19	0,85

Кінець таблиці 2.5.7а

z, м	Значення $C_h(z)$ для місцевості типу:			
	I	II	III	IV
50	2,07	1,62	1,24	0,89
60	2,15	1,71	1,33	0,98
70	2,21	1,79	1,42	1,06
80	2,27	1,87	1,49	1,13
90	2,33	1,93	1,57	1,20
100	2,38	2,00	1,63	1,26
110	2,42	2,05	1,70	1,33
120	2,47	2,11	1,76	1,39
130	2,51	2,16	1,81	1,44
140	2,54	2,21	1,87	1,50
150	2,58	2,25	1,92	1,55
160	2,61	2,30	1,97	1,60
170	2,64	2,34	2,02	1,65
180	2,67	2,38	2,07	1,70
190	2,70	2,42	2,11	1,74
200	2,73	2,46	2,15	1,79

Типи місцевості, яка оточує будівлю чи споруду, визначають за табл. 2.5.7а для кожного розрахункового напрямку вітру окремо.

При визначенні типу місцевості споруда вважається розташованою на місцевості даного типу для певного розрахункового напрямку вітру, якщо в цьому напрямку така місцевість є на відстані $30Z$ за повної висоти споруди $Z < 60$ м або 2 км – за більшої висоти.

У випадку, якщо споруду розташовано на межі місцевостей різних типів або є сумніви відносно вибору типу місцевості, то слід приймати тип місцевості, який має більше значення коефіцієнта C_h.

2.5.45 Тип місцевості і відповідні значення коефіцієнтів визначають за табл. 2.5.7б.

Для окремих зон висотою, не більшою ніж 10 м, значення коефіцієнтів C_h можна приймати постійними, визначаючи їх за висотою середніх точок відповідних зон, які відраховують від рівня землі в місці встановлення опори. Під час розрахунку проводів і тросів коефіцієнт C_h визначають залежно від приведеної висоти за **2.5.48.**

2.5.46 За допомогою коефіцієнта рельєфу C_{rel} враховують мікрорельєф місцевості поблизу розташування опори. Як правило, C_{rel} приймають таким, що дорівнює одиниці, за винятком окремих випадків, коли опору розташовано в гірській місцевості або на пагорбі чи схилі з такими характеристиками:

кут схилу пагорба (висоти) є більшим ніж 5°;

висота пагорба H є більшою ніж 20 м незалежно від кута схилу.

Таблиця 2.5.7б – Типи місцевості і відповідні значення коефіцієнтів для визначення $C_h(z)$

Тип місцевості	Опис типу	Параметри	
		α	β
I	Відкриті поверхні морів, озер, а також плоскі рівнини без перешкод, які піддаються дії вітру на ділянці довжиною не менше ніж 3 км	0,10	1,5
II	Сільська місцевість з огорожами (парканами), невеликими спорудами, будинками і деревами	0,15	1,0
III	Приміські і промислові зони, протяжні лісові масиви	0,20	0,65
IV	Міські території, на яких принаймні 15 % поверхні зайнято будівлями, які мають середню висоту >15 м	0,25	0,40

У цих випадках коефіцієнт рельєфу C_{rel} необхідно обчислювати за спеціальними методиками, наведеними в СОУ-Н ЕЕ 20.667:2007 «Кліматичні навантаження на повітряні лінії електропередавання з урахуванням топографічних особливостей. Методика».

У разі проходження ПЛ напругою 35 кВ і вище в гірській або пагорбній місцевості, закритій від впливу вітру локальними рельєфними особливостями місцевості (як правило, пагорб з нахилом до горизонталі, більшим ніж 25°), необхідно виконувати перевірку ПЛ на турбулентний слід за перешкодою.

2.5.47 За допомогою коефіцієнта напрямку C_{dir} враховують нерівномірність вітрового навантаження за напрямками вітру. C_{dir}, як правило, приймають таким, що дорівнює одиниці. Значення $C_{dir} < 1$ допускається враховувати лише для відкритої рівнинної місцевості за наявності достатнього статистичного обґрунтування.

Для розрахунку проводів і тросів на вітрові навантаження напрямок вітру необхідно приймати під кутом 90° до ПЛ.

Для розрахунку опор напрямок вітру приймають під кутом 90°, 45° і 0° до осі ПЛ. У разі розрахунку кутових опор за вісь ПЛ приймають напрямок бісектриси зовнішнього кута повороту, утвореного суміжними відрізками лінії. Значення натягу проводів і тросів треба приймати також для згаданих кутів.

У розрахунках опор на напрямок вітру під кутом 45° до ПЛ вітрові навантаження на проводи і троси потрібно зменшувати шляхом множення на $\sin^2 45° = 0{,}5$.

2.5.48 Вітрове навантаження на проводи ПЛ обчислюють за висотою розташування приведеного центра ваги всіх проводів $h_{пр}$, вітрове навантаження на троси – за висотою розташування приведеного центра ваги тросів $h_{пр}$ без урахування відхилення проводу (троса) в прогоні під дією вітру.

Вплив вітру на проводи розщепленої фази приймають без урахування можливого зниження вітрового тиску на провід, який знаходиться в тіні підвітряного проводу.

Висоту розташування приведеного центра ваги проводів або тросів $h_{пр}$, м, обчислюють для габаритного прогону за формулою:

$$h_{пр} = h_{сер} - \frac{2}{3} f, \qquad (2.5.8)$$

де $h_{сер}$ – середня висота кріплення проводів до ізоляторів або середня висота кріплення тросів на опорі, яку відраховують від рівня землі в місцях установлення опор, м;

f – стріла провисання проводу або троса (умовно прийнято найбільшою стрілою провисання за найвищої температури або ожеледі без вітру), м.

Висоту $h_{пр}$ розташування приведеного центра ваги проводів або тросів однопрогонних великих переходів через водні простори обчислюють за формулою:

$$h_{пр} = \frac{h_{сер1} + h_{сер2}}{2} - \frac{2}{3} f, \qquad (2.5.9)$$

де $h_{сер1}$, $h_{сер2}$ – висота кріплення тросів або середня висота кріплення проводів до ізоляторів на опорах 1 і 2 переходу, яку відраховують від меженного рівня ріки або нормального рівня протоки, каналу, водоймища.

Висоту $h_{пр}$ розташування приведеного центра ваги проводів або тросів багатопрогонних великих переходів через водні простори обчислюють за формулою:

$$h_{пр} = \frac{\sum_{i=1}^{n} h_{пр_i} l_i}{\sum_{i=1}^{n} l_i}, \qquad (2.5.10)$$

де n – кількість прогонів;

$h_{пр_i}$ – висота приведених центрів ваги проводів або тросів над меженним рівнем ріки або нормальним рівнем протоки, каналу, водоймища в i-му прогоні, м (визначають за формулою (2.5.9), $i = 1, ..., n$;

l_i – довжина i-го прогону, який входить у перехід, м, $i = 1, ..., n$.

За наявності високого незатоплюваного берега, на якому розташовано як перехідні, так і суміжні з ними опори, висоту приведених центрів ваги в прогоні, суміжному з перехідним, відраховують від рівня землі в цьому прогоні.

2.5.49 Розрахункове вітрове навантаження на проводи і троси ліній класів безвідмовності 1КБ–4КБ для режиму максимального вітру без ожеледі P_m, Н, обчислюють за формулою:

$$P_m = W_{0m} C_c C_{aer} C_{dc} dL_{вітр} \cdot 10^{-3} \cdot \sin^2 \varphi, \qquad (2.5.11)$$

де W_{0m} і C_c – див. **2.5.39**;

C_{aer} – аеродинамічний коефіцієнт, який під час розрахунків проводів і тросів приймають таким, що дорівнює:

1,2 – для проводів і тросів діаметром менше 20 мм, вільних від ожеледі, і всіх проводів і тросів, покритих ожеледдю;

1,1 – для проводів і тросів діаметром 20 мм і більше, вільних від ожеледі;

C_{dc} – коефіцієнт динамічності, за яким враховують вплив пульсаційного складника вітрового навантаження і просторову кореляцію вітрового тиску на проводи ПЛ. Коефіцієнт C_{dc} обчислюють за формулою (2.5.12), у необхідних випадках – за допомогою спеціального динамічного розрахунку за ДБН В.1.2-2:2006 «Навантаження і впливи. Норми проектування»;

d – діаметр проводу або троса, мм;

$L_{вітр}$ – вітровий прогін, м;

φ – кут між напрямком вітру та віссю ПЛ.

2.5.50 Коефіцієнт динамічності C_{dc} обчислюють за формулою:

$$C_{dc} = g_{tu} \cdot \alpha \cdot k_L, \tag{2.5.12}$$

де g_{tu} – коефіцієнт, за яким враховують вплив пульсаційного складника вітрового навантаження та динаміку коливань проводу і який приймають за табл. 2.5.8;

α – коефіцієнт, за яким враховують нерівномірність вітрового тиску по прогону ПЛ. Коефіцієнт приймають за формулою (2.5.13), але не більшим за одиницю:

$$\alpha = 2{,}6 - 0{,}3\ln W_{0m}, \tag{2.5.13}$$

k_L – коефіцієнт, за яким враховують вплив довжини прогону на вітрове навантаження. Його приймають таким, що дорівнює:

1,2 – за довжини прогону L до 50 м; 0,85 – за довжини прогону L 800 м і більше; проміжні значення коефіцієнта k_L обчислюють за формулою:

$$k_L = 1{,}7 - 0{,}12\ln L, \tag{2.5.14}$$

де L – довжина прогону, м.

Таблиця 2.5.8 – Коефіцієнт g_{tu}

Тип місцевості (за **2.5.45**)	I	II	III	IV
g_{tu}	1,3	1,5	1,6	1,7

ВІТРОВІ НАВАНТАЖЕННЯ ПІД ЧАС ОЖЕЛЕДІ

2.5.51 Розрахункове значення тиску вітру під час ожеледі W_g, Па, на площинні елементи ліній з габаритом поперечного перерізу понад 70 мм (елементи опор, ізолятори тощо) обчислюють без урахування підвищення навітряної площі за рахунок ожеледних відкладень за формулами:

$$W_g = W^0_{og} C_k C_c, \tag{2.5.15}$$

$$W^0_{og} = \gamma_{fm} W_{og}, \tag{2.5.16}$$

де C_k і C_c – див. **2.5.39**;

γ_{fm} – коефіцієнт надійності за тиском вітру під час ожеледі за **2.5.52**;

W_{og} – характеристичне значення тиску вітру під час ожеледі за **2.5.53**, Па.

2.5.52 Коефіцієнт надійності за тиском вітру під час ожеледі γ_{fm} обчислюють залежно від заданого значення середнього періоду повторюваності T (табл. 2.5.9).

Таблиця 2.5.9 – Коефіцієнт надійності γ_{fm}

Період повторюваності T, років	5	10	15	25	30	50	150	500
γ_{fm}	0,45	0,61	0,71	0,83	0,88	1,00	1,26	1,55

2.5.53 Характеристичне значення тиску вітру під час ожеледі W_{og}, Па, для рівнинної місцевості на висоті 10 м над поверхнею землі визначають за картою територіального районування (рис. 2.5.4).

2.5.54 Навантаження від дії вітру на елементи ПЛ кругового перерізу діаметром до 70 мм включно, вкриті ожеледдю, обчислюють як лінійне навантаження. Розрахункове значення лінійного навантаження від дії вітру під час ожеледі Q_m, Н/м, обчислюють за формулою:

$$Q_m = Q_{0m}\,\mu_g\,k_g\,C_c\,k_L\sin^2\varphi; \qquad (2.5.17)$$

де μ_g – коефіцієнт, за яким враховують дію вітру на елемент, вкритий ожеледдю, залежно від діаметра елемента кругового перерізу d (обчислюють згідно з табл. 2.5.11);

k_g – коефіцієнт, за яким враховують зміну розміру ожеледі за висотою h (обчислюють згідно з табл. 2.5.10 залежно від висоти розташування елемента);

C_c – див. **2.5.39**;

k_L – коефіцієнт, який обчислюють за формулою (2.5.14) відповідно до фактичного прогону ПЛ;

φ – кут між напрямком вітру та віссю ПЛ.

$$Q_{0m} = \gamma_{fQ}\,Q_0, \qquad (2.5.18)$$

де γ_{fQ} – коефіцієнт надійності дії вітру на елемент, вкритий ожеледдю, за **2.5.55**;

Q_0 – характеристичне значення лінійного навантаження від дії вітру під час ожеледі на елемент, вкритий ожеледдю, Н/м, за **2.5.56**.

Дію вітру на горизонтально підвішені елементи кругового перерізу (троси, проводи), вкриті ожеледдю, допускається приймати на висоті розташування їх приведеного центра ваги (див. **2.5.48**).

Таблиця 2.5.10 – Коефіцієнт k_g

Висота над поверхнею землі h, м	5	10	20	30	40	50	70	100
k_g	0,80	1,00	1,15	1,30	1,4	1,45	1,60	1,75
Примітка. Проміжні значення величин обчислюють за допомогою лінійної інтерполяції.								

Таблиця 2.5.11 – Коефіцієнт μ_g

Діаметр проводу, троса d, мм	5	10	20	30	50	70
μ_g	0,90	1,00	1,2	1,35	1,68	2,0
Примітка. Проміжні значення величин обчислюють за допомогою лінійної інтерполяції.						

2.5.55 Коефіцієнт надійності дії вітру на провід, вкритий ожеледдю, γ_{fQ} визначають залежно від заданого періоду середньої повторюваності T (табл. 2.5.12).

Таблиця 2.5.12 – Коефіцієнт надійності γ_{fQ}

Період повторюваності T, років	5	10	15	25	30	50	50	500
Коефіцієнт γ_{fQ}	0,47	0,63	0,72	0,84	0,88	1,00	1,25	1,53

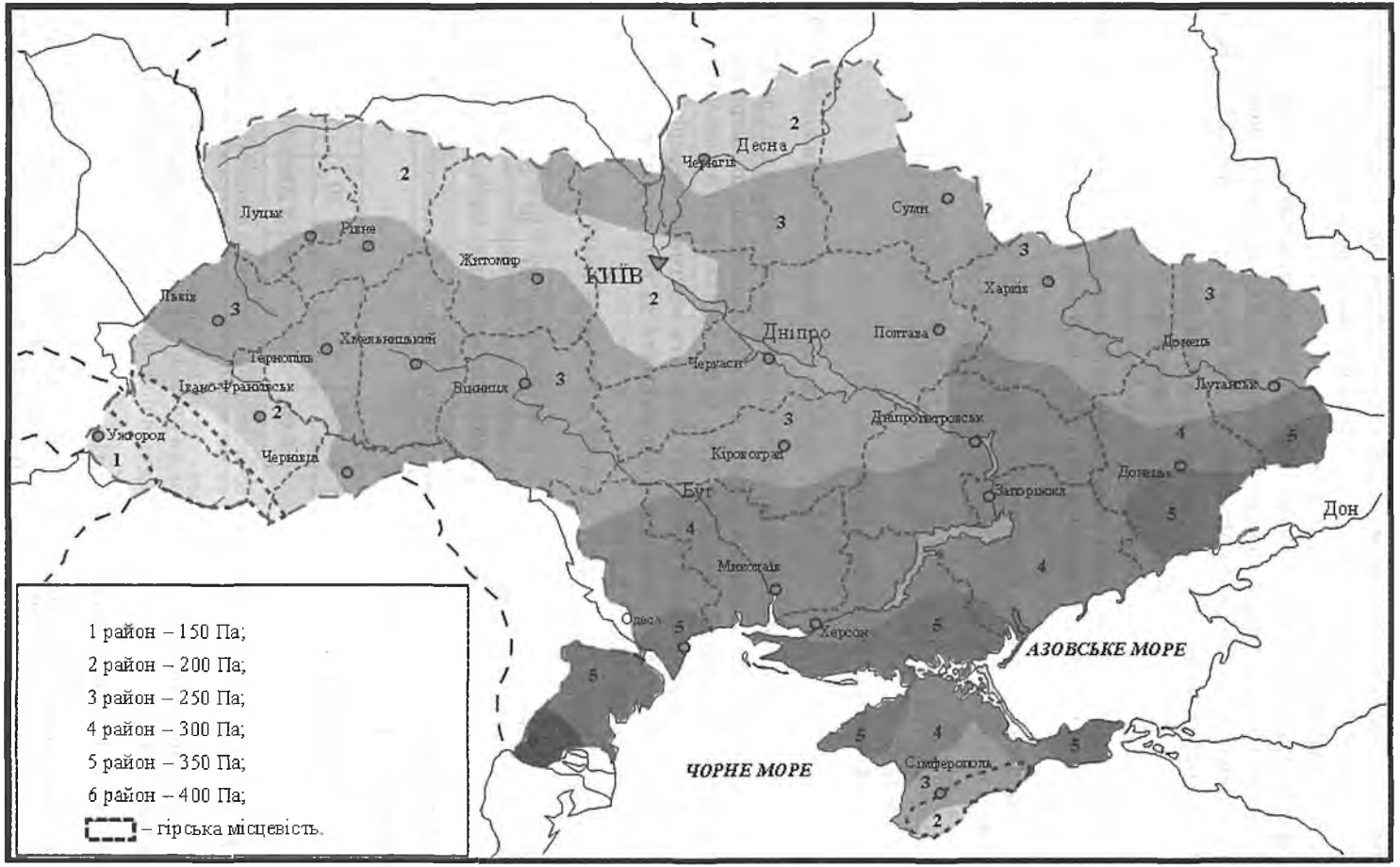


Рисунок 2.5.4 – Карта районування території України за характеристичним значенням тиску вітру під час ожеледі

2.5.56 Характеристичне значення навантаження від дії вітру Q_0, Н/м, на провід діаметром 10 мм, вкритий ожеледдю, для рівнинної місцевості на висоті 10 м над поверхнею землі визначають за регіональними картами кліматичного районування відповідно до **2.5.29** або картою територіального районування України (рис. 2.5.5).

ТЕМПЕРАТУРНІ КЛІМАТИЧНІ ВПЛИВИ

2.5.57 Під час проектування ПЛ усіх типів і напруг враховують такі значення температури повітря:

t_e – середньорічної (**2.5.58**);

t_{min} – найнижчої, яку приймають за абсолютну мінімальну (**2.5.59**);

t_{max} – найвищої, яку приймають за абсолютну максимальну (**2.5.60**);

t_o – під час ожеледі (**2.5.61**).

За необхідності температуру допускається визначати шляхом статистичного оброблення результатів метеорологічних спостережень.

2.5.58 Середньорічну температуру повітря t_e установлюють за картою на рис. 2.5.6.

2.5.59 Мінімальну температуру повітря t_{min} установлюють за картою згідно з рис. 2.5.7.

2.5.60 Максимальну температуру повітря t_{max} установлюють за картою згідно з рис. 2.5.8.

2.5.61 Температуру повітря під час дії вітру в разі ожеледі t_o необхідно приймати мінус 5 °С.

НАВАНТАЖЕННЯ ВІД ВАГИ КОНСТРУКЦІЙ І ҐРУНТІВ

2.5.62 Характеристичне значення ваги конструкцій заводського виготовлення необхідно визначати згідно із стандартами, робочими кресленнями або паспортними даними заводів-виробників, а інших будівельних конструкцій і ґрунтів – за проектними розмірами і питомою вагою матеріалів і ґрунтів з урахуванням їхньої вологості в умовах будівництва та експлуатації ПЛ.

2.5.63 Характеристичні значення вертикальних навантажень G_c, Н, які створюються вагою проводів і тросів, обчислюють за формулою:

$$G_c = p_l l_{ваг}, \qquad (2.5.19)$$

де p_l – вага проводу або троса довжиною 1 м, Н/м, яка чисельно дорівнює вазі, зазначеній у стандарті або технічних умовах;

$l_{ваг}$ – ваговий прогін, м.

Для опор масового застосування дозволяється передбачати можливість збільшення або зменшення вагового прогону на 25 %, залежно від розрахункової ситуації.

2.5.64 Розрахункове значення ваги конструкцій і ґрунтів обчислюють шляхом множення характеристичного значення навантаження на коефіцієнт надійності за навантаженням (табл. 2.5.13). Значення в дужках необхідно використовувати під час перевірки стійкості конструкції на перекидання, а також в інших випадках, коли зменшення ваги конструкцій і ґрунтів може погіршити умови роботи конструкції (наприклад, для розрахунку анкерних болтів, фундаментів та основ під час виривання).

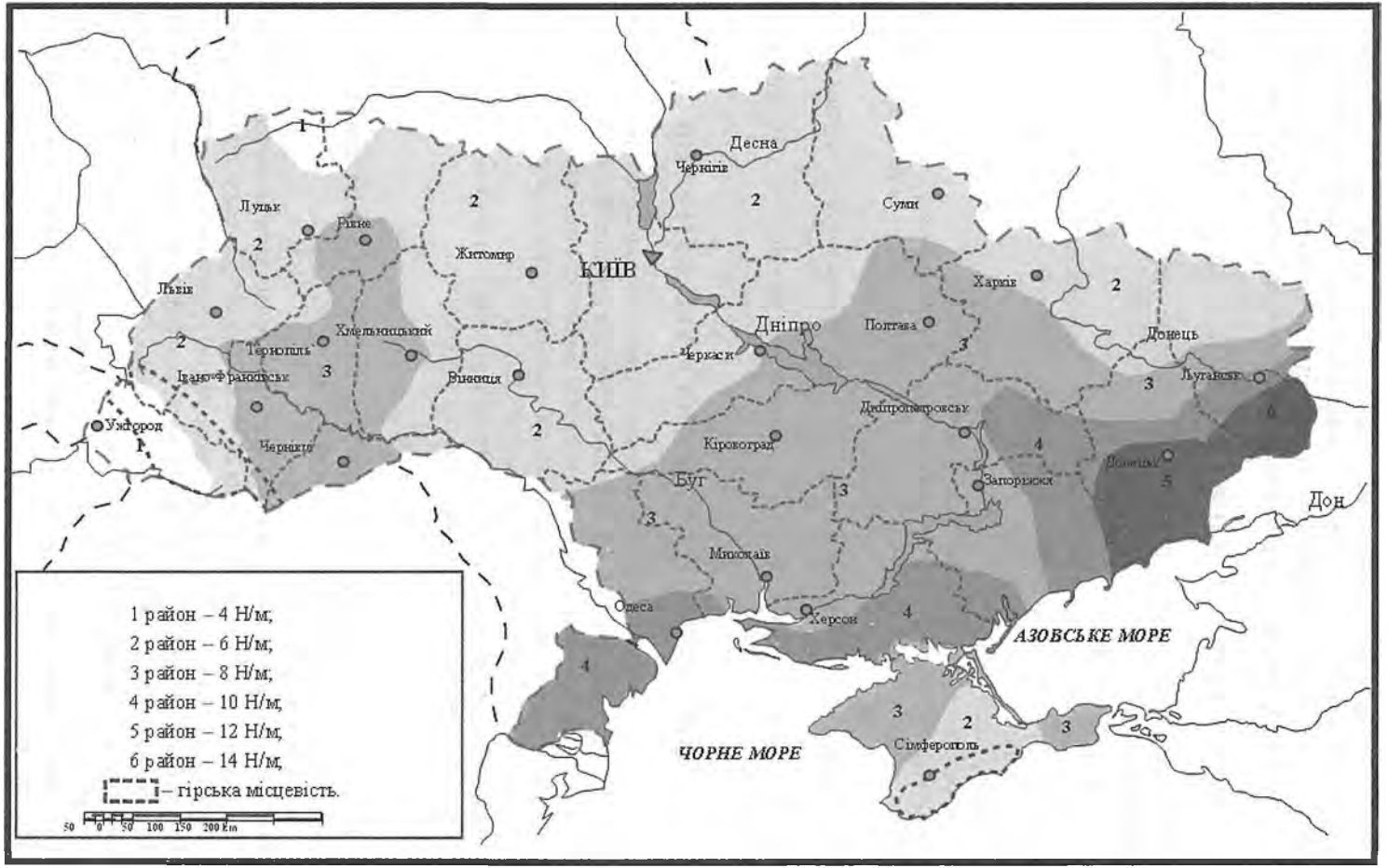


Рисунок 2.5.5 – Карта районування території України за характеристичним навантаженням дії вітру на проводи та троси діаметром 10 мм, вкриті ожеледдю

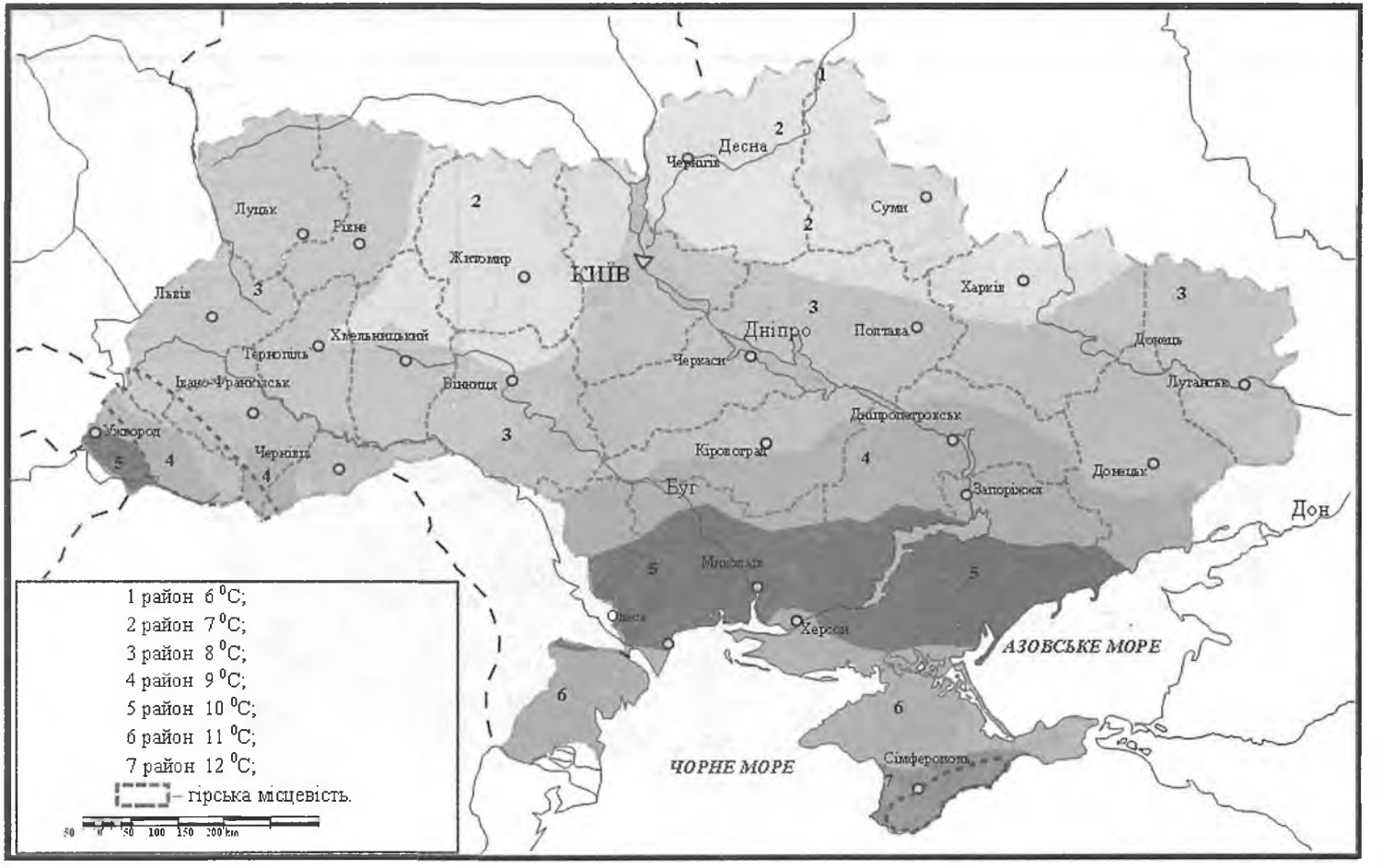


Рисунок 2.5.6 – Територіальне районування України за середньорічною температурою повітря

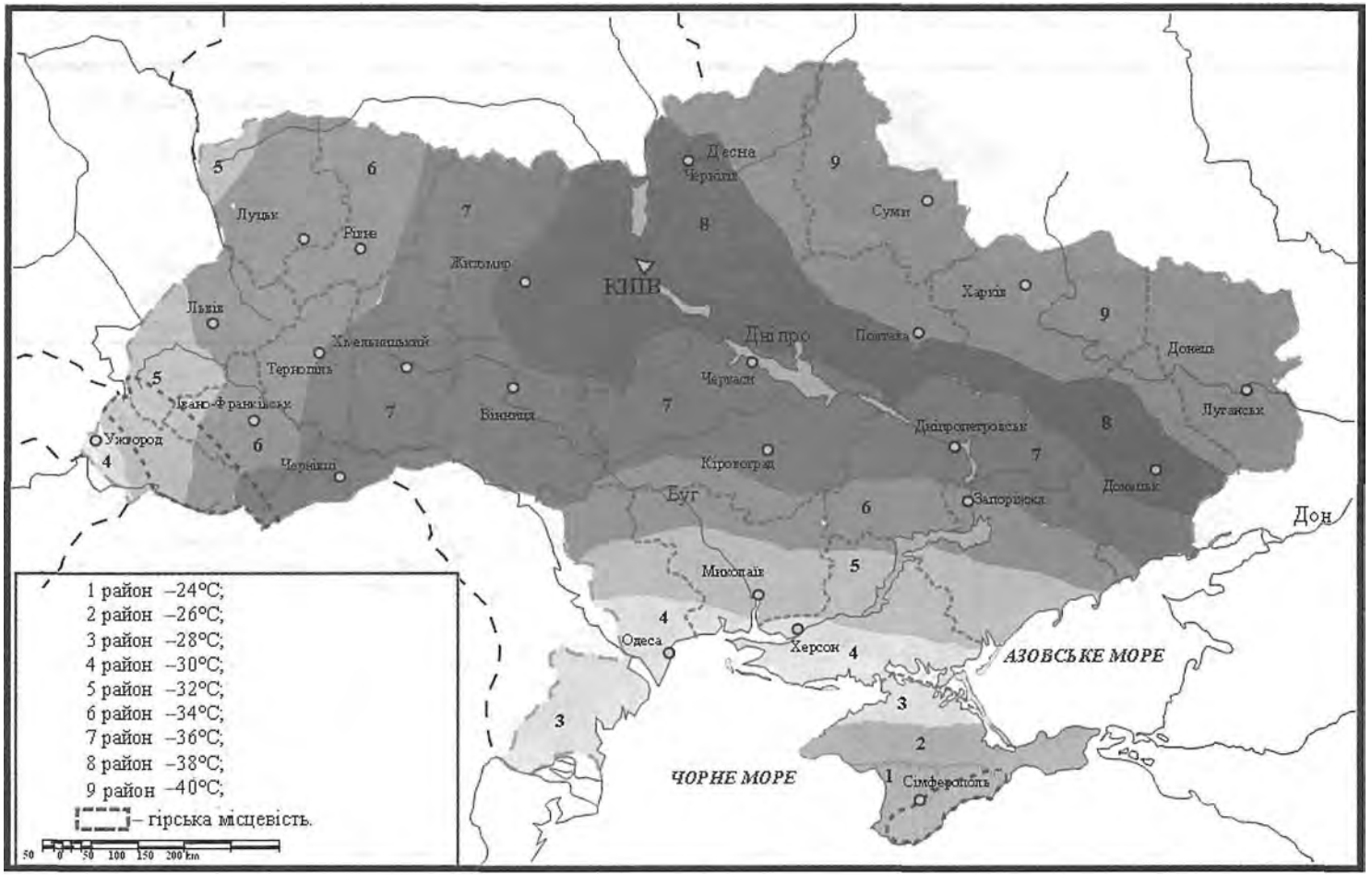


Рисунок 2.5.7 – Територіальне районування України за мінімальною температурою повітря

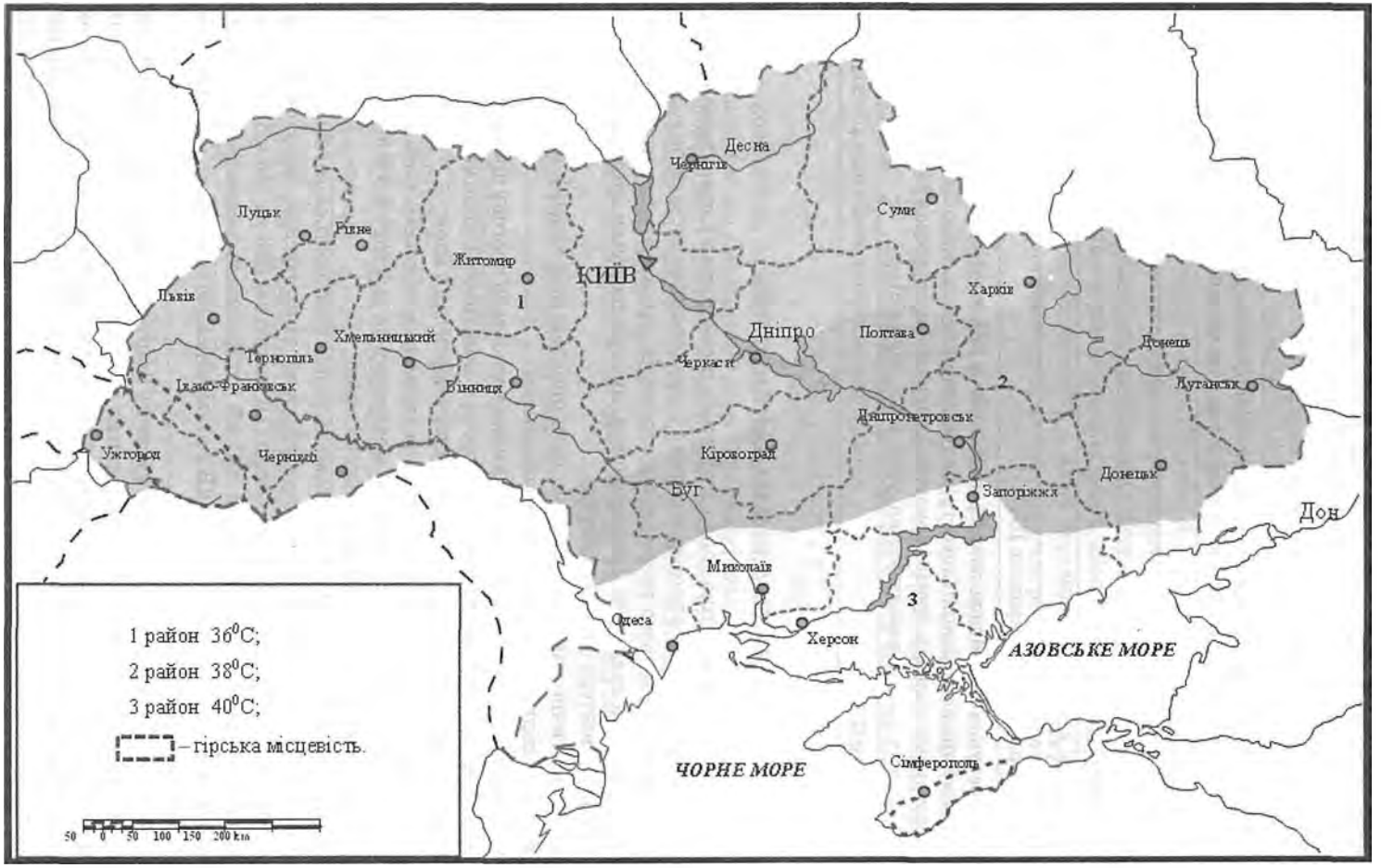


Рисунок 2.5.8 – Територіальне районування України за максимальною температурою повітря

Таблиця 2.5.13 – Коефіцієнт надійності за навантаженням γ_{fm}

№ з/п	Конструкції споруд і вид ґрунтів	γ_{fm}
Розрахунки несучої здатності опор і фундаментів (перша група граничних станів), пункт 1 табл. 2.5.1		
	Конструкції опор:	
1	– металеві	1,1 (0,95)
2	– залізобетонні, дерев'яні	1,15 (0,90)
3	Насипні ґрунти	1,2 (0,90)
4	Проводи, троси та устаткування ПЛ	1,10 (0,90)
Розрахунки переміщень опор і фундаментів, а також тріщиноутворення залізобетонних конструкцій (друга група граничних станів, табл. 2.5.1, пункт 2). Розрахунки проводів, тросів і арматури (допустимі напруження та руйнівні навантаження, табл. 2.5.1, пункт 3).		
5	Усі елементи ПЛ	1

МОНТАЖНІ НАВАНТАЖЕННЯ

2.5.65 Опори ПЛ напругою понад 1 кВ треба перевіряти на навантаження, які відповідають прийнятому способу монтажу з урахуванням складників, які створюються зусиллям тягового троса і вагою проводів (грозозахисних тросів) та ізоляторів, а також на додаткові навантаження, які створюються вагою монтажних пристосувань і монтера з інструментом.

Характеристичне навантаження від ваги проводів (або тросів), які монтують, та ізоляційних підвісів рекомендовано приймати:

– на проміжних опорах – з урахуванням подвоєної ваги прогону проводів (тросів) без ожеледі та ізоляційних підвісів виходячи з можливості піднімання проводів (тросів), які монтують, та ізоляційного підвісу через один блок;

– на анкерних опорах – з урахуванням зусилля в тяговому тросі, яке обчислюють за умови розташування тягового механізму на відстані 2,5 h від опори, де h – висота підвісу проводу середньої фази на опорі.

Характеристичне значення навантаження, яке створюється вагою монтера і монтажними пристосуваннями, прикладене в місці кріплення ізоляторів, приймають таким, що дорівнює, кН: для опор ПЛ напругою 500 та 750 кВ – 2,5; для опор анкерного типу ПЛ напругою до 330 кВ з підвісними ізоляторами – 2; для проміжних опор ПЛ напругою до 330 кВ з підвісними ізоляторами – 1,5; для опор із штировими ізоляторами – 1.

Для розрахунку опор, фундаментів та основ у монтажних режимах розрахункові навантаження за першою групою граничних станів обчислюють з урахуванням коефіцієнта надійності $\gamma_{fm} = 1{,}1$, за винятком навантаження, яке створюється вагою монтера і монтажними пристроями, для яких коефіцієнт надійності γ_{fm} приймають таким, що дорівнює 1,3.

НАВАНТАЖЕННЯ, ЯКЕ СТВОРЮЄТЬСЯ НАТЯГОМ ПРОВОДІВ І ТРОСІВ

2.5.66 Навантаження на опори ПЛ від натягу проводів і тросів обчислюють залежно від кліматичних навантажень згідно з формулами (2.5.1), (2.5.11), (2.5.17) і температурних режимів відповідно до **2.5.58–2.5.61** для умов і середніх періодів повторюваності, зазначених у пункті 3 (табл. 2.5.1).

2.5.67 Розрахункове горизонтальне навантаження від натягу проводів і тросів T_{max}, вільних від ожеледі або покритих ожеледдю, під час розрахунку конструкцій опор, фундаментів та основ обчислюють шляхом множення навантаження від натягу проводів на коефіцієнт надійності γ_{fm}, який дорівнює: 1,3 – під час розрахунку за першою групою граничних станів; 1,0 – під час розрахунку за другою групою граничних станів.

2.5.68 Проміжні опори ПЛ з підтримувальними підвісами і глухими затискачами і затискачами спірального типу слід розраховувати в аварійному режимі лише за першою групою граничних станів. При цьому горизонтальне навантаження вздовж осі лінії $T_{гор}$, кН, від обірваних проводів однієї фази на ПЛ напругою до 500 кВ включно обчислюють за формулою:

$$T_{гор} = k_T \cdot k_N \cdot N \cdot T_{max}, \qquad (2.5.20)$$

де k_T – коефіцієнт, за яким зменшують значення натягу проводу в аварійному режимі залежно від конструкції опор і проводів (табл. 2.5.13а);

k_N – коефіцієнт, за яким зменшують значення натягу проводу в аварійному режимі залежно від кількості проводів у фазі (табл. 2.5.13б);

N – кількість проводів у фазі;

T_{max} – найбільше розрахункове значення натягу проводу, кН.

Таблиця 2.5.13а – Коефіцієнт зменшення натягу k_T

Конструкція опор	Переріз проводу за алюмінієм	
	до 200 мм²	понад 200 мм²
Опори жорсткого типу	0,5	0,4
Залізобетонні вільностоячі	0,3	0,25
Дерев'яні вільностоячі	0,25	0,2

Таблиця 2.5.13б – Коефіцієнт зменшення натягу k_N

Кількість проводів N	1	2	3
k_N	1	0,8	0,4*
* Застосовують лише для ПЛ 500 кВ на металевих опорах.			

Для інших типів опор залежно від гнучкості (опор з нових матеріалів, металевих гнучких опор тощо) значення коефіцієнта зменшення натягу k_T допускається приймати в зазначених вище межах.

На ПЛ 750 кВ із розщепленням на 4 і більше проводів у фазі горизонтальне навантаження вздовж осі лінії на проміжній опорі необхідно приймати 27 кН на фазу (вимоги **2.5.75** враховано).

У розрахунках допускається враховувати підтримувальну дію необірваних проводів і тросів за середньорічної температури без ожеледі і вітру. При цьому розрахункові горизонтальні навантаження необхідно визначати як для нерозщеплених фаз, а механічні напруження, які виникають у підтримувальних проводах і тросах, не мають перевищувати 70 % їх розривного зусилля.

Розрахунок значення $T_{гор}$ проміжних опор великих переходів виконують за **2.5.82**.

У разі застосування пристроїв, які обмежують передавання поздовжнього навантаження на проміжну опору (багатороликові підвіси, а також інші пристрої), розрахунок опор виконують на навантаження, які виникають під час використання цих пристроїв, але не більші від навантажень $T_{гор}$, прийнятих у разі підвішування проводів у глухих затискачах.

2.5.69 Розрахункове горизонтальне навантаження вздовж осі лінії $T_{гор}$, кН, від обірваного троса на проміжній опорі на ПЛ напругою до 500 кВ включно приймають таким, що дорівнює $0{,}5T_{max}$, де T_{max} – найбільше розрахункове значення натягу троса.

На ПЛ напругою 750 кВ розрахункове значення навантаження вздовж осі лінії приймають 20 кН (вимоги **2.5.75** враховано).

2.5.70 Проміжні опори ПЛ з кріпленням проводів на штирових ізоляторах за допомогою дротового в'язання, дротових в'язок спірального типу треба розраховувати в аварійному режимі за першою групою граничних станів з урахуванням гнучкості опор на обрив одного проводу, який дає найбільші зусилля в елементах опори. Умовне розрахункове горизонтальне навантаження вздовж лінії від натягу обірваного проводу під час розрахунку стояка треба приймати $0{,}5\ T_{max}$, але не менше ніж 3,0 кН.

Для розрахунку конструкцій опор (крім стояка) умовне навантаження, створене натягом обірваного проводу, необхідно приймати $0{,}25\ T_{max}$, але не менше ніж 1,5 кН.

ІНШІ ВПЛИВИ

2.5.71 Територія України в цілому характеризується підвищеною грозовою діяльністю з кількістю грозових годин понад 40 на рік. В окремих районах середня кількість грозових годин перевищує 100 на рік.

2.5.72 За середньою частотою повторюваності та інтенсивністю галопування проводів і тросів територія України поділяється на райони з помірним галопуванням проводів (середня частота повторюваності галопування один раз на п'ять років і менше) і з частим та інтенсивним галопуванням проводів (середня частота повторюваності – більше одного разу на п'ять років). Визначати райони за середньою частотою повторюваності та інтенсивністю галопування проводів і тросів треба за картою районування території України (рис. 2.5.9) з уточненням за даними з експлуатації.

Динамічні впливи від галопування проводів і тросів під час розрахунку опор не враховують. У випадках, коли передбачається можливість галопування, боротьбу з ним організовують шляхом вживання конструктивних заходів.

2.5.73 Ступінь агресивного впливу навколишнього середовища визначають з урахуванням положень чинних норм проектування та державних стандартів.



Рисунок 2.5.9 – Карта районування території України за середньою частотою повторюваності та інтенсивністю галопування проводів і тросів

РОЗРАХУНКОВІ РЕЖИМИ ТА СПОЛУЧЕННЯ НАВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

2.5.74 Елементи ПЛ розраховують на сполучення навантажень, які діють у нормальних, аварійних і монтажних режимах, у монтажних режимах – з урахуванням можливості тимчасового підсилення окремих елементів конструкцій.

Поєднання кліматичних та інших чинників у різних режимах роботи ПЛ (наявність вітру, ожеледі, температура, кількість обірваних проводів або тросів тощо) визначають відповідно до вимог цих Правил.

2.5.75 Під час розрахунків опор, фундаментів та основ ПЛ за міцністю і стійкістю (перша група граничних станів) в аварійних режимах розрахункові значення навантажень від ожеледі, дії вітру на опори, проводи і троси, а також натяги проводів і тросів враховують за допомогою таких коефіцієнтів сполучення:

0,8 – для розрахунку проміжних опор, їх фундаментів та основ у режимах обриву проводів і тросів;

0,9 – для розрахунку анкерних опор, їх фундаментів та основ у режимах обриву проводів і тросів;

0,8 – для розрахунку проміжних та анкерних опор, їх фундаментів і основ під час урахування сейсмічних навантажень.

2.5.76 Розрахунки ПЛ виконують для комбінацій кліматичних умов, зазначених у табл. 2.5.14.

Таблиця 2.5.14 – Сполучення навантажень для розрахунків ПЛ

№ з/п	Режим роботи ПЛ	Температура повітря, °С	Вітер	Ожеледь
1	Нормальний	Середньорічна t_e за **2.5.58**	–	–
		Найвища* t_{max} за **2.5.60**	–	–
		Найнижча t_{min} за **2.5.59**	–	–
		Під час ожеледі t_o за **2.5.61**	–	Розрахункове значення за **2.5.33** та **2.5.37**
		Мінус 5 °С	Максимальний тиск вітру за **2.5.39** та **2.5.49**	–
		Під час ожеледі t_o за **2.5.61**	Під час ожеледі – за **2.5.51** та **2.5.54**	0,9 від розрахункового значення за **2.5.33** та **2.5.37**
2	Аварійний	Середньорічна t_e за **2.5.58**	–	–
		Найнижча t_{min} за **2.5.59**	–	–
		Мінус 5 °С	–	Розрахункове значення за **2.5.33** та **2.5.37**
3	Монтажний	Мінус 15 °С	Тиск вітру на висоті 10 м над поверхнею землі 62,5 Па	–
* Враховують тільки під час розрахунків проводів і тросів.				

2.5.77 Опори слід розраховувати на навантаження в нормальних і аварійних режимах ПЛ.

Анкерні опори розраховують на різницю натягу проводів і тросів, яка виникає внаслідок нерівності значень приведених прогонів.

Кінцеві опори розраховують на односторонній натяг усіх проводів і тросів.

Двоколові та багатоколові опори у всіх режимах мають бути розрахованими на умови, коли змонтоване лише одне коло.

2.5.78 Опори має бути перевірено на умови їх монтажу, а також на умови монтажу проводів і тросів.

2.5.79 Проміжні опори ПЛ з підтримувальними ізоляційними підвісами і глухими затискачами та затискачами спірального типу слід розраховувати на горизонтальні статичні навантаження в аварійних режимах **(2.5.66–2.5.70)**.

Розрахунок виконують для режиму без ожеледі і вітру за таких умов:

– обірвано провід або проводи однієї фази (за будь-якої кількості проводів на опорі), троси не обірвано;

– обірвано один трос, проводи не обірвано.

Аварійні навантаження прикладають у місцях кріплення проводу або троса, у разі обриву якого зусилля в елементах опори будуть найбільшими.

2.5.80 Опори анкерного типу треба розраховувати в аварійному режимі на обрив проводів і тросів, у разі обриву яких виникають найбільші зусилля в елементах опори.

Розрахунок виконують для таких умов:

а) для опор ПЛ з алюмінієвими проводами всіх перерізів, сталевими проводами ПС і ПМС усіх перерізів, проводами з алюмінієвого сплаву і сталеалюмінієвими проводами перерізом до 150 мм^2:

1) обірвано проводи двох фаз одного прогону за будь-якої кількості кіл на опорі; троси не обірвано (анкерні нормальні опори);

2) обірвано провід однієї фази одного прогону за будь-якої кількості кіл на опорі; троси не обірвано (анкерні полегшені опори);

б) для опор із сталеалюмінієвими проводами, проводами з термообробленого алюмінієвого сплаву перерізом 185 мм^2 і більше, а також зі сталевими тросами типу ТК, у тому числі плакованими алюмінієм, усіх перерізів, які використовують як проводи: обірвано проводи однієї фази одного прогону за будь-якої кількості кіл на опорі; троси не обірвано (анкерні нормальні опори);

в) для анкерних опор незалежно від марок і перерізів проводів, які підвішують: обірвано один трос в одному прогоні за умови необірваних проводів (у разі розщепленого троса обірвано всі його складники).

Навантаження від проводів і тросів слід приймати такими, що дорівнюють натягу проводів або тросів у режимі ожеледі без вітру за температури повітря мінус 5 °С або в режимі найнижчої температури, якщо натяг в останньому режимі більший, ніж під час ожеледі без вітру.

2.5.81 Опори анкерного типу необхідно перевіряти за таких монтажних умов:

а) в одному з прогонів одноколових опор змонтовано всі проводи і троси, в іншому прогоні проводи і троси не змонтовано. Натяг у змонтованих проводах і тросах приймають умовно таким, що дорівнює 2/3 максимального, а кліматичні умови – згідно з **2.5.78**, табл. 2.5.14 (пункт 3). У цьому режимі опора та її закріплення в ґрунті повинні мати необхідну, визначену нормами, міцність без установлення тимчасових відтяжок;

б) в одному з прогонів багатоколових опор послідовно та в будь-якому порядку монтують проводи одного кола, троси не змонтовано;

в) в одному з прогонів, за будь-якої кількості тросів на опорі, послідовно та в будь-якому порядку монтують троси, проводи не змонтовано.

Під час перевірок за підпунктами б) і в) цього пункту допускається передбачати тимчасове посилення окремих елементів опор і встановлення тимчасових відтяжок.

2.5.82 У розрахунках за аварійним режимом проміжних опор великих переходів з проводами, які підвішують у глухих затискачах, навантаження приймають таким, що дорівнює редукованому натягу, за умови, що проводи покрито ожеледдю, вітер відсутній.

Навантаження на розщеплені проводи великих переходів визначають за допомогою таких понижувальних коефіцієнтів: 0,8 – у разі розщеплення на два проводи, 0,7 – у разі розщеплення на три проводи і 0,6 – у разі розщеплення на чотири проводи і більше.

Під час підвішування проводів і тросів на роликах умовне навантаження на провід за аварійним режимом уздовж лінії приймають: у разі одного проводу у фазі – 20 кН, у разі двох проводів у фазі – 35 кН, у разі трьох і більше проводів у фазі – 50 кН.

Розрахунок одноколових проміжних опор великих переходів виконують на обрив проводу (проводів) однієї фази, а двоколових – на обрив проводів двох фаз, у разі обриву яких зусилля в елементах опори будуть найбільшими. При цьому троси вважаються необірваними.

Навантаження на проміжні опори великих переходів, яке створюється тросом, закріпленим у глухому затискачі, приймають таким, що дорівнює найбільшому натягу троса. Проводи вважаються необірваними.

Одноколові анкерні опори великих переходів із сталеалюмінієвими проводами та проводами із алюмінієвого сплаву перерізом 185 мм^2 і більше, а також зі сталевими тросами типу ТК усіх перерізів, які використовують як проводи, розраховують на обрив проводу або проводів однієї фази. Одноколові анкерні опори великих переходів зі сталеалюмінієвими проводами та проводами із алюмінієвого сплаву перерізом до 150 мм^2, а також усі двоколові анкерні опори з проводами будь-якого перерізу розраховують на обрив проводів двох фаз. Троси вважаються необірваними.

Навантаження на анкерні опори великих переходів, яке створюється тросом, приймають таким, що дорівнює найбільшому натягу троса. Проводи не обірвано.

Під час визначення зусиль у елементах опори враховують ті умовні навантаження або неврівноважені натяги, які виникають під час обривів проводів або тросів, за яких ці зусилля мають найбільші значення.

2.5.83 Опори, фундаменти та основи ПЛ розраховують на навантаження від власної ваги та вітрове навантаження на конструкції; навантаження від проводів, тросів та устаткування ПЛ, а також на навантаження, зумовлені прийнятим способом монтажу, на навантаження від ваги монтера і монтажних пристосувань. Опори, фундаменти та основи слід розраховувати також на навантаження і впливи, які можуть виникати в конкретних умовах, наприклад: тиск води, тиск льоду, розмивна дія води, тиск ґрунту тощо, які приймають відповідно до вимог чинних нормативних документів.

Конструкції опор і фундаментів ПЛ розраховують так:

– залізобетонні опори – за утворенням тріщин під час дії розрахункових значень постійних навантажень за табл. 2.5.13 (пункт 5) і розрахункових значень

змінних навантажень із середніми періодами повторюваності, зазначеними в табл. 2.5.1 (пункт 2);

– залізобетонні опори та фундаменти – за розкриттям тріщин у нормальних режимах експлуатації під час дії розрахункових значень постійних навантажень за табл. 2.5.13 (пункт 5) і розрахункових значень змінних навантажень з періодами середньої повторюваності, зазначеними в табл. 2.5.1 (пункт 2);

– дерев'яні опори – за міцністю під дією розрахункових значень постійних навантажень за табл. 2.5.13 (пункт 5).

2.5.84 Розрахунок опор, фундаментів та їх елементів за другою групою граничних станів виконують на розрахункові значення змінних навантажень з періодами середньої повторюваності за табл. 2.5.1 (пункт 2), які обчислено без урахування динамічного впливу вітру на конструкцію опори (див. **2.5.42**).

2.5.85 Для розрахунку наближень струмопровідних частин до елементів опор ПЛ і споруд необхідно приймати такі поєднання кліматичних умов із середнім періодом повторюваності за табл. 2.5.1, пункт 3:

а) за робочої напруги: розрахунковий тиск вітру W_m за формулою (2.5.4), температура повітря мінус 5 °С, ожеледь відсутня.

б) у разі грозових і внутрішніх перенапруг:

1) температура повітря плюс 15 °С, тиск вітру $W = 0{,}1\ W_m$, але не менше ніж 62,5 Па;

2) температура повітря плюс 15 °С, вітер відсутній;

в) тангенс кута відхилення проводів, закріплених у підтримувальних ізоляційних підвісах на ПЛ 500 і 750 кВ, визначають за формулою:

$$\operatorname{tg}\gamma = \frac{kP_m Nj + P_n}{G_{пр} Nj + G_г}, \qquad (2.5.21а)$$

де k – коефіцієнт, який враховує коливання проводу в разі його відхилень і дорівнює: 1 – за розрахункового тиску вітру W_m за формулою (2.5.4) з середнім періодом повторюваності за таблицею 2.5.1, пункт 2, до 400 Па; 0,95 – за 450 Па; 0,9 – за 550 Па; 0,85 – за 600 Па і більше (проміжні значення обчислюють за допомогою лінійної інтерполяції);

P_m – горизонтальне навантаження від дії розрахункового значення вітрового навантаження на провід, Н, за формулою (2.5.11);

P_n – розрахункове значення вітрового навантаження на підвіс у разі вітрового тиску, Н, за формулою (2.5.4) (треба враховувати для ліній класу безвідмовності 4 КБ);

$G_{пр}$ – розрахункове значення навантаження на ізоляційний підвіс, яке створюється вагою проводу, Н, за табл. 2.5.13 (пункт 5);

$G_г$ – розрахункове значення ваги ізоляційного підвісу, Н, за табл. 2.5.13 (пункт 5);

j – розрахунковий параметр (залежить від конструкції ПЛ):

$$j = 2 + 0{,}67\frac{f_1 + f_2}{\lambda},$$

де f_1, f_2 – стріли провисання проводу у суміжних прогонах, м;

λ – довжина підвісу, м;

N – кількість проводів у фазі.

Тангенс кута відхилення проводів ПЛ напругою до 330 кВ і тросів на ПЛ усіх напруг визначають за спрощеною формулою:

$$\operatorname{tg}\gamma = \frac{kP_{\text{m}}}{G_{\text{пр}}}. \qquad (2.5.21б)$$

ПРОВОДИ І ГРОЗОЗАХИСНІ ТРОСИ

2.5.86 *На ПЛ необхідно використовувати багатодротові проводи і троси.* Мінімально допустимі перерізи проводів за умовами механічної міцності наведено в табл. 2.5.15. Переріз струмопровідної частини проводів з алюмінію та алюмінієвих сплавів для ПЛ напругою до 20 кВ визначають електричним розрахунком. Кількість проводів у фазі для ПЛ напругою понад 20 кВ, а також переріз струмопровідної частини цих проводів з алюмінію та алюмінієвих сплавів рекомендовано приймати відповідно до табл. 2.5.16.

Застосовувати проводи, перерізи яких відрізняються від наведених у табл. 2.5.16, допускається за умови техніко-економічного обґрунтування, у тому числі з урахуванням умов збереження існуючих несучих конструкцій на лінії, що реконструюється.

Таблиця 2.5.15 – Мінімально допустимі перерізи проводів за умовами механічної міцності

Характеристика ПЛ	Переріз проводів, мм²			
	алюмінієвих і з нетермообробленого алюмінієвого сплаву	з термообробленого алюмінієвого сплаву	сталеалюмінієвих	сталевих
ПЛ без перетинів у районах за ожеледдю:				
– до 2	70	50	35/6,2	35
– 3–4	95	50	50/8	35
– 5 і вище	–	70	70/11	35
Перетини ПЛ із судноплавними річками та інженерними спорудами в районах за ожеледдю:				
– до 2	70	50	50/8	35
– 3–4	95	70	50/8	50
– 5 і вище	–	70	70/11	50
ПЛ до 20 кВ, які споруджують на двоколових і багатоколових опорах	–	70	70/11	–

Примітка 1. У прогонах перетинів з автомобільними дорогами, тролейбусними і трамвайними лініями, залізницями незагального користування допускається використовувати проводи таких самих перерізів, як на ПЛ без перетинів.

Примітка 2. У районах, де вимагається використовувати проводи з антикорозійним захистом, мінімально припустимі перерізи проводів приймають такими самими, як і перерізи відповідних марок без антикорозійного захисту.

Таблиця 2.5.16 – Кількість і переріз проводів ліній напругою понад 20 кВ

Напруга ліній, кВ	Номінальний переріз проводу за алюмінієм, мм^2	Мінімальна кількість проводів у фазі
35*	70–95	1
35	120	1
110**	120	1
110, 150	240	1
220***	400	1
330	400	2
400****	400	2
500***	300	3
750	400	5

* Стосується ліній 35 кВ, які є відгалуженням від існуючих магістральних ліній з перерізом проводів 70–95 мм^2 або продовженням таких магістралей.

** Стосується ліній 110 кВ для живлення електроспоживачів на потужність до 20 МВт або для видачі потужності електростанцій з кількістю годин використання встановленої потужності до 2500 (вітрові, газотурбінні пікові електростанції тощо).

*** Перспективний розвиток ліній 220 і 500 кВ обмежено.

**** Розвиток ліній 400 кВ не передбачається.

На нових ПЛ або на ПЛ, що підлягають реконструкції, за відповідного обґрунтування можна застосовувати проводи, виготовлені за новими технологіями чи з нових матеріалів, фізико-механічні характеристики яких підтверджено відповідними сертифікатими та гарантовано постачальниками, у тому числі компактні проводи типу AERO-Z та AFLs, HVCRC (з композитним підсиленим осердям і профільованими дротами).

Компактні проводи доцільно застосовувати:

– на великих переходах ПЛ (судноплавні ділянки рік, водоймищ, перетин ущелин, ярів та інших перешкод), а також у гірській місцевості;

– під час реконструкції ПЛ із збільшенням пропускної здатності за браком додаткових вільних земельних ділянок під опори («опора в опору»);

– на ПЛ у районах за характеристичними значеннями ожеледі чотири і вище;

– на ПЛ у районах за характеристичними значеннями вітрового тиску чотири і вище та в районах, де вітровий тиск під час ожеледі перевищує 250 Па незалежно від району по ожеледі.

За необхідності передавання потужності з перегріванням проводів максимальне значення струму треба визначати на підставі допустимої температури проводу та додаткової перевірки габаритів до землі та споруд, які перетинає ПЛ.

2.5.87 Для зниження втрат електроенергії на перемагнічування сталевих осердь у сталеалюмінієвих проводах і в проводах з термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям рекомендовано використовувати проводи з парним числом шарів дротів.

2.5.88 Для грозозахисних тросів, як правило, застосовують сталеві троси, виготовлені з оцинкованого або плакованого алюмінієм дроту для особливо жорстких агресивних умов роботи (ОЖ) і стійких до розкручування за способом звивання (Н), перерізом, не меншим ніж 35 мм^2, – на ПЛ напругою 35 кВ без перетинів і в прогонах перетинів із залізницями загального користування і електрифікованими в районах за ожеледдю 1–2 і 50 мм^2 і більше – у інших районах і на ПЛ напругою 35 кВ, які споруджують на двоколових і багатоколових опорах.

Сталеалюмінієві проводи або проводи з термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям як грозозахисні троси рекомендовано застосовувати:

– на особливо відповідальних переходах через інженерні споруди (електрифіковані залізниці, автомобільні дороги категорії Іа (**2.5.214**), судноплавні перешкоди тощо);

– на відрізках ПЛ, які проходять у районах з підвищеною забрудненістю атмосфери (промислові зони з високою хімічною активністю викидів, землі із засоленими ґрунтами і водоймами, узбережжя морів тощо), а також тих, що проходять по населеній і важкодоступній місцевостях;

– на ПЛ з великими струмами однофазного короткого замикання за умовами термічної стійкості та для зменшення впливу ПЛ на лінії зв'язку;

– на великих переходах.

При цьому для ПЛ, які споруджують на двоколових або багатоколових опорах, незалежно від напруги сумарний переріз алюмінієвої (або алюмінієвого сплаву) і сталевої частини троса має бути не меншим за 120 мм^2.

У разі використання грозозахисних тросів для організації багатоканальних систем високочастотного зв'язку за необхідності використовують одиничні або здвоєні ізольовані один від одного троси або троси із вбудованим оптичним кабелем зв'язку (**2.5.138–2.5.159**). Між складниками здвоєного троса в прогонах і петлях анкерних опор слід установлювати дистанційні ізолювальні розпірки.

Відстані між розпірками в прогоні не мають перевищувати 40 м.

2.5.89 Для сталеалюмінієвих проводів перерізом алюмінієвих дротів А і сталевих дротів С рекомендовано використовувати такі діапазони співвідношень А/С у районах за ожеледним навантаженням відповідно до рис. 2.5.1:

а) райони 1–3:

1) А є меншим ніж 240 мм^2 – А/С від 6,0 до 6,25;

2) А від 240 мм^2 – А/С від 7,5;

б) райони 4–6:

1) А є меншим ніж 95 мм^2 – А/С до 6,0;

2) А від 120 мм^2 до 400 мм^2 – А/С від 4,0 до 4,5;

3) А понад 400 мм^2 – А/С від 7,5 до 8,0;

4) А понад 400 мм^2 на великих переходах – А/С від 0,5 до 2,5.

Вибір марок проводів та інших матеріалів обґрунтовується розрахунками.

У разі спорудження ПЛ у місцях, де за даними експлуатації встановлено випадки руйнування проводів унаслідок корозії (узбережжя морів, солоні озера, промислові райони та райони засолених пісків, прилеглі до них райони із ступенями забрудненості атмосферного повітря СЗ 3 і СЗ 4 відповідно до глави 1.9 цих Правил, а також у місцях, де на основі даних вишукувань можливі такі руйнування), треба

використовувати проводи, які призначено для цих умов відповідними державними стандартами і технічними умовами.

На рівнинній місцевості за відсутності даних експлуатації ширину прибережної смуги, на яку поширюються зазначені вимоги, треба приймати 5 км, а ширину смуги від хімічних підприємств – 1,5 км.

2.5.90 Конструкція фази ПЛ напругою понад 20 кВ (переріз і кількість проводів у фазі), яку виконано відповідно до табл. 2.5.16, має задовольняти вимоги обмеження напруженості електричного поля на поверхні проводів до рівнів, допустимих за короною та радіоперешкодами на абсолютних відмітках місцевості до 1000 м над рівнем моря.

Фази лінії, розщеплені на декілька проводів, використовують з віддаленням проводів фази в прогоні на відстань, не меншу ніж 400 мм, за допомогою дистанційних розпірок, у тому числі демпферних, – скупчених або парних групових. Поділ прогонів розщепленої фази на підпрогони, які утворюють за допомогою розпірок, виконують залежно від довжини прогону, марки проводу та розрахункових навантажень від вітру і ожеледі. Відстань від затискачів проводу до найближчих скупчених або групових розпірок має дорівнювати 55–65 % від відстані між наступними розпірками в прогоні. Відстань між скупченими або груповими розпірками в прогоні не має перевищувати 75 м, а відстань між парними розпірками в групі має дорівнювати 2 м.

У разі встановлення скупчених розпірок відстані між суміжними розпірками мають бути не однаковими, а відрізнятися на ±10 %.

За потреби створення каналу зв'язку по лінії проводи всередині фази виконують електрично ізольованими один від одного за рахунок установлення ізолювальних розпірок.

У прогонах ліній допускається застосовувати міжфазні ізолювальні розпірки за схемою «провід – провід», «фаза – фаза», «фаза – трос», «провід – трос».

2.5.91 Переріз грозозахисного троса, вибраного за механічним розрахунком, треба перевіряти на термічну стійкість відповідно до вказівок глави 1.4 цих Правил, а переріз тросів з волоконно-оптичним кабелем – відповідно до **2.5.151**, **2.5.152**, **2.5.155**.

2.5.92 Проводи та троси треба обчислювати на розрахункові навантаження нормального, аварійного і монтажного режимів ПЛ для сполучення умов, зазначених у **2.5.76**. При цьому напруження в проводах (тросах) не мають перевищувати допустимих значень, наведених у табл. 2.5.17.

Зазначені в табл. 2.5.17 напруження потрібно відносити до тієї точки проводу в прогоні, в якій напруження є найбільшими. Ці напруження допускається приймати для нижчої точки проводу в прогоні за умови перевищення напруження в точках підвісу не більше ніж на 5 %.

2.5.93 Розрахунок монтажних натягів і стріл провисання проводів (тросів) треба виконувати з урахуванням залишкових деформацій.

У механічних розрахунках проводів (тросів) рекомендовано приймати їх фізико-механічні характеристики, наведені в табл. 2.5.18.

У разі застосування проводів з характеристиками, що відрізняються від наведених у табл. 2.5.18, фізико-механічні характеристики слід приймати за технічними параметрами виробника цього проводу.

Таблиця 2.5.17 – Допустимі механічні напруження в проводах і тросах ПЛ

Проводи і троси	Допустиме напруження, % межі міцності в разі розтягування		Допустиме напруження, МПа	
	за найбільшого навантаження і найнижчої температури	за середньорічної температури	за найбільшого навантаження і найнижчої температури	за середньорічної температури
Алюмінієві перерізом, мм²:				
70–95	35	30	56	48
120–240	40	30	64	48
300–750	45	30	72	48
З нетермообробленого алюмінієвого сплаву перерізом, мм²:				
50–95	40	30	83	62
120–185	45	30	94	62
З термообробленого алюмінієвого сплаву перерізом, мм²:				
50–95	40	30	114	85
120–185	45	30	128	85
Сталеалюмінієві перерізом алюмінієвої частини проводу, мм²:				
400 і 500 при А/С 20,27 і 18,87	45	30	104	69
400, 500 і 1000 при А/С 17,91; 18,08 і 17,85	45	30	96	64
330 при А/С 11,51	45	30	117	78
150–800 при А/С від 7,8 до 8,04	45	30	126	84
35–150 при А/С від 5,99 до 6,28	40	30	120	90
185 і більше при А/С від 6,14 до 6,28	45	30	135	90
120 і більше при А/С від 4,29 до 4,38	45	30	153	102
500 при А/С 2,43	45	30	205	137

Кінець таблиці 2.5.17

Проводи і троси	Допустиме напруження, % межі міцності в разі розтягування		Допустиме напруження, МПа	
	за найбільшого навантаження і найнижчої температури	за середньорічної температури	за найбільшого навантаження і найнижчої температури	за середньорічної температури
185, 300 і 500 при A/C 1,46	45	30	254	169
70 при A/C 0,95	45	30	272	204
95 при A/C 0,65	40	30	308	231
З термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям перерізом алюмінієвого сплаву, мм²:				
500 при A/C 1,46	45	30	292	195
70 при A/C 1,71	45	30	279	186
Сталеві проводи	50	35	310	216
Сталеві троси	50	35	Згідно зі стандартами і технічними умовами	
Захищені проводи	40	30	114	85
Компактні проводи типу AERO-Z, AFLs та HVCRC	За технічними умовами виробника			

Таблиця 2.5.18 – Фізико-механічні характеристики проводів і тросів

Проводи і троси	Модуль пружності, 10^4 МПа	Температурний коефіцієнт лінійного подовження, 10^{-6} град$^{-1}$	Межа міцності під час розтягування $\sigma_р$*, МПа, проводів і тросів у цілому
Алюмінієві	6,3	23,0	160
Сталеалюмінієві з відношенням площ поперечного перерізу А/С:			
20,27	7,04	21,5	210
16,87–17,82	7,04	21,2	220
11,51	7,45	21,0	240
8,04–7,67	7,70	19,8	270
6,28–5,99	8,25	19,2	290
4,36–4,28	8,90	18,3	340
2,43	10,3	16,8	460
1,46	11,4	15,5	565
0,95	13,4	14,5	690
0,65	13,4	14,5	780
З нетермообробленого алюмінієвого сплаву	6,3	23,0	208
З термообробленого алюмінієвого сплаву	6,3	23,0	285
З термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям з відношенням площ поперечних перерізів А/С:			
1,71	11,65	15,83	620
1,46	12,0	15,5	650
Сталеві троси	18,5	12,0	1200**
Сталеві проводи	20,0	12,0	620
Захищені проводи	6,25	23,0	294
Компактні проводи типу AERO-Z, AFLs та HVCRC	За технічними умовами виробника		

* Межу міцності під час розтягування $\sigma_р$ обчислюють як відношення розривного зусилля проводу (троса) $P_р$, нормованого державним стандартом або технічними умовами, до площі поперечного перерізу $s_п$, $\sigma_р = P_р/s_п$. Для сталеалюмінієвих проводів $s_п = s_А + s_С$.

** Приймається за відповідними стандартами, але не менше ніж 1200 МПа.

2.5.94 Захист від вібрації та галопування

Захищати від вібрації необхідно:

– одиничні проводи і троси за довжин прогонів, які перевищують значення, наведені в табл. 2.5.19, і механічних напружень за середньорічної температури, які перевищують значення, наведені в табл. 2.5.20;

– проводи розщепленої фази з двох проводів і розщеплені троси з двох складників за довжини прогонів понад 150 м і механічних напружень, які перевищують значення, наведені в табл. 2.5.21 (проводи розщепленої фази з трьох і більше складників захисту від вібрації не потребують, крім прогонів довжиною понад 700 м);

– одиничні проводи, проводи розщепленої фази за будь-якої кількості складників і розщеплені троси на великих переходах за допомогою встановлених на спіральні протектори з кожного боку перехідного прогону довжиною до 500 м – одного багаточастотного гасника вібрації на кожному проводі і тросі та довжиною від 500 до 1500 м – не менше двох різнотипних багаточастотних гасників вібрації на кожному проводі та тросі;

– проводи ПЛЗ, якщо напруження в проводі за середньорічної температури перевищує 40 МПа.

Захищати від вібрації рекомендовано:

– проводи алюмінієві та з нетермообробленого алюмінієвого сплаву перерізом до 95 мм^2, з термообробленого алюмінієвого сплаву і сталеалюмінієві проводи перерізом алюмінієвої частини до 70 мм^2, сталеві троси перерізом до 35 мм^2 – гасниками вібрації петльового типу (демпфувальні петлі) або армованими спіральними прутами, протекторами, спіральними в'язками;

– проводи (троси) більшого перерізу – гасниками вібрації типу Стокбріджа;

– проводи ПЛЗ у місцях їх кріплення до ізоляторів – гасниками вібрації спірального типу з полімерним покриттям.

Гасники вібрації слід установлювати з обох боків прогону.

Для ПЛ, які проходять в особливих умовах (орографічно не захищені виходи з гірських ущелин, окремі прогони в місцевості типу IV тощо), а також проводів і тросів у прогонах довжиною понад 1500 м і незалежно від довжини прогону для проводів діаметром понад 38 мм і проводів з натягом за середньорічної температури понад 180 кН, захист від вібрацій слід виконувати за спеціальним проектом.

Таблиця 2.5.19 – Довжини прогонів для проводів і тросів, за яких необхідний захист від вібрації

Проводи і троси	Площа поперечного перерізу*, мм^2	Прогони довжиною більшою ніж, м, у місцевості типу	
		0, I, II	III, IV
Сталеалюмінієві, з термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям і без нього (захищені проводи)	35–95 120–240 300 і більше	80 100 120	95 120 145
Алюмінієві та з нетермообробленого алюмінієвого сплаву	50–95 120–240 300 і більше	60 100 120	95 120 145
Сталеві	25 і більше	120	145

* Вказано перерізи алюмінієвої частини.

У табл. 2.5.19–2.5.21 тип місцевості приймають відповідно до **2.5.45.**

Таблиця 2.5.20 – Механічні напруження, МПа, проводів і тросів за середньорічної температури t_e, за якої необхідний захист від вібрації

Проводи, троси	Тип місцевості	
	I, II	III, IV
Сталеалюмінієві марок АС у разі А/С:		
0,65–0,95	Понад 70	Понад 85
1,46	« « 60	« « 70
4,29–4,39	« « 45	« « 55
6,0–8,05	« « 40	« « 45
11,5 і більше	« « 35	« « 40
Алюмінієві та з нетермообробленого алюмінієвого сплаву всіх марок	« « 35	« « 40
Із термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям і без нього всіх марок	« « 40	« « 45
Сталеві всіх марок	« « 170	« « 195

Таблиця 2.5.21 – Механічні напруження, МПа, розщеплених проводів і тросів з двох складників за середньорічної температури t_e, за якої необхідний захист від вібрації

Проводи, троси	Тип місцевості	
	I, II	III, IV
Сталеалюмінієві марок АС, в тому числі AFLs, при А/С:		
0,65–0,95	Понад 75	Понад 85
1,46	« « 65	« « 70
4,29–4,39	« « 50	« « 55
6,0–8,05	« « 45	« « 50
11,5 і більше	« « 40	« « 45
Алюмінієві та з нетермообробленого алюмінієвого сплаву всіх марок	« « 40	« « 45
З термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям і без нього всіх марок, у тому числі AERO-Z	« « 45	« « 50
Сталеві всіх марок	« « 195	« « 215

РОЗТАШУВАННЯ ПРОВОДІВ І ТРОСІВ ТА ВІДСТАНІ МІЖ НИМИ

2.5.95 Проводи на опорах ПЛ можна розташовувати горизонтально, вертикально або змішано. На ПЛ напругою 35–110 кВ (крім ПЛЗ) з розташуванням проводів у кілька ярусів перевага надається схемі зі зміщенням проводів суміжних ярусів по горизонталі; у 4–6-му районах за ожеледдю та для ліній напругою понад 330 кВ

фази рекомендовано розміщувати горизонтально або за трикутником у разі розташування середньої фази вище або нижче від крайніх.

2.5.96 Відстані між проводами ПЛ (крім ПЛЗ), а також між проводами і тросами слід вибирати:

– за умовами роботи проводів ПЛ (тросів) у прогонах – відповідно до **2.5.97–2.5.100**;

– за допустимими ізоляційними відстанями: між проводами – відповідно до **2.5.124**; між проводами та елементами опори – відповідно до **2.5.123**;

– за умовами захисту від грозових перенапруг – відповідно до **2.5.119** і **2.5.120**.

Відстані між проводами, а також між проводами і тросами вибирають за стрілами провисання, які відповідають габаритному прогону; при цьому стріла провисання троса має бути не більшою, ніж стріла провисання проводу.

В окремих прогонах (не більше 10 % загальної кількості), які отримано під час розміщення опор і які перевищують габаритні прогони не більше ніж на 25 %, збільшувати відстані, обчислені для габаритного прогону, немає потреби.

Для прогонів, які перевищують габаритні більше ніж на 25 %, відстані між проводами та між проводами і тросами треба перевіряти за формулами (2.5.22) – (2.5.25) та **2.5.99–2.5.101**, при цьому вимоги табл. 2.5.22 і 2.5.23 можна не враховувати.

За різниці стріл провисання, конструкцій проводів та ізоляційних підвісів у різних фазах ПЛ додатково слід перевіряти відстані між проводами (тросами) в прогоні. Перевірку здійснюють за найбільш несприятливих статичних відхилень за розрахункового вітрового навантаження, направленого перпендикулярно до осі прогону даної ПЛ. При цьому відстані між проводами або проводами та тросами в просвіті для умов найбільшої робочої напруги мають бути не меншими від зазначених у **2.5.123** і **2.5.124**.

2.5.97 На ПЛ (крім ПЛЗ) з підтримувальними ізоляційними підвісами в разі горизонтального розташування проводів мінімальну відстань між проводами в прогоні обчислюють за формулою:

а) напругою до 330 кВ:

$$d_{\text{гор}} = 1{,}0 + \frac{U}{110} + 0{,}6\sqrt{f}, \qquad (2.5.22)$$

де $d_{\text{гор}}$ – відстань по горизонталі між невідхиленими проводами, м;

U – напруга ПЛ, кВ;

f – найбільша стріла провисання проводу за найвищої температури або під час ожеледі без вітру, яка відповідає габаритному прогону, м;

б) напругою 500 і 750 кВ:

$$d_{\text{гор}} = 1{,}0 + \frac{U}{150} + 0{,}6\sqrt{f} + 2r, \qquad (2.5.23)$$

де r – *радіус розщеплення проводів у фазі*, м.

2.5.98 На ПЛ (крім ПЛЗ) з підтримувальними ізоляційними підвісами в разі негоризонтального (змішаного або вертикального) розташування проводів мінімальну відстань між проводами за умовами їх роботи в прогоні визначають:

а) на проміжних опорах у разі стріл провисання до 16 м:

1) у районах з помірним галопуванням проводів (район 1, рис. 2.5.9) – згідно з табл. 2.5.22. При цьому в 1-му, 2-му районах за ожеледдю додаткова перевірка за умовами ожеледі не вимагається.

У 3-му–6-му районах за ожеледдю відстань між проводами, визначена за табл. 2.5.22, підлягає додатковій перевірці за формулою:

$$d_{зв} = 1{,}0 + \frac{U}{110} + 0{,}6\sqrt{f} + 0{,}15V, \qquad (2.5.24)$$

де $d_{зв}$ – відстань між невідхиленими проводами, м;

U – напруга ПЛ, кВ;

f – найбільша стріла провисання проводу за найвищої температури або під час ожеледі без вітру, яка відповідає габаритному прогону, м;

V – відстань між проводами по вертикалі, м.

Із двох значень відстаней, визначених за табл. 2.5.22 і за формулою (2.5.24), необхідно приймати більше;

2) у районах з інтенсивним галопуванням проводів – за табл. 2.5.23 без додаткової перевірки за умовами ожеледі;

3) при виборі розташування проводів і відстаней між ними за умовами галопування проводів для ліній або їх частин, які проходять у районі з інтенсивним галопуванням проводів, але захищених від поперечних вітрів рельєфом місцевості, лісовими масивами, будівлями або спорудами, висота яких є не меншою ніж 2/3 висоти опор, рекомендовано приймати район з помірним галопуванням.

б) на проміжних опорах зі стрілами провисання проводів понад 16 м відстань між проводами обчислюють за формулою (2.5.24);

в) на всіх опорах анкерного типу ПЛ напругою від 35 кВ до 750 кВ відстань між проводами обчислюють за формулами (2.5.22), (2.5.23). При цьому найменше зміщення проводів суміжних ярусів по горизонталі, як правило, має бути не меншим від зазначених у табл. 2.5.24;

г) на опорах ПЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ усіх типів горизонтальне зміщення проводів не вимагається, якщо відстань між проводами по вертикалі перевищує $0{,}8f + U/250$ для одиничних проводів і $f + U/250$ – для проводів розщепленої фази.

У разі застосування засобів захисту ПЛ від галопування проводів відстань між проводами допускається приймати за формулами (2.5.22) і (2.5.23), горизонтальне зміщення проводів суміжних ярусів – за табл. 2.5.24.

2.5.99 Відстань між тросом і проводом по вертикалі на опорах ПЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ з одним тросом визначають для габаритних прогонів за умов захисту від перенапруг і відповідно до вимог, зазначених у **2.5.119** і **2.5.120**.

В окремих прогонах, довжина яких перевищує габаритні прогони, допускається використовувати опори з відстанями між проводами і тросами, вибраними за габаритними прогонами.

На опорах ПЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ з горизонтальним розташуванням проводів і з двома тросами горизонтальне зміщення між тросом і найближчим проводом має бути не менше ніж: 1 м – на ПЛ напругою 35 кВ; 1,75 м – на ПЛ напругою 110 кВ; 2 м – на ПЛ напругою 150 кВ; 2,3 м – на ПЛ напругою 220 кВ і 2,75 м – на ПЛ напругою 330 кВ.

На проміжних опорах ПЛ напругою 500 кВ і 750 кВ горизонтальне зміщення між тросом і найближчим проводом слід приймати за табл. 2.5.25.

Таблиця 2.5.22 – Найменше зміщення проводів суміжних ярусів по горизонталі на проміжних опорах у районі з помірним галопуванням проводів

Напруга ПЛ, кВ	Відстань по вертикалі, м	Зміщення суміжних проводів по горизонталі, м, за габаритних стріл провисання, м							
		4	5	6	8	10	12	14	16
35	2,5	0,70	0,70	1,00	1,60	2,00	2,30	2,50	2,60
	3,0	0,70	0,70	0,70	1,30	1,80	2,15	2,35	2,55
	3,5	0	0,70	0,70	1,00	1,70	2,10	2,30	2,50
	4,0	0	0,70	0,70	0,70	1,50	2,00	2,20	2,45
	4,5	0	0	0,70	0,70	1,10	1,80	2,10	2,40
	5,0	0	0	0	0,70	0,70	1,60	2,00	2,30
	5,5	0	0	0	0,70	0,70	1,00	1,90	2,25
	6,0	0	0	0	0	0,70	0,70	1,60	2,10
	6,5	0	0	0	0	0	0,70	1,10	1,90
	7,0	0	0	0	0	0	0,70	0,70	1,60
110	3,0	1,20	1,20	1,20	1,70	2,20	2,40	2,65	2,80
	3,5	1,20	1,20	1,20	1,50	2,00	2,40	2,60	2,70
	4,0	0	1,20	1,20	1,20	1,70	2,20	2,50	2,65
	4,5	0	0	1,20	1,20	1,50	2,00	2,40	2,60
	5,0	0	0	0	1,20	1,20	1,80	2,30	2,50
	5,5	0	0	0	1,20	1,20	1,50	2,10	2,45
	6,0	0	0	0	0	1,20	1,20	1,90	2,30
	6,5	0	0	0	0	0	1,20	1,60	2,10
	7,0	0	0	0	0	0	1,20	1,20	2,00
150	3,5	1,50	1,50	1,50	1,50	2,10	2,50	2,70	2,85
	4,0	0	1,50	1,50	1,50	1,90	2,30	2,60	2,80
	4,5	0	0	1,50	1,50	1,60	2,20	2,50	2,75
	5,0	0	0	0	1,50	1,50	2,00	2,40	2,70
	5,5	0	0	0	1,50	1,50	1,60	2,20	2,60
	6,0	0	0	0	0	1,50	1,50	2,00	2,50
	6,5	0	0	0	0	0	1,50	1,70	2,30
	7,0	0	0	0	0	0	1,50	1,50	2,10
220	5,0	0	0	2,00	2,00	2,00	2,30	2,70	3,00
	5,5	0	0	2,00	2,00	2,00	2,00	2,60	2,80
	6,0	0	0	0	0	2,00	2,00	2,40	2,70
	6,5	0	0	0	0	0	2,00	2,20	2,60
	7,0	0	0	0	0	0	2,00	2,00	2,35
330	5,5	0	0	2,50	2,50	2,70	3,05	3,30	3,65
	6,0	0	0	0	2,50	2,60	2,95	3,25	3,60
	6,5	0	0	0	0	2,50	2,85	3,15	3,55
	7,0	0	0	0	0	2,50	2,70	3,10	3,50
	7,5	0	0	0	0	2,50	2,50	3,00	3,45
	8,0	0	0	0	0	2,50	2,50	2,90	3,40
	8,5	0	0	0	0	2,50	2,50	2,80	3,20

Таблиця 2.5.23 – *Найменше зміщення проводів суміжних ярусів по горизонталі* на проміжних опорах у районі з інтенсивним галопуванням проводів

Напруга ПЛ, кВ	Відстань по вертикалі, м	Зміщення суміжних проводів по горизонталі, м, за габаритних стріл провисання, м							
		4	5	6	8	10	12	14	16
35	3,0	0,70	1,25	1,55	2,05	2,35	2,65	2,95	3,20
	3,5	0	0,70	1,30	1,90	2,30	2,65	2,95	3,20
	4,0	0	0,70	0,70	1,70	2,20	2,60	2,90	3,20
	4,5	0	0	0,70	1,30	2,05	2,50	2,85	3,15
	5,0	0	0	0	0,70	1,80	2,35	2,75	3,10
	5,5	0	0	0	0,70	1,40	2,20	2,65	3,05
	6,0	0	0	0	0	0,70	1,90	2,50	2,95
	6,5	0	0	0	0	0,70	1,40	2,30	2,85
	7,0	0	0	0	0	0	0,70	2,00	2,65
110	3,0	1,20	1,35	1,85	2,35	2,65	2,95	3,25	3,50
	3,5	1,20	1,20	1,50	2,20	2,60	2,95	3,25	3,50
	4,0	0	1,20	1,20	2,00	2,50	2,90	3,20	3,50
	4,5	0	0	1,20	1,65	2,35	2,80	3,15	3,45
	5,0	0	0	0	1,20	2,10	2,65	3,05	3,40
	5,5	0	0	0	1,20	1,70	2,50	2,95	3,35
	6,0	0	0	0	0	1,20	2,20	2,80	3,25
	6,5	0	0	0	0	1,20	1,70	2,60	3,15
	7,0	0	0	0	0	0	1,20	2,30	2,95
150	3,5	1,50	1,50	1,70	2,30	2,80	3,10	3,35	3,60
	4,0	0	1,50	1,50	2,10	2,60	3,00	3,30	3,60
	4,5	0	0	1,50	1,75	2,45	2,90	3,25	3,55
	5,0	0	0	0	1,50	2,20	2,75	3,15	3,50
	5,5	0	0	0	1,50	1,80	2,60	3,05	3,45
	6,0	0	0	0	0	1,50	2,30	2,90	3,35
	6,5	0	0	0	0	0	1,80	2,70	3,25
	7,0	0	0	0	0	0	1,50	2,40	3,05
220	5,0	0	0	2,00	2,00	2,50	3,05	3,45	3,80
	5,5	0	0	2,00	2,00	2,10	2,90	3,35	3,75
	6,0	0	0	0	0	2,00	2,60	3,20	3,65
	6,5	0	0	0	0	2,00	2,10	3,00	3,55
	7,0	0	0	0	0	0	2,00	2,70	3,35
330	6,0	0	0	2,50	2,90	3,45	3,85	4,15	4,40
	6,5	0	0	2,50	2,70	3,35	3,80	4,10	4,40
	7,0	0	0	0	2,50	3,20	3,75	4,10	4,40
	7,5	0	0	0	2,50	3,05	3,65	4,05	4,40
	8,0	0	0	0	2,50	3,85	3,55	4,00	4,35
	8,5	0	0	0	2,50	2,50	3,40	3,90	4,30
	9,0	0	0	0	2,50	2,50	3,25	3,80	4,25
	10,0	0	0	0	0	2,50	2,65	3,55	4,10

Таблиця 2.5.24 – Найменше зміщення проводів суміжних ярусів по горизонталі на опорах анкерного типу

Напруга ПЛ, кВ	Найменше зміщення, м, у районах за ожеледдю	
	1, 2	3–6
10–20	0,4	0,6
35	0,5	0,7
110	0,7	1,2
150	1,0	1,5
220	1,5	2,0
330	2,0	2,5

Таблиця 2.5.25 – Горизонтальне зміщення між проводом і тросом на проміжних опорах напругою 500 кВ і 750 кВ

Відстань по вертикалі, м	Найменше зміщення проводів і тросів по горизонталі на проміжних опорах, м, за габаритних стріл провисання, м							
	500 кВ				750 кВ			
	10	12	14	16	12	16	20	24
9	2,5	3,5	4,0	4,5	3,5	4,5	5,5	6,0
10	2,0	3,0	4,0	4,0	3,5	4,5	5,5	6,0
11	2,0	2,0	3,0	3,5	3,0	4,0	5,0	5,5
12	2,0	2,0	2,5	3,0	3,0	4,0	4,5	5,0
14	–	–	–	–	3,0	3,5	3,5	4,0
16	–	–	–	–	3,0	3,0	3,0	3,0

Відстань від проводу до троса, якщо їх не зміщено по горизонталі на опорах анкерного типу ПЛ напругою від 35 кВ до 750 кВ, повинна бути не меншою від прийнятої на проміжних опорах. Допускається зменшувати цю відстань не більше як на 25 % за умови, що кількість анкерних опор не перевищує в середньому 0,5 на 1 км лінії.

Для забезпечення нормальної роботи проводів у прогоні великих переходів у разі розташування їх у різних ярусах відстані між суміжними ярусами проміжних перехідних опор висотою понад 50 м мають бути не менше ніж:

Відстань, м..... 7,5	8	9	11	14	18
Горизонтальне зміщення, м..... 2	2	2,5	3,5	5	7
ПЛ напругою, кВ 35–110	150	220	330	500	750

На двоколових опорах великих переходів відстань між осями фаз різних кіл має бути не менше ніж:

Відстань між осями фаз, м..... 8	9	10	12	15	19
ПЛ напругою, кВ 35–110	150	220	330	500	750

Горизонтальне зміщення грозозахисного троса від крайньої фази на великих переходах має бути не менше ніж: 1,5 м – для напруги 110 кВ; 2,0 м – для напруги 150 кВ; 2,5 м – для напруги 220 кВ; 3,5 м – для напруги 330 кВ; 4,0 м – для напруги 500 і 750 кВ.

2.5.100 На ПЛ напругою 35 кВ і нижче із штировими та стрижневими ізоляторами за будь-якого розташування проводів відстань між ними $d_ш$, м, за умови їх зближення в прогоні має бути не менше від значень, обчислених за формулою:

$$d_ш = d_{ел} + 0{,}6f, \qquad (2.5.25)$$

де $d_{ел}$ – відстань між проводами відповідно до **2.5.124** для умов внутрішніх перенапруг, м;

f – стріла провисання за вищої температури після залишкової деформації проводу в прогоні, м.

Якщо $f > 2$, то відстань $d_ш$ допускається визначати відповідно до **2.5.97** і **2.5.98**.

Відстань між проводами на опорі і в прогоні ПЛЗ незалежно від розташування проводів на опорі та району за ожеледдю повинна бути не менше ніж: 0,4 м – для ПЛЗ напругою 6–10 кВ; 0,45 м – для ПЛЗ напругою 20 кВ і 0,5 м – для ПЛЗ напругою 35 кВ.

2.5.101 На двоколових і багатоколових опорах відстань між найближчими проводами різних кіл за умови роботи проводів у прогоні має задовольняти вимоги **2.5.97**, **2.5.98**, **2.5.102**; при цьому зазначені відстані повинні бути не менше ніж: 2 м – для ПЛ напругою до 20 кВ із штировими ізоляторами і 2,5 м – з підвісними; 2,5 м – для ПЛ напругою 35 кВ із стрижневими ізоляторами і 3 м – з підвісними; 4 м – для ПЛ напругою 110 кВ; 5 м – для ПЛ напругою 150 кВ; 6 м – для ПЛ напругою 220 кВ; 7 м – для ПЛ напругою 330 кВ; 8,5 м – для ПЛ напругою 500 кВ.

На двоколових опорах ПЛЗ відстань між найближчими проводами різних кіл повинна бути не менше ніж 0,6 м для ПЛЗ із штировими ізоляторами і 1,5 м – для ПЛЗ з підвісними ізоляторами.

2.5.102 Проводи ПЛ різних напруг понад 1 кВ можна підвішувати на спільних опорах.

Допускається підвішувати на спільних опорах проводи ПЛ напругою до 10 кВ і до 1 кВ за дотримання таких умов:

– ПЛ напругою до 1 кВ слід виконувати за розрахунковими умовами ПЛ вищої напруги;

– проводи ПЛ напругою до 10 кВ слід розміщувати вище від проводів ПЛ напругою до 1 кВ, причому відстань між найближчими проводами ПЛ різних напруг на опорі, а також всередині прогону за температури навколишнього середовища плюс 15 °С без вітру повинна бути не менше ніж 2 м;

– кріплення проводів вищої напруги на штирових ізоляторах має бути подвійним.

У мережах напругою до 35 кВ включно з ізольованою нейтраллю, які містять відрізки спільного підвішування з ПЛ більш високої напруги, електромагнітний і електростатичний вплив останніх не повинен викликати зміщення нейтралі за нормального режиму мережі понад 15 % фазної напруги.

До мереж із заземленою нейтраллю, які піддаються впливу ПЛ більш високої напруги, спеціальні вимоги стосовно наведеної напруги не висуваються.

Проводи ПЛЗ можна підвішувати на спільних опорах з проводами ПЛ напругою від 6 кВ до 20 кВ, а також з проводами ПЛ і ПЛІ* напругою до 1 кВ.

Відстань по вертикалі між найближчими проводами ПЛЗ і ПЛ напругою від 6 кВ до 20 кВ на спільній опорі і в прогоні за температури плюс 15 °С без вітру повинна бути не менше ніж 1,5 м.

У разі підвішування проводів ПЛЗ напругою від 6 кВ до 20 кВ і ПЛ напругою до 1 кВ або ПЛІ на спільних опорах необхідно дотримуватися таких вимог:

– ПЛ напругою до 1 кВ або ПЛІ необхідно виконувати за розрахунковими умовами ПЛЗ;

– проводи ПЛЗ напругою від 6 кВ до 20 кВ необхідно розміщувати вище від проводів ПЛ напругою до 1 кВ або ПЛІ;

– відстань по вертикалі між найближчими проводами ПЛЗ напругою від 6 кВ до 20 кВ і проводами ПЛ напругою до 1 кВ або ПЛІ на спільній опорі і в прогоні за температури плюс 15 °С без вітру повинна бути не менше ніж 0,5 м для ПЛІ і 1,5 м – для ПЛ;

– кріплення проводів ПЛЗ напругою від 6 кВ до 20 кВ на штирових ізоляторах треба виконувати посиленим.

ІЗОЛЯТОРИ ТА АРМАТУРА

2.5.103 На ПЛ напругою 110 кВ і вище треба застосовувати підвісні ізолятори, допускається використовувати стрижневі ізолятори.

На ПЛ напругою 35 кВ потрібно застосовувати підвісні або стрижневі ізолятори.

На ПЛ напругою 20 кВ і нижче треба застосовувати:

– на проміжних опорах – будь-які типи ізоляторів;

– на опорах анкерного типу – підвісні ізолятори.

2.5.104 Вибір типу і матеріалу (скло, фарфор, полімерні матеріали) ізоляторів здійснюють з урахуванням кліматичних умов (температури та зволоження) і умов забруднення.

На ПЛ напругою 330 кВ і вище рекомендовано застосовувати скляні ізолятори, а в умовах значного забруднення – полімерні ізолятори; на ПЛ напругою від 35 кВ до 220 кВ – скляні, полімерні і фарфорові; перевагу треба віддавати скляним або полімерним ізоляторам.

На ПЛ, які проходять в особливо складних для експлуатації умовах (гори, болота тощо), на ПЛ, що споруджуються на двоколових і багатоколових опорах, на ПЛ, що живлять тягові підстанції електрифікованих залізниць, і на великих переходах незалежно від напруги необхідно застосовувати скляні або полімерні підвісні ізолятори.

2.5.105 Кількість підвісних і тип штирових, стрижневих ізоляторів для ПЛ визначають відповідно до глави 1.9 цих Правил.

2.5.106 Ізолятори та арматуру вибирають за навантаженнями в нормальних і аварійних режимах роботи ПЛ за кліматичних умов, зазначених у **2.5.76.**

* Тут і далі ПЛІ – повітряна лінія електропередавання з самоутримними ізольованими проводами (глава 2.4 цих Правил).

Горизонтальне навантаження в аварійних режимах для підтримувальних підвісів визначають згідно **2.5.79** і відповідно до **2.5.68, 2.5.69.**

Зусилля від навантажень в ізоляторах і арматурі не має перевищувати значень руйнівних навантажень (механічних або електромеханічних для ізоляторів і механічних для арматури), установлених державними стандартами та технічними умовами і поділених на коефіцієнт надійності за матеріалом $\gamma_м$.

2.5.107 Коефіцієнти надійності за матеріалом $\gamma_м$ для ізоляторів і арматури мають бути не менше ніж:

У нормальному режимі:

– за найбільших навантажень 2,5

– за навантажень за середньорічної температури в режимі без ожеледі .. 5,0

В аварійному режимі:

– для ПЛ 400–750 кВ 2,0

– для ПЛ 330 кВ і нижче 1,8

2.5.108 У розрахунковому аварійному режимі роботи дволанцюгових і багатоланцюгових підтримувальних і натяжних ізоляційних підвісів з механічною зв'язкою між ланцюгами ізоляторів необхідно приймати обрив одного ланцюга. При цьому розрахункові навантаження від проводів і тросів приймають для кліматичних умов, зазначених у **2.5.76**, у нормальних режимах роботи ПЛ, які дають найбільше значення навантажень, і не повинні перевищувати 90 % механічного (електромеханічного) руйнівного навантаження необірваного ланцюга ізоляторів.

2.5.109 Кріплення проводів до підвісних ізоляторів і кріплення тросів треба виконувати за допомогою глухих і спіральних підтримувальних або натяжних затискачів. На проміжних опорах великих переходів проводи і троси потрібно кріпити до них за допомогою глухих або спеціальних затискачів (наприклад, багатороликових підвісів) із застосуванням спіральних протекторів.

2.5.110 Кріпити проводи до штирових ізоляторів слід за допомогою дротових в'язок або спеціальних затискачів (у тому числі затискачів з обмеженою міцністю затискання проводів).

2.5.111 Підтримувальні ізоляційні підвіси ПЛ напругою 750 кВ, а також проміжно-кутових опор ПЛ напругою 330 кВ повинні бути дволанцюговими з окремим кріпленням ланцюгів до опори.

На ПЛ напругою 110 кВ і вище в умовах важкодоступної місцевості, а також на великих переходах рекомендовано використовувати дволанцюгові підтримувальні і натяжні ізоляційні підвіси з окремим кріпленням ланцюгів до опори.

2.5.112 Дво- і триланцюгові натяжні ізоляційні підвіси необхідно кріпити до опори окремо. Натяжні ізоляційні підвіси з кількістю ланцюгів, більшою ніж три, допускається кріпити до опори не менше ніж у двох точках. При цьому для захисту проводів шлейфів (петель) від пошкоджень у разі ударів їх об арматуру на них треба встановлювати захисні протектори спірального типу в місцях наближення проводів шлейфа до арматури ізоляційного підвісу.

На ПЛ напругою 330 кВ і вище в натяжних ізоляційних підвісах з окремим кріпленням ланцюгів до опори потрібно передбачати механічне з'єднання між усіма ланцюгами підвісу, яке виконують з боку проводів. Крім цього, з боку прогону треба встановлювати екранну захисну арматуру.

У дволанцюгових підтримувальних ізоляційних підвісах ланцюги треба розташовувати вздовж осі ПЛ.

Конструкція натяжних ізоляційних підвісів розщеплених фаз і вузли кріплення до опори має забезпечувати окремий монтаж кожного проводу розщепленої фази.

2.5.113 В одному прогоні ПЛ допускається не більше одного з'єднання на кожний провід і трос.

У прогонах перетину ПЛ з вулицями (проїздами), інженерними спорудами, згаданими у **2.5.190–2.5.225, 2.5.240–2.5.248**, водними об'єктами допускається одне з'єднання на кожний провід (трос):

– для сталеалюмінієвих проводів перерізом за алюмінієм 240 мм^2 і більше;

– для сталевих тросів перерізом 120 мм^2 і більше;

– для фази, розщепленої на три сталеалюмінієві проводи з перерізом за алюмінієм 150 мм^2 і більше.

Не допускається з'єднання проводів (тросів) у прогонах перетину ПЛ між собою на перетинаючих (верхніх) ПЛ, а також у прогонах перетину ПЛ з надземними і наземними трубопроводами для транспортування горючих рідин і газів.

2.5.114 Міцність затискання проводів і тросів у з'єднувальних і натяжних затискачах повинна становити не менше 90 % розривного зусилля проводів і канатів під час розтягування.

ЗАХИСТ ПЛ ВІД ПЕРЕНАПРУГ, ЗАЗЕМЛЕННЯ

2.5.115 ПЛ напругою від 110 кВ до 750 кВ мають бути захищеними від прямих ударів блискавки грозозахисними тросами по всій довжині лінії.

2.5.116 Для ПЛ напругою до 35 кВ застосування грозозахисних тросів по всій довжині лінії не вимагається.

На ПЛЗ напругою від 6 кВ до 35 кВ треба передбачати встановлення захисних апаратів (ЗА) для недопущення перекриття ізоляторів на опорах від грозових перенапруг або передбачати захист проводів від дії силової електричної дуги супровідного струму, яка виникає внаслідок імпульсного перекриття ізоляторів від грозових перенапруг.

Для недопущення перекриття ізоляторів під час грози на опорах ПЛЗ слід встановлювати такі ЗА: обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН) з послідовно включеним іскровим проміжком або довгоіскрові розрядники, або розрядники мультикамерного типу. Зазначені ЗА треба встановлювати по одному на кожну опору з чергуванням фаз. На двоколових ПЛЗ ЗА треба встановлювати на кожній опорі по одному в кожне коло таким чином, щоб було захищено тільки одну пару однойменних фаз з тим самим принципом чергування фаз.

На ПЛЗ з підвісною ізоляцією дозволено, за наявності на ПЛЗ АПВ, застосовувати ІП спеціального виконання для захисту проводів від електричної дуги супровідного струму.

Вибір типу ЗА і ІП виконують за галузевими НД з урахуванням технічних характеристик лінії, яку проектують.

На вставки ПЛЗ довжиною до 200 м у ПЛ ЗА та ІП дозволено не встановлювати.

2.5.117 Грозозахист підходів ПЛ і ПЛЗ напругою від 6 кВ до 35 кВ до підстанцій має бути виконано з дотриманням вимог глави 4.2 цих Правил.

2.5.118 Одиничні металеві й залізобетонні опори, а також інші місця з послабленою ізоляцією на ПЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ слід захищати ОПН. На ПЛ напругою 6–10 кВ дозволено, за наявності на ПЛ АПВ, замість ОПН встановлювати ІП відповідно до вимог глави 4.2 цих Правил.

2.5.119 У разі виконання захисту ПЛ тросами від грозових перенапруг необхідно керуватися такими настановами:

а) одностоякові металеві та залізобетонні опори з одним тросом повинні мати кут захисту, не більший ніж 30°, а опори з двома тросами – не більшй ніж 20°;

б) на металевих опорах з горизонтальним розміщенням проводів і з двома тросами кут захисту відносно зовнішніх проводів для ПЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ повинен бути не більшим ніж 20°, для ПЛ напругою 500 кВ – не більшим ніж 25°, для ПЛ напругою 750 кВ – не більшим ніж 22°. У районах за ожеледдю 3 і більше і в районах з інтенсивним галопуванням проводів для ПЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ допускається мати кут захисту до 30°;

в) на залізобетонних і дерев'яних опорах портального типу кут захисту відносно крайніх проводів допускається мати не більшим ніж 30°;

г) на великих переходах:

1) кількість тросів має бути не меншою ніж два з кутом захисту, не більшим ніж 20°;

2) у разі розташування переходу за межами довжини захисного підходу ПЛ до РП і підстанцій з підвищеним захисним рівнем у районах за ожеледдю 3 і більше, а також у районах з інтенсивним галопуванням проводів кут захисту допускається мати до 30°;

3) горизонтальне зміщення троса від центра крайньої фази має бути не менше ніж: 1,5 м – для ПЛ напругою 110 кВ; 2 м – для ПЛ напругою 150 кВ; 2,5 м – для ПЛ напругою 220 кВ; 3,5 м – для ПЛ напругою 330 кВ і 4 м – для ПЛ напругою 500–750 кВ. На переходах з прогонами довжиною понад 1000 м або висотою опор понад 100 м рекомендовано встановлювати ОПН.

2.5.120 Відстані по вертикалі між тросом і проводом ПЛ всередині прогону без урахування відхилення їх вітром за умови захисту від грозових перенапруг мають бути не меншими від наведених у табл. 2.5.26 і не меншими від відстані по вертикалі між тросом і проводом на опорі.

Таблиця 2.5.26 – Найменші відстані між тросом і проводом всередині прогону

Довжина прогону, м	Найменша відстань між тросом і проводом по вертикалі, м	Довжина прогону, м	Найменша відстань між тросом і проводом по вертикалі, м
100	2,0	700	11,5
150	3,2	800	13,0
200	4,0	900	14,5
300	5,5	1000	16,0
400	7,0	1200	18,0
500	8,5	1500	21,0
600	10,0		

Примітка. Для проміжних значень довжин прогонів відстані визначають за допомогою інтерполяції.

Кріплення тросів на всіх опорах ПЛ напругою від 220 кВ до 750 кВ потрібно виконувати за допомогою ізоляторів, які шунтуються ІП розміром, не меншим ніж 40 мм.

На кожному анкерному відрізку довжиною до 10 км троси повинні бути заземленими в одній точці шляхом улаштування спеціальних перемичок на анкерній опорі. За більшої довжини анкерних прогонів кількість точок заземлення в прогоні вибирають такою, щоб у разі найбільшого значення поздовжньої електрорушійної сили, яка наводиться в тросі під час короткого замикання (КЗ), на ПЛ не виникло перекриття ІП.

Ізольоване кріплення троса рекомендовано виконувати скляними підвісними ізоляторами.

На підходах ПЛ напругою 220–330 кВ до підстанцій (на відрізках довжиною 1–3 км) і ПЛ 500–750 кВ (на відрізках довжиною 3–5 км), якщо троси не використовують для ємнісного відбору, плавлення ожеледі або зв'язку, їх необхідно заземлювати на кожній опорі.

На ПЛ напругою 150 кВ і нижче, якщо не передбачене плавлення ожеледі або організація каналів високочастотного зв'язку на тросі, ізолювальне кріплення троса треба виконувати лише на металевих або залізобетонних анкерних опорах.

На відрізках ПЛ з неізолювальним кріпленням троса і струмом КЗ на землю, який перевищує 15 кА, а також на підходах до підстанцій заземлення троса треба виконувати з установленням перемички, яка шунтує затискач.

У разі використання тросів для влаштування каналів високочастотного зв'язку їх ізолюють від опор на всій довжині каналів високочастотного зв'язку і заземлюють на підстанціях і підсилювальних пунктах через високочастотні загороджувачі.

Кількість ізоляторів у підтримувальному тросовому кріпленні має бути не меншою ніж два і визначатися умовами забезпечення належної надійності каналів високочастотного зв'язку. Кількість ізоляторів у натяжному тросовому кріпленні треба приймати подвоєною порівняно з кількістю ізоляторів у підтримувальному тросовому кріпленні. Для кріплення тросів на великих переходах кількість ізоляторів слід збільшувати на два. При цьому руйнівне механічне навантаження ізоляторів повинне становити не менше ніж 120 кН.

Ізолятори, на яких підвішено трос, треба шунтувати іскровим проміжком. Розмір ІП вибирають мінімально можливим за таких умов:

– розрядна напруга ІП має бути нижчою від розрядної напруги ізолювального тросового кріплення не менше ніж на 20 %;

– ІП не має перекриватися в разі однофазного КЗ на землю на інших опорах;

– у разі перекриття ІП від грозових розрядів має відбуватися самопогашення дуги супровідного струму промислової частоти.

На ПЛ напругою 500–750 кВ, у разі використання тросів для організації ВЧ зв'язку або для плавлення ожеледі, рекомендовано схрещувати троси для покращення самопогашення дуги супровідного струму промислової частоти і зниження втрат електроенергії.

Якщо на тросах ПЛ передбачають плавлення ожеледі, то ізолювальне кріплення тросів виконують на всій ділянці плавлення. В одній точці ділянки плавлення троси заземлюють за допомогою спеціальних перемичок. Тросові ізолятори шунтують ІП, які повинні бути мінімальними, витримувати напругу плавлення і мати розрядну напругу тросового підвісу. Розмір ІП має забезпечувати самопогашення

дуги супровідного струму промислової частоти в разі його перекриття під час КЗ або грозових розрядів.

2.5.121 На ПЛ з дерев'яними опорами портального типу відстань між фазами по дереву має бути не менше ніж: 3 м – для ПЛ напругою 35 кВ; 4 м – для ПЛ напругою 110 кВ; 4,8 м – для ПЛ напругою 150 кВ; 5 м – для ПЛ напругою 220 кВ.

В окремих випадках для ПЛ напругою від 110 кВ до 220 кВ за наявності обґрунтувань (невеликі струми КЗ, райони із слабкою грозовою діяльністю тощо) зазначені відстані допускається зменшувати до значення, рекомендованого для ПЛ напругою, на ступінь нижчою.

На одностоякових дерев'яних опорах допускаються такі відстані між фазами по дереву: 0,75 м – для ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ; 2,5 м – для ПЛ напругою 35 кВ за умови дотримання відстаней у прогоні згідно з формулою (2.5.25).

Не рекомендовано за умови грозозахисту використовувати металеві траверси на дерев'яних опорах ПЛ напругою від 6 кВ до 20 кВ.

2.5.122 Кабельні вставки в ПЛ мають бути захищеними на обох кінцях кабелю від грозових перенапруг за допомогою ОПН. Заземлювальний затискач ОПН, металеві оболонки кабелю, корпус кабельної муфти треба з'єднувати між собою найкоротшим шляхом. Заземлювальний затискач ОПН треба з'єднувати із заземлювачем окремим провідником.

2.5.123 Для ПЛ, які проходять на висоті до 1000 м над рівнем моря, ізоляційні відстані по повітрю від проводів і арматури, що перебуває під напругою, до заземлених частин опор мають бути не меншими від зазначених в табл. 2.5.27. Допускається зменшувати ізоляційні відстані за грозових перенапруг, зазначених в табл. 2.5.27, за умови зниження загального рівня грозостійкості ПЛ не більше ніж на 20 %. Для ПЛ напругою 750 кВ, які проходять на висоті до 500 м над рівнем моря, відстані, зазначені в табл. 2.5.27, можна зменшувати на 10 % для проміжку «провід шлейфа – стояк анкерно-кутової опори», «провід – відтяжка» і на 5 % – для решти проміжків. Найменші ізоляційні відстані за внутрішніх перенапруг подано для таких значень розрахункової кратності: 4,5 – для ПЛ напругою від 6 кВ до 10 кВ; 3,5 – для ПЛ напругою від 20 кВ до 35 кВ; 3,0 – для ПЛ напругою від 110 кВ до 220 кВ; 2,7 – для ПЛ напругою 330 кВ; 2,5 – для ПЛ напругою 500 кВ і 2,1 – для ПЛ напругою 750 кВ.

За інших, більш низьких значень розрахункової кратності внутрішніх перенапруг, допустимі ізоляційні відстані перераховують пропорційно.

Ізоляційні відстані по повітрю між струмопровідними частинами і дерев'яною опорою, яка не має заземлювальних спусків, допускається зменшувати на 10 %, за винятком відстаней, які вибирають за умовою безпечного піднімання на опору.

У разі проходження ПЛ у гірських районах найменші ізоляційні відстані за робочою напругою та внутрішніми перенапругами треба збільшувати порівняно із зазначеними в табл. 2.5.27 на 1 % на кожні 100 м вище 1000 м над рівнем моря.

Для безпечного переміщення виробничого (електротехнічного) персоналу по траверсах перехідних опор на великих переходах з розміщенням фаз у різних ярусах найменша припустима ізоляційна відстань по повітрю від струмопровідних до заземлених частин опор повинна бути не менше ніж 3,3 м – для ПЛ напругою до 110 кВ; 3,8 м – для ПЛ напругою 150 кВ; 4,3 м – для ПЛ напругою 220 кВ; 5,3 м – для ПЛ напругою 330 кВ; 6,3 м – для ПЛ напругою 500 кВ; 7,6 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

Таблиця 2.5.27 – Найменші ізоляційні відстані по повітрю (у просвіті) від струмопровідних до заземлених частин опори

Розрахункова умова	Найменша ізоляційна відстань, см, для ПЛ напругою, кВ								
	до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
Грозові перенапруги для ізоляторів:									
– штирових	15	25	35	–	–				
– підвісних	20	35	40	100	130	180	260	320	Не нормується
Внутрішня перенапруга	10	15	30	80	110	160	215	300	450/500*
Безпечне підняття на опору без відключення ПЛ	–	–	150	150	200	250	350	450	540/580*
Робоча напруга	–	7	10	25	35	55	80	115	160

* У знаменнику – проміжок «провід шлейфа – стояк анкерно-кутової опори», у чисельнику – усі проміжки, крім проміжку «провід – опора» для середньої фази, який повинен бути не меншим ніж 480 см.

2.5.124 Найменші відстані на опорі між проводами ПЛ у місці їх перетину між собою в разі транспозиції, відгалужень, переходу з одного розміщення проводів на інше мають бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.28.

2.5.125 Додаткові вимоги до захисту від грозових перенапруг ПЛ у разі їх перетину між собою і перетину ними різних споруд наведено у **2.5.188, 2.5.196, 2.5.225.**

2.5.126 На двоколових та багатоколових ПЛ напругою 110 кВ і вище, захищених тросом, для зменшення кількості міжколових грозових перекриттів допускається посилювати ізоляцію одного з кіл на 20–30 % порівняно з ізоляцією другого кола.

Таблиця 2.5.28 – Найменша відстань між фазами на опорі

Розрахункова умова	Найменша ізоляційна відстань, см, для ПЛ напругою, кВ								
	до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
Грозові перенапруги	20	45	50	135	175	250	310	400	Не нормується
Внутрішні перенапруги	22	33	44	100	140	200	280	420	640*
Робоча напруга	10	15	20	45	60	95	140	200	280

* Якщо значення розрахункової кратності перенапруг є меншими ніж 2,1, то допустимі ізоляційні відстані перераховують пропорційно.

2.5.127 На ПЛ слід заземлювати:

а) опори, які мають грозозахисний трос або інші пристрої блискавкозахисту;

б) залізобетонні і металеві опори ПЛ напругою від 3 кВ до 35 кВ;

в) опори, на яких установлено силові або вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі, запобіжники та інші апарати.

Дерев'яні опори та дерев'яні опори з металевими траверсами ПЛ без грозозахисних тросів або інших пристроїв блискавкозахисту не заземлюють.

Опір заземлювальних пристроїв опор, зазначених у підпункті а), за їх висоти до 50 м не має бути більшим від зазначеного в табл. 2.5.29; за висоти опор понад 50 м – у два рази меншим порівняно із зазначеним у табл. 2.5.29. На двоколових і багатоколових опорах ПЛ, незалежно від висоти опори, рекомендовано зменшувати опір заземлювальних пристроїв у два рази порівняно із зазначеним у табл. 2.5.29.

Опір заземлювального пристрою опор великих переходів із захисними апаратами має бути не більшим ніж 10 Ом за питомого опору землі до 1000 Ом • м і не більшим ніж 15 Ом – за більш високого питомого опору.

Для опор гірських ПЛ, розміщених на висоті понад 700 м над рівнем моря, значення опорів заземлювальних пристроїв, наведені в табл. 2.5.29, можна збільшувати в три рази.

Опір заземлювальних пристроїв опор, зазначених у підпункті б), для ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ, які проходять у населеній місцевості, і опор, які обмежують прогін перетину з інженерними спорудами (ПЛ, трубопроводи тощо), а також усіх ПЛ напругою 35 кВ, не має бути більшим від зазначеного в табл. 2.5.29. Для опор ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ, які проходять по ненаселеній місцевості, опір не нормують і забезпечують його природною провідністю залізобетонних фундаментів і підземної частини опор у ґрунтах з питомим опором ρ до 500 Ом • м – для ПЛ напругою 3 кВ, до 1000 Ом • м – для ПЛ напругою 6–10 кВ і до 1500 Ом • м – для ПЛ напругою 15–20 кВ. У ґрунтах з опором ρ, більшим від вищезазначеного, опори ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ у ненаселеній місцевості повинні додатково мати штучні заземлювачі з опором, не більшим ніж 250 Ом, 500 і 750 Ом відповідно для ПЛ напругою 3 кВ, напругою 6–10 кВ і напругою 15–20 кВ (**2.5.130**).

Таблиця 2.5.29 – Найбільший опір заземлювальних пристроїв опор ПЛ

Питомий еквівалентний опір ґрунту ρ, Ом • м	Найбільший опір заземлювального пристрою, Ом
До 100	10
Більше 100 до 500	15
Більше 500 до 1000	20
Більше 1000 до 5000	30
Більше 5000	$6 \cdot 10^{-3}\rho$

Опір заземлювальних пристроїв опор ПЛ, зазначених у підпункті в) для ПЛ напругою 110 кВ і вище, не повинен бути більшим від зазначеного в табл. 2.5.29, а для ПЛ напругою від 3 кВ до 35 кВ він має бути не більшим ніж 10 Ом, якщо інше не вимагається в технічних умовах або інструкції з експлуатації обладнання, установленого на опорі.

Для ПЛ, захищених тросами, опір заземлювальних пристроїв, виконаних за умовами блискавкозахисту, треба забезпечувати в разі, коли трос від'єднано, а за іншими умовами – коли трос не від'єднано.

Місце приєднання заземлювального пристрою до залізобетонної опори має бути доступним для виконання вимірювань без підняття на опору.

2.5.128 Залізобетонні фундаменти опор ПЛ напругою 110 кВ і вище можна використовувати як природні заземлювачі (за винятком **2.5.129** і **2.5.211**) у разі

здійснення металічного зв'язку між анкерними болтами та арматурою фундаменту і за відсутності гідроізоляції залізобетону полімерними матеріалами.

Бітумна обмазка на залізобетонних опорах і фундаментах не впливає на їх використання як природних заземлювачів.

2.5.129 У разі проходження ПЛ напругою 110 кВ і вище по місцевості з глинистими, суглинистими, супіщаними і подібними ґрунтами з питомим опором $\rho \leq 1000$ Ом • м використовують арматуру залізобетонних фундаментів і опор як природні заземлювачі без додаткового укладання або в поєднанні з укладанням штучних заземлювачів. У ґрунтах з $\rho > 1000$ Ом • м необхідне значення опору заземлювального пристрою треба забезпечувати лише штучними заземлювачами.

2.5.130 Необхідний опір заземлювальних пристроїв опор ПЛ напругою 35 кВ і опор ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ, який визначають згідно з табл. 2.5.29, повинен забезпечуватися використанням штучних заземлювачів, а природну провідність фундаментів і підземних частин опор під час розрахунків враховувати немає потреби.

Використовувати природну провідність підземної частини залізобетонних опор ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ у ненаселеній місцевості як природні заземлювачі з ненормованим опором без додаткового укладання або в поєднанні з укладанням штучного заземлювача (**2.5.127**, підпункт б) можна за умови металічного зв'язку між стержнями поздовжньої арматури, яка знаходиться в підземній частині стояків опори, заземлювальними провідниками і штучним заземлювачем, якщо він є. Вертикальні штучні заземлювачі слід установлювати на відстані, не ближчій ніж 0,5 м від стояків опори.

За наявності в мережах напругою від 3 кВ до 20 кВ опор із заземлювальними пристроями, опір яких перевищує значення, наведені в табл. 2.5.29, час замикання на землю повинен бути обмеженим за умов термічної стійкості заземлювачів. Граничне його значення треба визначати для кожної окремої мережі залежно від її номінальної напруги, ємнісного струму замикання на землю і найбільшого значення ρ ґрунтів, по яких проходять ПЛ.

У тих випадках, коли граничного часу замикання на землю недостатньо для пошуку місця пошкодження, на шинах живильної підстанції рекомендовано встановлювати пристрій шунтування пошкодженої фази.

2.5.131 Для заземлення залізобетонних опор як заземлювальних провідників (заземлювальних спусків) необхідно використовувати елементи напруженої і ненапруженої поздовжньої арматури стояків, які металічно з'єднано між собою і які можна приєднувати до заземлювача і елементів опори, що підлягають заземленню.

Елементи арматури, які використовують як заземлювальні провідники і природні заземлювачі, повинні задовольняти вимоги до термічної стійкості в разі протікання струмів короткого замикання (КЗ). За час КЗ стержні не повинні нагріватися більше ніж на 60 °С.

Відтяжки залізобетонних опор потрібно використовувати як заземлювальні провідники додатково до арматури.

За неможливості виконання попередніх умов необхідно поза стояком або всередині його прокладати заземлювальний провідник. У разі прокладання заземлювального провідника на опорах ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ і неможливості металічного з'єднання його з арматурою, яка знаходиться в підземній частині опори (**2.5.130**),

провідник треба приєднувати до штучного заземлювача з опором, не більшим від зазначеного в табл. 2.5.29, незалежно від того, по якій місцевості проходять ПЛ.

Троси, які заземлюють згідно з **2.5.120**, і деталі кріплення ізоляторів до траверси залізобетонних опор повинні бути металічно з'єднаними із заземлювальним провідником.

2.5.132 Переріз кожного із заземлювальних провідників (спусків) на опорі ПЛ не повинен бути меншим ніж 35 мм^2, а діаметр для однодротових провідників не повинен бути меншим ніж 10 мм (переріз 78,5 мм^2). Кількість заземлювальних провідників на опорах ПЛ напругою 110 кВ і вище не повинна бути меншою ніж два.

Для районів із середньорічною відносною вологістю повітря 60 % і більше, а також у разі середньо- і сильноагресивних ступенів впливу середовища заземлювальні провідники (спуски) в місці їх входу в ґрунт слід захищати від корозії відповідно до вимог будівельних норм.

У разі небезпеки корозії заземлювачів треба збільшувати їх переріз або використовувати заземлювачі з гальванічним мідним покриттям (**1.7.117**).

На дерев'яних опорах рекомендовано застосовувати болтове з'єднання заземлювальних спусків; на металевих і залізобетонних опорах з'єднання заземлювальних спусків може бути як болтовим, так і зварним.

2.5.133 Заземлювачі опор ПЛ, як правило, повинні знаходитися на глибині, не меншій ніж 0,5 м, а в орній землі – на глибині 1 м. У разі встановлення опор у скельних ґрунтах допускається прокладати променеві заземлювачі безпосередньо під розбірним шаром над скельними породами за товщини шару, не меншої ніж 0,1 м. За меншої товщини цього шару або за його відсутності прокладати заземлювачі по поверхні скелі рекомендовано із заливанням їх цементним розчином.

ОПОРИ І ФУНДАМЕНТИ

2.5.134 Опори ПЛ поділяються на два основні види: анкерні опори, які повністю сприймають натяг проводів і тросів у суміжних з опорою прогонах, і проміжні, які не сприймають натягу проводів або сприймають його частково. На базі анкерних опор можна виконувати кінцеві і транспозиційні опори. Проміжні й анкерні опори можуть бути прямими і кутовими.

Залежно від кількості електричних кіл, проводи яких підвішують на опорах, останні поділяються на одноколові, двоколові і багатоколові.

Опори можна виконувати вільностоячими або з відтяжками.

Проміжні опори можуть бути гнучкої і жорсткої конструкції; анкерні опори повинні бути жорсткими. Допускається застосовувати анкерні опори гнучкої конструкції для ПЛ напругою до 35 кВ.

До опор жорсткої конструкції відносяться опори, відхилення вершини яких (без урахування повороту фундаментів) під час впливу розрахункових навантажень за другою групою граничних станів не перевищує 1/100 висоти опори. Опори, вершини яких відхиляються більше ніж на 1/100 їх висоти, відносяться до опор гнучкої конструкції.

Опори анкерного типу можуть бути нормальної і полегшеної конструкції (див. **2.5.80**).

Нові конструкції опор ПЛ напругою 330–750 кВ до введення їх у масове виробництво повинні проходити випробування за вимогами чинних стандартів.

2.5.135 Анкерні опори треба застосовувати в місцях, які визначаються умовами роботи на ПЛ під час їх спорудження та експлуатації, а також умовами роботи конструкції опори.

На нових (які проектуються) ПЛ напругою 35 кВ і вище з підвісним кріпленням проводів відстань між анкерними опорами повинна бути не більше ніж 10 км, а на ПЛ, які проходять по важкодоступній місцевості і в місцевості з особливо складними природними умовами, – не більше ніж 5 км.

На ПЛ напругою 35 кВ і нижче з проводами, закріпленими на штирових (стрижневих) ізоляторах, відстань між анкерними опорами не повинна перевищувати 1,5 км у районах за ожеледдю 1–3 і 1 км – у районах за ожеледдю 4 і більше.

На ПЛ напругою 20 кВ і нижче з підвісними ізоляторами відстань між анкерними опорами не повинна перевищувати 3 км.

На ПЛ, які проходять по гірській або сильно пересіченій місцевості в районах за ожеледдю 3 і більше, рекомендовано встановлювати опори анкерного типу на перевалах і в інших точках, які різко піднімаються над навколишньою місцевістю.

2.5.136 Конструкції опор на відключеній ПЛ, а на ПЛ напругою 110 кВ і вище і за наявності на ній напруги повинні забезпечувати:

– виконання їх технічного обслуговування та ремонтних робіт;

– зручне і безпечне підняття виробничого (електротехнічного) персоналу на опору від рівня землі до вершини опори і його переміщення по елементах опори (стояках, траверсах, тросостояках, підкосах тощо).

На опорі та її елементах треба передбачати можливість кріплення спеціальних пристроїв і пристосувань для виконання експлуатаційних і ремонтних робіт.

2.5.137 Для піднімання виробничого (електротехнічного) персоналу на опору має бути передбачено такі заходи:

– на кожному стояку металевих опор висотою до 20 м за відстаней між точками кріплення решітки до поясів стояка понад 0,6 м або за нахилу решітки до горизонталі, більшого ніж 30°, а для опор висотою від 20 до 50 м – незалежно від відстаней між точками решітки і кута її нахилу – виконують спеціальні сходинки (степ-болти) на одному поясі або сходинки без огорожі, які доходять до відмітки верхньої траверси.

Конструкція тросостояка на цих опорах повинна забезпечувати зручне піднімання або мати спеціальні сходинки (степ-болти).

На металевих багатогранних гнутих стояках необхідно встановлювати стаціонарні драбини без огорож до висоти кріплення троса;

– на кожному стояку металевих опор висотою понад 50 м треба установлювати сходинки з огорожею, які доходять до вершини опори. При цьому через кожні 15 м по вертикалі потрібно виконувати площадки (трапи) з огорожами. Трапи з огорожами виконують також на траверсах цих опор. На опорах із шпренгельними траверсами необхідно забезпечувати можливість триматися за тягу під час переміщення по траверсі;

– на залізобетонних опорах будь-якої висоти треба забезпечувати можливість піднімання на нижню траверсу з телескопічних вишок, по інвентарних драбинах або за допомогою спеціальних інвентарних піднімальних пристроїв. Для піднімання по залізобетонному центрифугованому стояку вище нижньої траверси на опорах ПЛ напругою від 35 кВ до 750 кВ потрібно передбачати стаціонарні лази (сходинки без огорож тощо).

Для піднімання по залізобетонному віброваному стояку ПЛ напругою 35 кВ і нижче, на якому встановлено силові або вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі або інші апарати, треба передбачати можливість кріплення інвентарних драбинок або спеціальних інвентарних піднімальних пристроїв. На залізобетонні вібровані стояки, на яких вищезазначене електроустаткування не встановлюють, ця вимога не поширюється.

Зручне піднімання на тросостояки і металеві вертикальні частини стояків залізобетонних опор ПЛ напругою 35 кВ і вище має забезпечувати їх конструкція або спеціальні сходинки (степ-болти);

– залізобетонні опори, по яких не допускають піднімання по інвентарних драбинах або за допомогою спеціальних інвентарних підіймальних пристроїв (опори з відтяжками або внутрішніми зв'язками, закріпленими на стояку нижче нижньої траверси тощо) треба забезпечувати стаціонарними сходами без огорож, які доходять до нижньої траверси. Вище від нижньої траверси слід монтувати пристрої, зазначені в підпункті в) цього пункту.

РОЗТАШУВАННЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧНИХ ЛІНІЙ ЗВ'ЯЗКУ НА ПЛ

2.5.138 Волоконно-оптичні кабелі розміщують на ПЛ будь-якого класу номінальної напруги виходячи із умов механічної міцності конструкцій ПЛ, наведеного на кабелі потенціалу, додержання необхідних габаритів тощо.

2.5.139 Вимоги **2.5.140–2.5.159** поширюються на розміщення на ПЛ оптичних кабелів (ОК) таких типів:

– ОКГТ – оптичний кабель, вбудований у грозозахисний трос;

– ОКФП – оптичний кабель, вбудований у фазний провід;

– ОКСН – оптичний кабель самоутримний неметалевий;

– ОКНН – оптичний кабель неметалевий, який прикріплюють або навивають на грозозахисний трос чи фазний провід.

2.5.140 Усі елементи ВОЛЗ-ПЛ повинні відповідати умовам роботи ПЛ. У разі механічних розрахунків ВОЛЗ-ПЛ кліматичні умови повинні відповідати вимогам, прийнятим для повітряної лінії електропередавання. Якщо ВОЛЗ-ПЛ споруджують на існуючих ПЛ, то приймають ті самі кліматичні умови, що й під час їх проектування та будівництва.

2.5.141 Для спорудження конкретної лінії зв'язку допускається використовувати кілька ПЛ різної напруги, які збігаються за напрямком з її трасою.

2.5.142 У разі спорудження вводів ОК на регенераційні пункти і вузли зв'язку енергооб'єктів на окремих самостійних опорах конструктивне виконання і вимоги до параметрів і характеристик вводів визначають у проекті.

2.5.143 Елементи ВОЛЗ-ПЛ, включаючи вводи ОК на регенераційні пункти, вузли зв'язку енергооб'єктів, треба проектувати на такі самі кліматичні умови, що й для ПЛ, на якій ця ВОЛЗ розміщується. Вони повинні відповідати вимогам **2.5.25–2.5.85**.

2.5.144 Оптичні кабелі, які розміщуються на елементах ПЛ, повинні задовольняти такі вимоги:

– механічна міцність;

– термічна стійкість;

– стійкість до впливу грозових перенапруг;

– забезпечення навантажень на оптичні волокна, які не перевищують припустимих;

– стійкість до впливу корозії;

– стійкість до впливу електричного поля.

2.5.145 Механічний розрахунок ОКГТ, ОКФП, ОКСН треба виконувати на розрахункові навантаження за методом допустимих напружень з урахуванням залишкової деформації кабелів і допустимих навантажень на оптичне волокно.

2.5.146 Механічний розрахунок грозозахисного троса або фазного проводу, на яких розміщують ОКНН, треба виконувати з урахуванням додаткових вагових і вітрових навантажень від ОК у всіх режимах, зазначених у **2.5.76.**

2.5.147 Механічний розрахунок ОК усіх типів виконують для вихідних умов за **2.5.76.**

Значення фізико-механічних параметрів, необхідних для механічного розрахунку ОК, і дані з залишкової деформації приймають за технічними умовами на ОК або за даними виробників кабелів.

2.5.148 Оптичні кабелі потрібно захищати від вібрації відповідно до умов їх підвішування і вимог виробника ОК.

2.5.149 У разі підвішування на ПЛ ОКГТ і ОКФП їх розміщення повинне задовольняти вимоги **2.5.95–2.5.102** і **2.5.120.**

2.5.150 Кріплення ОКГТ до натяжних і підтримувальних підвісів виконують спіральними затискачами, незалежно від напруги ПЛ. ОКГТ треба, як правило, заземлювати на кожній опорі. Значення опору заземлювальних пристроїв опор, на яких підвішено ОКГТ, повинне відповідати значенню опору згідно з табл. 2.5.29. Допускається збільшувати ці опори в разі забезпечення термічної стійкості ОК.

Під час плавлення ожеледі на грозозахисних тросах допускається ізолювальне кріплення ОКГТ за умови, що стійкість оптичних волокон за температурним режимом задовольняє умови роботи в режимах плавлення ожеледі і протікання струмів на цій ділянці (див. також **2.5.151, 2.5.152, 2.5.154**).

2.5.151 Оптичні кабелі ОКГТ, ОКФП, ОКНН треба перевіряти на роботоздатність за температурним режимом під час протікання максимального повного струму КЗ, який визначають з урахуванням часу спрацювання резервних захистів, дії ПРВВ і АПВ і повного часу відключення вимикачів. Допускається не враховувати дальнє резервування.

2.5.152 Оптичні кабелі ОКФП і ОКНН (у разі підвішування їх на фазному проводі) потрібно перевіряти на роботоздатність за температурним режимом за температур проводу, які виникають під час його нагрівання найбільшим робочим струмом лінії.

2.5.153 Напруженість електричного поля в точці підвішування ОКСН визначають з урахуванням реального розміщення кабелю, транспозиції фаз ПЛ, а також конструкції затискача (протектора).

2.5.154 Оптичний кабель типу ОКНН треба перевіряти:

– у разі підвішування його на фазному проводі – на стійкість до впливу електричного поля проводів;

– у разі підвішування його на грозозахисному тросі – на стійкість до впливу електричної напруги, наведеної на тросі, і до прямих ударів блискавки в трос.

2.5.155 Струми КЗ, на які виконують перевірку ОК (ОКГТ, ОКФП, ОКНН) на термічну стійкість, визначають з урахуванням перспективи розвитку енергосистеми.

2.5.156 Місце кріплення ОКСН на опорі з урахуванням його залишкової деформації в процесі експлуатації визначають виходячи з умов:

– стійкості оболонки до впливу електричного поля;

– забезпечення найменшої відстані до поверхні землі – не менше ніж 5 м незалежно від напруги ПЛ і типу місцевості;

– забезпечення найменшої відстані від ОКСН до фазних проводів на опорі – не менше ніж 0,6 м для ПЛ напругою до 35 кВ; 1 м – напругою 110 кВ; 1,5 м – напругою 150 кВ; 2 м – напругою 220 кВ; 2,5 м – напругою 330 кВ; 3,5 м – напругою 500 кВ; 5 м – напругою 750 кВ за відсутності ожеледі і вітру.

З урахуванням зазначених умов ОКСН можна розміщувати як вище фазних проводів, так і між фазами або нижче фазних проводів.

2.5.157 У разі кріплення ОКНН до фазного проводу треба забезпечувати такі найменші відстані від проводів з прикріпленим або навитим ОК:

– до конструкції опори в разі відхилення від дії вітру – згідно з табл. 2.5.27; за кліматичних умов – відповідно до **2.5.85**.

– до землі, інженерних споруд і природних перешкод – згідно з табл. 2.5.30–2.5.36, 2.5.41, 2.5.42, 2.5.45–2.5.51.

2.5.158 У разі підвішування на ПЛ ОК будь-якого типу опори та їх закріплення в ґрунті слід перевіряти з урахуванням додаткових навантажень, які при цьому виникають.

2.5.159 Окремі відрізки ОК з'єднують спеціальними з'єднувальними муфтами, які розміщують на опорах.

Висота розміщення з'єднувальних муфт на опорах ПЛ повинна бути не менше ніж 5 м від основи опори.

До опор ПЛ, на яких розміщують з'єднувальні муфти ОК, у будь-яку пору року треба забезпечувати під'їзд транспортних засобів зі зварювальним і вимірювальним обладнанням.

На опорах ПЛ, у разі розміщення на них муфт ОК, додатково до знаків, зазначених у **2.5.18**, треба наносити такі постійні знаки:

– умовне позначення ВОЛЗ;

– порядковий номер з'єднувальної муфти.

ПРОХОДЖЕННЯ ПЛ ПО НЕНАСЕЛЕНІЙ І ВАЖКОДОСТУПНІЙ МІСЦЕВОСТЯХ

2.5.160 Відстані від проводів ПЛ до поверхні землі в ненаселених і важкодоступних місцевостях у нормальному режимі ПЛ не повинні бути меншими від зазначених у табл. 2.5.30.

Найменші відстані визначають за найбільшої стріли провисання проводу без урахування його нагрівання електричним струмом (якщо не передбачено режим передачі потужності з перегрівом проводів за **2.5.86**):

– за найвищої температури повітря – за **2.5.60**;

– за температури повітря за **2.5.23** при гранично допустимих значеннях напруженості електричного поля для ПЛ напругою 330 кВ і вище;

– за розрахункового ожеледного навантаження – згідно з формулою (2.5.1) і за температури повітря під час ожеледі – згідно з **2.5.61**.

2.5.161 Під час вибору трас ПЛ усіх класів напруг рекомендовано не займати землі, які зрошують за допомогою дощувальних установок. Допускається проходження ПЛ по цих землях за умови виконання вимог будівельних норм і правил на меліоративні системи та споруди.

2.5.162 У місцях перетину ПЛ з меліоративними каналами найменша відстань по вертикалі від проводів за вищої температури повітря без урахування нагрівання проводу електричним струмом до підіймальної або висувної частини землерийних машин, розміщених на дамбі або бермі каналів, у робочому положенні або до габаритів землесосів за найбільшого рівня високих вод повинна бути не менше ніж: 2 м – для ПЛ напругою до 20 кВ; 4 м – для ПЛ напругою від 35 кВ до 110 кВ; 5 м – для ПЛ напругою 150–220 кВ; 6 м – для ПЛ напругою 330 кВ; 9 м – для ПЛ напругою 500–750 кВ.

Опори треба розміщувати поза смугою земель, відведених у постійне користування для меліоративних каналів.

Таблиця 2.5.30 – Найменші відстані від проводів ПЛ до поверхні землі в ненаселеній і важкодоступній місцевості

Характеристика місцевості	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ						
	до 20	35–110	150	220	330	500	750
Ненаселена місцевість; райони степів з ґрунтами, не придатними для землеробства	6	6	6,5	7	7,5	8	12
Важкодоступна місцевість	5	5	5,5	6	6,5	7	10
Недоступні схили гір, скелі, бескиди тощо	3	3	3,5	4	4,5	5	7,5

2.5.163 Якщо ПЛ проходить паралельно з меліоративними каналами, крайні проводи ПЛ у разі невідхиленого їх положення треба розміщувати поза смугою земель, відведених у постійне користування для меліоративних каналів.

2.5.164 Шпалерний дріт для підвішування винограду, хмелю та інших аналогічних сільськогосподарських культур або дріт огорожі культурних пасовищ, який перетинається з ПЛ напругою 110 кВ і вище під кутом, меншим ніж 70°, або проходить на протяжності 2 км та більше за відстані від осі ПЛ напругою 110 кВ і вище змінного струму за напруги 110 кВ – 100 м; напруги 154, 220 кВ – 150 м; напруги 330, 500 кВ – 200 м; 750 кВ – 250 м, треба заземлювати через кожні 50–70 м в межах охоронної зони ПЛ. Опір заземлення не нормується, переріз заземлювального провідника повинен бути не меншим від перерізу дроту шпалери чи огорожі в зоні перетину.

ПРОХОДЖЕННЯ ПЛ ПО ТЕРИТОРІЇ, ЗАЙНЯТІЙ НАСАДЖЕННЯМИ

2.5.165 Необхідно, як правило, уникати прокладання ПЛ по землях, зайнятих лісами природоохоронного, наукового, історико-культурного призначення, рекреаційно-оздоровчими лісами, захисними лісами, а також парками і садами.

2.5.166 Для проходження ПЛ по території, зайнятій насадженнями, треба прорубувати просіки або влаштовувати проїзди до опор згідно з проектами будівництва ПЛ.

Ширину просік у насадженнях приймають залежно від висоти насаджень з урахуванням їх перспективного росту протягом 25 років з часу введення ПЛ в експлуатацію та категорії лісів:

а) для проходження ПЛ через сади або інші багаторічні насадження із перспективною висотою до 4 м просіки прокладають у разі, якщо необхідність їх улаштування визначено умовами будівництва ПЛ.

За необхідності улаштування просік їх ширина має дорівнювати відстані між крайніми проводами плюс додаткові відстані:

– для ПЛ напругою до 20 кВ – по 1 м по обидва боки від проекції крайніх проводів;

– для ПЛ напругою від 35 кВ до 150 кВ – по 2 м по обидва боки від проекції крайніх проводів;

– для ПЛ напругою 220 кВ, 330 кВ, 400 кВ, 500 кВ та 750 кВ – по 3 м по обидва боки від проекції крайніх проводів.

Для експлуатації ПЛ, які проходять через ліси, сади або насадження інших дерев, в яких просіку проектом не передбачено, улаштовують проїзди до опор для автотранспортної та спеціальної техніки, а також вільні від насаджень земельні ділянки в радіусі до 5 м навколо фундаментів або елементів опор, які необхідні для виконання ремонтних і експлуатаційних робіт;

б) у насадженнях із перспективною висотою порід понад 4 м в лісах природоохоронного, наукового, історико-культурного призначення, рекреаційно-оздоровчих і захисних лісах, у парках і садах ширина просіки для ПЛ A, м, має дорівнювати:

$$A = D + 2(B + a + K), \qquad (2.5.26)$$

де D – відстань по горизонталі між крайніми, найбільш віддаленими проводами фаз, м;

B – найменша допустима відстань по горизонталі між крайнім проводом ПЛ і кроною дерев (ці відстані повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.31), м;

Таблиця 2.5.31 – Найменша відстань по горизонталі між проводами ПЛ і кронами дерев

Напруга ПЛ, кВ	До 20	35–110	150–220	330–500	750
Найменша відстань, м	2	3	4	5	8

a – горизонтальна проекція стріли провисання проводу і підтримувального ізоляційного підвісу, м, за найбільшого їх відхилення згідно з формулами (2.5.21а) і (2.5.21б) з урахуванням типу місцевості за **2.5.45**;

K – радіус горизонтальної проекції крони з урахуванням перспективного росту протягом 25 років з часу введення ПЛ в експлуатацію, м.

Радіуси проекцій крон дерев основних лісоутворювальних порід приймають такими, м:

– сосна, модрина – 7,0;

– ялина, ялиця, клен, осика – 5,0;

– дуб, бук – 9,0;

– липа, береза – 4,5.

Для інших порід дерев радіуси проекцій крон визначають під час конкретного проектування згідно з даними власника насаджень;

в) в експлуатаційних лісах із перспективною висотою порід понад 4 м ширину просіки приймають такою, що дорівнює більшому з двох значень, обчислених за формулою (2.5.26) і за формулою:

$$A = D + 2H, \qquad (2.5.27)$$

де H – висота насаджень з урахуванням перспективного росту, м.

г) для ПЛЗ ширину просік у насадженнях приймають не меншою, ніж відстань між крайніми проводами плюс 2 м у кожен бік незалежно від висоти насаджень. У разі проходження ПЛЗ по території фруктових садів з деревами висотою понад 4 м відстань від крайніх проводів до дерев повинна бути не менше ніж 2 м.

2.5.167 У місцях, де ПЛ мають конструктивні рішення з підвищеними вертикальними відстанями над насадженнями, у місцях зниження рельєфу, на косогорах і в ярах просіку для ПЛ прокладають шириною, визначеною відповідно до **2.5.166**, підпункт а), якщо відстань по вертикалі від верхівки дерев до проводу лінії у стані його найбільшого провисання є більшою ніж:

– 2 м – для ПЛ напругою до 110 кВ;

– 3 м – для ПЛ напругою 150 кВ, 220 кВ;

– 4 м – для ПЛ напругою 330 кВ;

– 5 м – для ПЛ напругою 500 кВ;

– 8 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

2.5.168 Окремі дерева чи групи дерев, які ростуть поза просікою і загрожують падінням на проводи або опори ПЛ, треба вирубувати.

По всій ширині просіки по трасі ПЛ її треба очищувати від вирубаних дерев і чагарників, місця порушення схилів на просіках треба засаджувати чагарниковими породами.

На пухких (піщаних) ґрунтах, крутих (понад 15°) схилах і в місцях, які зазнають розмивання та впливу вітрової ерозії, заборонено викорчовувати пні, вирубувати кущі та молодняк висотою до 2 м. На інших ділянках просік пні потрібно викорчовувати або зрізувати їх під рівень землі та рекультивувати землі.

ПРОХОДЖЕННЯ ПЛ ЧЕРЕЗ НАСЕЛЕНУ МІСЦЕВІСТЬ

2.5.169 Прокладати ПЛ у населеній місцевості необхідно з дотриманням вимог державних будівельних норм України «Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень». Прокладати ПЛ 750 кВ у населеній місцевості не дозволено. ПЛ напругою від 35 кВ до 500 кВ необхідно, як правило, розміщувати за межами сельбищних територій. На сельбищних територіях усіх видів поселень дозволено споруджувати ПЛ напругою, нижчою ніж 35 кВ. ПЛ напругою 35 кВ дозволено споруджувати на сельбищних територіях усіх видів поселень із будинками висотою до трьох поверхів включно.

Допускається проходження ПЛ напругою від 35 кВ до 500 кВ через протяжні сільські населені пункти з однорядною чи дворядною забудовою за умови виділення

коридору між садибами, ширина якого для ПЛ напругою від 35 кВ до 220 кВ має дорівнювати ширині охоронної зони відповідно до табл. 2.5.32, а для ПЛ напругою від 330 кВ до 500 кВ – ширині санітарно-захисної зони відповідно до табл. 2.5.32 плюс 20 м з кожного боку зони.

Кут перетину ПЛ з вулицями (проїздами) не нормується. У разі проходження ПЛ уздовж вулиці проводи допускається розташовувати над проїзною частиною вулиць і доріг місцевого значення.

Таблиця 2.5.32 – Відстань від проводів до межі зон і споруд

Напруга, кВ	Відстань по горизонталі від проекції крайніх проводів до межі зон і споруд, м		
	Проводи у невідхиленому стані		Проводи в стані найбільшого відхилення
	Відстань до межі ОЗ	Відстань до межі СЗЗ	Відстань до об'єктів (будівель, споруд, гаражів), розташованих в ОЗ
Понад 1 до 20	10	–	2
35	15	–	4
110	20	–	4
150	25	–	5
220	25	–	6
330	30	20	8
500	30	30	Розташування об'єктів в ОЗ заборонено*
750	40	40	Те саме
* До виробничих будівель і споруд тільки на території електроустановок дозволена відстань становить 10 м.			

2.5.170 Кріплення проводів ПЛ на штирових (стрижневих) ізоляторах повинне бути подвійним, а на ПЛЗ – посиленим. У разі застосування підвісних і полімерних ізоляторів кріплення проводів на проміжних опорах треба виконувати за допомогою глухих затискачів.

2.5.171 Найменші відстані від проводів ПЛ до поверхні землі в населеній місцевості в нормальному режимі роботи ПЛ потрібно приймати не меншими від зазначених у табл. 2.5.33.

Найменші відстані визначають за найбільшої стріли провисання проводу за температурних умов і умов механічних навантажень, установлених у **2.5.160**.

2.5.172 У місцях проходження ПЛ через вулиці, проїзди тощо відстані по вертикалі від проводів перерізом алюмінієвої частини, меншим за 185 мм^2, до поверхні землі треба перевіряти також на обрив проводу в суміжному прогоні за середньорічної температури повітря, без урахування нагрівання проводів електричним струмом. Ці відстані повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.33.

У разі проходження ПЛ через спеціально відведені (у межах міст) коридори, а також для ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини 185 мм^2 і більше перевіряти вертикальні відстані в разі обриву проводів не потрібно.

2.5.173 Відстань по горизонталі від основи опори ПЛ до кювету або бордюрного каменя проїзної частини вулиці (проїзду) повинна бути не менше ніж 2,0 м; відстань до тротуарів і пішохідних доріжок не нормується.

Для запобігання наїздам транспортних засобів на опори ПЛ, установлені в межах міських і сільських вулиць і доріг, їх слід огороджувати відповідно до вимог будівельних норм і правил.

2.5.174 Проходження ПЛ напругою до 330 кВ над будівлями та спорудами, які не заборонено розташовувати в ОЗ ПЛ (див. **2.5.175**), а також проходження ПЛ напругою до 500 кВ над виробничими будівлями і спорудами на території електроустановок виконують за таких умов:

– будівлі і споруди повинні мати I або II ступінь вогнестійкості відповідно до будівельних норм і правил пожежної безпеки, а також покрівлю із матеріалів групи горючості Г1 або Г2;

– відстань по вертикалі від проводів ПЛ до зазначених будівель і споруд за найбільшої стріли провисання повинна бути не меншою від зазначених у табл. 2.5.33;

– кріплення проводів на ПЛ напругою до 220 кВ у прогонах перетину має бути подвійним.

Проходження ПЛ напругою від 330 кВ до 500 кВ над виробничими будівлями допускається за умови забезпечення захисту працівників, які перебувають або можуть перебувати в будівлі, від впливу електричного поля.

Таблиця 2.5.33 – Найменша відстань по вертикалі від проводів ПЛ до поверхні землі, виробничих будівель і споруд у населеній місцевості

Умови роботи ПЛ	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ					
	до 35	110	150	220	330	500
Нормальний режим: – до поверхні землі – до виробничих будівель і споруд	 7 3	 7 4	 7,5 4	 8 5	 11 7,5	 15,5 8
Обірвано провід у суміжному прогоні до поверхні землі	5,5	5,5	5,5	5,5	–	–
Примітка. ПЛ не повинні перешкоджати безпечній роботі пожежних автодрабин і колінчастих підйомників.						

Металеві покрівлі, над якими проходять ПЛ, треба заземлювати, а покрівлі, над якими проходять ПЛ напругою від 330 кВ до 500 кВ, – заземлювати у двох точках. Опір заземлення повинен бути не більшим від зазначеного в табл. 2.5.29.

2.5.175 Під час вибору трас ПЛ слід мати на увазі та неухильно дотримуватися обмежень щодо знаходження в охоронних зонах ПЛ будівель і споруд, визначених законом України «Про землі енергетики та правовий режим спеціальних зон енергетичних об'єктів» та Правилами охорони електричних мереж.

Якщо відстань до об'єкта в ОЗ є меншою, ніж передбачено табл.2.5.32, або об'єкт розташовано безпосередньо під проводами ПЛ, то вертикальні габарити між проводами і об'єктом повинні бути не меншими, ніж визначені в табл. 2.5.33; крім того – має бути виконано додаткові умови, визначені в **2.5.174**.

Допускається, як виняток, на ділянках траси ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ, які проходять у стиснених умовах, відстань по горизонталі від крайніх проводів ПЛ за найбільшого їхнього відхилення до найближчих частин житлових, громадських і садових будинків, які виступають, приймати не менше ніж 2 м за умови застосування на таких ділянках ПЛЗ (**2.5.2**).

2.5.176 Відстані від відхилених проводів ПЛ, розташованих уздовж вулиць, у парках і садах, до дерев, а також до тросів підвішування дорожніх знаків повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.31.

2.5.177 Якщо за відстаней, зазначених у **2.5.175**, від ПЛ до будівель і споруд, які мають приймальну радіо- або телевізійну апаратуру, радіоперешкоди перевищують значення, нормовані державними стандартами, і якщо дотримання вимог стандартів не може бути досягнуто спеціальними заходами (застосуванням виносних антен, зміною конструкції ПЛ тощо) або ці заходи є недоцільними, то відстані від крайніх проводів ПЛ у разі невідхиленого їхнього положення до найближчих виступних частин цих будівель і споруд приймають не меншими ніж: 10 м – для ПЛ напругою до 35 кВ; 50 м – для ПЛ напругою 110–220 кВ і 100 м – для ПЛ напругою 330 кВ і вище.

Відстані до радіоцентрів, телецентрів, вузлів радіофікації тощо приймають відповідно до **2.5.206**.

Розрахунок рівня радіоперешкод виконують з урахуванням глави 1.3 цих Правил і **2.5.90**.

2.5.178 Відстані від заземлювачів опор ПЛ до прокладених у землі силових кабелів приймають відповідно до глави 2.3 цих Правил.

ПЕРЕТИН І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ МІЖ СОБОЮ

2.5.179 Кут перетину ПЛ напругою від 1 кВ і вище між собою і з ПЛ (ПЛІ) напругою до 1 кВ не нормується.

2.5.180 Місце перетину слід вибирати якнайближче до опори верхньої (яка перетинає) ПЛ. Відстані від проводів нижньої (яку перетинають) ПЛ до опор верхньої ПЛ по горизонталі і від проводів верхньої ПЛ до опор нижньої ПЛ у просвіті повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.34, а також не менше ніж 1,5 м *для ПЛЗ* і 0,5 м *для ПЛІ*.

Таблиця 2.5.34 – Найменша відстань між проводами та опорами ПЛ, які перетинаються

Напруга ПЛ, кВ	Найменша відстань від проводів до найближчої частини опори, м	
	За найбільшого відхилення проводів	За невідхиленого положення проводів
До 330	3	6
500	4	10
750	6	15

Допускається виконувати перетини ПЛ і ПЛЗ між собою і з ПЛ (ПЛІ) напругою до 1 кВ на спільній опорі.

2.5.181 Опори ПЛ напругою 500–750 кВ, які обмежують прогін перетину з ПЛ напругою 500 кВ, повинні бути анкерного типу. Перетин ПЛ напругою 500–750 кВ з ПЛ напругою 330 кВ і нижче, а також ПЛ напругою 330 кВ і нижче між собою допускається здійснювати в прогонах, обмежених як проміжними, так і анкерними опорами. Перетину ПЛ напругою 750 кВ між собою слід уникати.

2.5.182 У разі перетину ПЛ напругою 500–750 кВ з ПЛ напругою від 6 кВ до 20 кВ і ПЛ (ПЛІ) напругою до 1 кВ опори перетнутих ПЛ, які обмежують прогін перетину, повинні бути анкерного типу, а проводи перетнутих ПЛ у прогоні перетину повинні бути:

– сталеалюмінієвими перерізом алюмінієвої частини не менше ніж 70 мм^2 – для ПЛ напругою від 6 кВ до 20 кВ;

– сталеалюмінієвими перерізом алюмінієвої частини проводів із алюмінієвого сплаву не менше ніж 70 мм^2 або з термообробленого алюмінієвого сплаву перерізом не менше ніж 70 мм^2 – для ПЛЗ напругою від 6 кВ до 20 кВ;

– алюмінієвими перерізом не менше ніж 50 мм^2 – для ПЛ напругою до 1 кВ;

– джгут СІП без несучого нульового проводу перерізом фазної жили не менше ніж 25 мм^2 або з несучим проводом з термообробленого алюмінієвого сплаву перерізом не менше ніж 50 мм^2.

Проводи в прогонах перетинів треба кріпити на опорах за допомогою:

– підвісних скляних ізоляторів – для ПЛ (ПЛЗ) напругою від 6 кВ до 20 кВ;

– штирових ізоляторів з подвійним кріпленням до них – для ПЛ напругою до 1 кВ;

– натяжних анкерних затискачів – для ПЛІ.

2.5.183 На проміжних опорах ПЛ, яка перетинає, з підтримувальними ізоляційними підвісами проводи слід підвішувати в глухих затискачах, а на опорах із штировими (стрижневими) ізоляторами необхідно застосовувати подвійне кріплення проводу.

На проміжних опорах існуючої ПЛ напругою 750 кВ, які обмежують прогін перетину з новозбудованими під нею ПЛ напругою до 330 кВ, а також на існуючих ПЛ напругою до 500 кВ перерізом алюмінієвої частини проводів 300 мм^2 і більше в разі спорудження під ними інших ПЛ допускається залишати затискачі з обмеженою міцністю закріплення і випадаючі затискачі.

2.5.184 Проводи ПЛ більш високої напруги, як правило, треба розташовувати вище від проводів перетнутих ПЛ меншої напруги. Допускається як виняток проходження ПЛ напругою 35 кВ і вище з проводами перерізом алюмінієвої частини 120 мм^2 і більше над проводами ПЛ більш високої напруги, але не вище ніж напругою 220 кВ. У містах і селищах міського типу допускається проходження ПЛІ чи ПЛ з ізольованими самоутримними проводами напругою до 1 кВ над проводами ПЛ напругою до 20 кВ. При цьому проходження ПЛ меншої напруги над проводами двоколових ПЛ більш високої напруги не допускається.

2.5.185 Перетин ПЛ напругою від 35 кВ до 500 кВ з двоколовими ПЛ таких самих напруг, що призначено для електропостачання споживачів, які не мають резервного електроживлення, або з двоколовими ПЛ, кола яких є взаєморезервованими, треба, як правило, здійснювати в різних прогонах ПЛ, які перетинаються і які розділено анкерною опорою. Перетин ПЛ напругою 750 кВ з такими ПЛ допускається виконувати в одному прогоні, обмеженому як анкерними, так і проміжними опорами.

На ділянках траси в стиснених умовах перетин ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини 120 мм^2 і більше з двоколовими ПЛ допускається здійснювати в одному прогоні тієї ПЛ, яка перетинає, обмеженому проміжними опорами. При цьому на опорах, які обмежують прогін перетину, треба застосовувати дволанцюгові підтримувальні ізоляційні підвіси з окремим кріпленням ланцюгів до опори.

2.5.186 Найменші відстані між найближчими проводами (або проводами та тросами) перетнутих ПЛ потрібно приймати не меншими від зазначених у табл. 2.5.35 за температури повітря плюс 15 °С без вітру, для проміжних значень довжин прогонів відповідні відстані визначають за допомогою лінійної інтерполяції.

Відстань між найближчими проводами ПЛ, яка перетинає, і перетнутою ПЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ за умови, що хоча б одну з них виконано захищеними проводами, за температури плюс 15 °С без вітру повинна бути не менше за 1,5 м.

Відстань по вертикалі між найближчими проводами ПЛЗ, яка перетинає, і перетнутої ПЛІ за температури повітря плюс 15 °С без вітру повинна бути не меншою за 1 м.

Допускається залишати опори перетнутих ПЛ напругою до 110 кВ під проводами ПЛ напругою до 500 кВ, які перетинають, якщо відстань по вертикалі від проводів ПЛ, яка перетинає, до верху опори перетнутої ПЛ на 4 м є більшою від зазначених у табл. 2.5.35.

Допускається залишати опори перетнутих ПЛ напругою до 150 кВ під проводами ПЛ напругою 750 кВ, які перетинають, якщо відстань по вертикалі від проводів ПЛ напругою 750 кВ до верху опори перетнутої ПЛ становить не менше ніж 12 м за вищої температури повітря.

2.5.187 Відстані між найближчими проводами (чи між проводами та тросами) перетнутих ПЛ напругою 35 кВ і вище підлягають додатковій перевірці на умови відхилення проводів (тросів) однієї з перетнутих ПЛ у прогоні перетину за вітрового тиску згідно з формулою (2.5.11), спрямованого перпендикулярно до осі прогону даної ПЛ, і невідхиленого положення проводу (троса) іншої. При цьому відстані між проводами та тросами або проводами повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.27 або 2.5.28 для умов найбільшої робочої напруги, температуру повітря для невідхилених проводів приймають за **2.5.61.**

2.5.188 На ПЛ з дерев'яними опорами, не захищених тросами, на опорах, які обмежують прогони перетину, треба установлювати ОПН на обох перетнутих ПЛ. Відстані між проводами перетнутих ПЛ повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.35.

На опорах ПЛ напругою 35 кВ і нижче в разі перетину їх з ПЛ напругою 750 кВ і нижче допускається застосовувати іскрові проміжки (ІП). При цьому для ПЛ напругою 35 кВ треба передбачати автоматичне повторне ввімкнення. ІП на одностоякових і А-подібних опорах з дерев'яними траверсами виконують у вигляді одного заземлювального спуску і закінчують бандажами на відстані 75 см (по дереву) від точки кріплення нижнього ізолятора. На П- і АП-подібних опорах заземлювальні спуски прокладають на двох стояках опор до траверси.

На ПЛ з дерев'яними опорами, не захищених тросами, в разі перетину їх з ПЛ напругою 750 кВ металеві деталі для кріплення проводів (гаки, штирі, оголовки) треба заземлювати на опорах, які обмежують прогін перетину, а кількість підвісних ізоляторів в ізоляційних підвісах повинна відповідати ізоляції для металевих опор. При цьому на опорах ПЛ напругою 35–110 кВ установлюють захисні апарати.

Якщо відстань від місця перетину до найближчих опор перетнутих ПЛ становить понад 40 м, то захисні апарати допускається не встановлювати. Заземлювати деталі кріплення проводів на опорах ПЛ напругою 35 кВ і вище не потрібно.

Таблиця 2.5.35 – Найменша відстань між проводами або проводами та тросами перетнутих ПЛ на металевих і залізобетонних опорах, а також на дерев'яних опорах за наявності грозозахисних пристроїв

Довжина прогону ПЛ, яка перетинає, м	Найменша відстань, м, за відстані від місця перетину до найближчої опори ПЛ, м					
	30	50	70	100	120	150
У разі перетину ПЛ 750 кВ з ПЛ меншої напруги						
До 200	6,5	6,5	6,5	7,0	–	–
300	6,5	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5
450	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0
500	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5
У разі перетину ПЛ 330–500 кВ між собою і з ПЛ меншої напруги						
До 200	5,0	5,0	5,0	5,5	–	–
300	5,0	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0
450	5,0	5,5	6,0	7,0	7,5	8,0
У разі перетину ПЛ 150–220 кВ між собою і з ПЛ меншої напруги						
До 200	4	4	4	4	–	–
300	4	4	4	4,5	5	5,5
450	4	4	5	6	6,5	7
У разі перетину ПЛ 20–110 кВ між собою і з ПЛ меншої напруги						
До 200	3	3	3	4	–	–
300	3	3	4	4,5	5	–
У разі перетину ПЛ 10 кВ між собою і з ПЛ меншої напруги						
До 100	2	2	–	–	–	–
150	2	2,5	2,5	–	–	–

Установлювати захисні апарати на опорах перетину не вимагається:

– для ПЛ з металевими та залізобетонними опорами;

– для ПЛ з дерев'яними опорами за відстаней між проводами ПЛ, які перетинаються, не менших ніж: 9 м – за напруги 750 кВ; 7 м – за напруги від 330 кВ до 500 кВ; 6 м – за напруги 150–220 кВ; 5 м – за напруги 35–110 кВ; 4 м – за напруги до 20 кВ.

Опір заземлювальних пристроїв дерев'яних опор із захисними апаратами приймають відповідно до табл. 2.5.29.

2.5.189 У разі паралельного проходження та зближення ПЛ однієї напруги між собою або з ПЛ інших напруг відстані по горизонталі повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.36 і прийматися такими, як для ПЛ більш високої напруги. Зазначені відстані підлягають додатковій перевірці:

Таблиця 2.5.36 – Найменша відстань по горизонталі між ПЛ

Ділянки траси ПЛ	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ								
	до 20	35	110	150	220	330	500	750	ПЛЗ
Ділянки вільної від забудови траси, між осями ПЛ	Висота найвищої опори*								3
Ділянки траси в стиснених умовах, підходи до підстанцій:									
– між крайніми проводами в невідхиленому положенні	2,5	4	5	6	7	10	15	20**	2
– від відхилених проводів однієї ПЛ до найближчих частин опор іншої ПЛ	2	4	4	5	6	8	10	10	2

* Не менше ніж 50 м – для ПЛ 500 кВ і не менше ніж 75 м – для ПЛ 750 кВ.

** Для двох і більше ПЛ 750 кВ фазування суміжних крайніх фаз повинне бути різнойменним.

– щодо неперевищення зсуву нейтралі понад 15 % фазної напруги в нормальному режимі роботи ПЛ до 35 кВ з ізольованою нейтраллю за рахунок електромагнітного та електростатичного впливу ПЛ більш високої напруги;

– щодо унеможливлення розвитку резонансних перенапруг у вимкненому стані ПЛ напругою 500–750 кВ, обладнаних компенсувальними пристроями (шунтувальними реакторами, синхронними або тиристорними статичними компенсаторами тощо). Ступінь компенсації робочої ємності лінії, відстані між осями ПЛ і довжини відрізків зближень треба визначати за допомогою розрахунків.

ПЕРЕТИН І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ ЗІ СПОРУДАМИ ЗВ'ЯЗКУ, СИГНАЛІЗАЦІЇ ТА ЛІНІЯМИ РАДІОТРАНСЛЯЦІЙНИХ МЕРЕЖ, КАБЕЛЬНОГО ТЕЛЕБАЧЕННЯ ТА ІНТЕРНЕТУ

2.5.190 Перетин ПЛ напругою до 35 кВ з лініями зв'язку (ЛЗ), лініями радіотрансляційних мереж (ЛРМ) і кабельного телебачення та Інтернету (КТ) виконують за одним з варіантів:

– проводами ПЛ та підземним кабелем ЛЗ*, ЛРМ, КТ;

– проводами ПЛ та повітряним кабелем ЛЗ, ЛРМ, КТ;

– підземною кабельною вставкою у ПЛ та неізольованими проводами ЛЗ і ЛРМ;

– проводами ПЛ та неізольованими проводами ЛЗ і ЛРМ.

2.5.191 Перетин ПЛ напругою до 35 кВ з неізольованими проводами ЛЗ і ЛРМ можна застосовувати в таких випадках:

– якщо неможливо прокласти ні підземний кабель ЛЗ і ЛРМ, ні кабель ПЛ;

– якщо застосування кабельної вставки в ЛЗ призведе до необхідності встановлення додаткового або перенесення раніше встановленого підсилювального пункту ЛЗ;

– якщо в разі застосування кабельної вставки в ЛРМ загальна довжина кабельних вставок у лінію перевищує припустимі значення;

– якщо на ПЛ застосовано підвісні ізолятори. При цьому ПЛ на ділянці перетину з неізольованими проводами ЛЗ і ЛРМ виконують з підвищеною механічною міцністю проводів і опор (див. **2.5.198**).

2.5.192 Перетин ПЛ напругою від 110 кВ до 500 кВ з ЛЗ і ЛРМ виконують за одним із таких варіантів:

– проводами ПЛ та підземним кабелем ЛЗ, ЛРМ і КТ;

– проводами ПЛ та проводами ЛЗ, ЛРМ і КТ.

Перетин ПЛ напругою 750 кВ із ЛЗ, ЛРМ і КТ виконують підземним кабелем ЛЗ, ЛРМ і КТ.

2.5.193 У разі перетину ПЛ напругою від 110 кВ до 500 кВ з проводами повітряних ЛЗ і ЛРМ застосовувати кабельні вставки немає потреби, якщо:

– застосування кабельної вставки в ЛЗ може призвести до необхідності встановлення додаткового підсилювального пункту на ЛЗ, а відмова від застосування цієї кабельної вставки не призведе до збільшення негативного впливу ПЛ на ЛЗ понад допустимі норми;

– застосування кабельної вставки в ЛРМ може призвести до перевищення сумарної припустимої довжини кабельних вставок у лінії, а відмова від цієї кабельної вставки не призведе до збільшення негативного впливу ПЛ на ЛРМ понад допустиме значення.

2.5.194 У прогоні перетину ЛЗ і ЛРМ з ПЛ напругою до 750 кВ, на яких передбачають канали високочастотного зв'язку і телемеханіки з апаратурою, яка працює в співпадаючому спектрі частот з апаратурою ЛЗ і ЛРМ і має потужність на один канал:

– понад 10 Вт – ЛЗ і ЛРМ виконують підземними кабельними вставками. Довжину кабельної вставки визначають з розрахунку негативного впливу ПЛ, при цьому відстань по горизонталі від основи кабельної опори ЛЗ і ЛРМ до проекції крайнього проводу ПЛ на горизонтальну площину повинна бути не менше ніж 100 м;

– від 5 до 10 Вт – необхідність застосування кабельної вставки в ЛЗ і ЛРМ чи прийняття інших засобів захисту визначають шляхом розрахунку перешкоджаючого впливу. При цьому у разі застосування кабельної вставки відстань у просвіті від невідхилених проводів ПЛ напругою до 500 кВ до вершин кабельних опор ЛЗ і ЛРМ повинна бути не менше ніж 20 м, а для ПЛ напругою 750 кВ – не менше ніж 30 м;

* У цій главі до кабелів зв'язку відносяться металеві та оптичні кабелі з металевими елементами.

– менше 5 Вт або якщо високочастотна апаратура ПЛ працює в неспівпадаючому спектрі частот або ЛЗ і ЛРМ не ущільнено високочастотною апаратурою – застосовувати кабельну вставку в разі перетину з ПЛ напругою до 750 кВ за умови перешкоджального впливу немає потреби. Якщо кабельна вставка в ЛЗ і ЛРМ обладнується не за умови перешкоджального впливу від високочастотних каналів ПЛ, то відстань по горизонталі від основи кабельної опори ЛЗ і ЛРМ до проекції на горизонтальну площину крайнього невідхиленого проводу ПЛ напругою 330 кВ повинна бути не менше ніж 15 м. Для ПЛ напругою 500 кВ відстань у просвіті від крайніх невідхилених проводів до вершини кабельних опор ЛЗ і ЛРМ повинна бути не менше ніж 20 м, а для ПЛ напругою 750 кВ – не менше ніж 30 м.

2.5.195 Перетин проводів ПЛ з повітряними лініями міського телефонного зв'язку не допускається; ці лінії в прогоні перетину з проводами ПЛ треба виконувати лише підземними кабелями.

2.5.196 У разі перетину ПЛ з підземним кабелем зв'язку, КТ і ЛРМ (або з підземною кабельною вставкою) треба дотримуватися таких вимог:

а) кут перетину ПЛ напругою до 110 кВ з ЛЗ і ЛРМ не нормується;

б) відстань від підземних кабелів ЛЗ і ЛРМ до найближчого заземлювача опори ПЛ напругою до 35 кВ чи її підземної металевої або залізобетонної частини повинна бути:

1) у населеній місцевості – не менше ніж 3 м;

2) у ненаселеній місцевості – не меншою від відстаней, зазначених у табл. 2.5.37.

Таблиця 2.5.37 – Найменші відстані від підземних кабелів ЛЗ (ЛРМ) до найближчого заземлювача опори ПЛ та її підземної частини

Еквівалентний питомий опір ґрунту, Ом • м	Найменші відстані, м, для ПЛ напругою, кВ		
	До 35	110–500	750
До 100	10	10	15
Від 100 до 500	15	25	25
Від 500 до 1000	20	35	40
Понад 1000	30	50	50

Відстань від підземних кабелів ЛЗ, ЛРМ і КТ до підземної частини незаземленої дерев'яної опори ПЛ напругою до 35 кВ повинна бути:

– у населеній місцевості – не менше ніж 2 м (у стиснених умовах зазначену відстань можна зменшувати до 1 м за умови прокладання кабелю в трубі з ізоляційного матеріалу на довжину в обидва боки від опори, не меншу ніж 3 м);

– у ненаселеній місцевості: не менше ніж 5 м – у разі еквівалентного питомого опору ґрунту до 100 Ом • м; 10 м – у разі еквівалентного питомого опору ґрунту від 100 до 500 Ом • м; 15 м – у разі еквівалентного питомого опору ґрунту від 500 до 1000 Ом • м; 25 м – у разі еквівалентного питомого опору ґрунту понад 1000 Ом • м;

в) відстань від підземних кабелів ЛЗ, ЛРМ і КТ до найближчого заземлювача опори ПЛ напругою 110 кВ і вище та її підземної частини повинна бути не меншою від зазначених у табл. 2.5.37;

г) у разі прокладання підземного кабелю (кабельної вставки) у сталевих трубах або покриття його швелером, кутником або в разі прокладання його в поліетиленовій трубі, закритій з обох боків від попадання ґрунту, на довжині, яка дорівнює відстані між проводами ПЛ плюс 10 м з кожного боку від крайніх проводів для ПЛ напругою до 500 кВ і 15 м для ПЛ напругою 750 кВ, допускається зменшувати відстані, зазначені в табл. 2.5.37, до 5 м – для ПЛ напругою до 500 кВ і до 10 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

Металеве покриття кабелю в цьому разі необхідно з'єднувати з трубою або іншими металевими захисними елементами. Ця вимога не поширюється на оптичні кабелі і кабелі із зовнішнім ізолювальним шлангом, у тому числі з металевою оболонкою. Металеве покриття кабельної вставки треба заземлювати на кінцях. У разі зменшення відстаней, зазначених у табл. 2.5.37, між кабелем і опорами ПЛ, крім наведених засобів захисту, необхідно застосовувати пристрій додаткового захисту від ударів блискавки шляхом оконтурювання опор тросами згідно з вимогами відповідних нормативних документів із захисту кабелів від ударів блискавки;

д) замість швелера, кутника або сталевої труби під час будівництва нової ПЛ допускається використовувати два сталевих троси перерізом 70 мм^2, які прокладають симетрично на відстані від кабелю, не більшій ніж 0,5 м, і на глибині 0,4 м. Троси слід продовжувати з обох боків кабелю під кутом 45° до траси в напрямку опори ПЛ і заземлювати на опір, не більший ніж 30 Ом. Співвідношення між довжиною відведення тросів l і опором R заземлювача повинне відповідати значенням, наведеним у табл. 2.5.38;

Таблиця 2.5.38 – Опір заземлювачів у разі захисту кабелю ЛЗ, ЛРМ і КТ на ділянці перетину з ПЛ

Питомий опір ґрунту, Ом • м,	До 100	101–500	Понад 500
Довжина відводу l, м	20	30	50
Опір заземлювача R, Ом	30	30	20
Примітка. Захист кабелю від ударів блискавки шляхом оконтурювання опор ПЛ або прокладання захисного троса в даному випадку є обов'язковим.			

е) у прогоні перетину ПЛ з ЛЗ, ЛРМ і КТ проводи ПЛ на опорах, які обмежують прогін перетину, треба закріплювати за допомогою глухих затискачів, які не допускають падіння проводів на землю у разі їхнього обриву в суміжних прогонах.

2.5.197 У разі перетину підземної кабельної вставки у ПЛ напругою до 35 кВ з неізольованими проводами ЛЗ і ЛРМ необхідно дотримуватися таких вимог:

– кут перетину підземної кабельної вставки ПЛ з ЛЗ і ЛРМ не нормується;

– відстань від підземної кабельної вставки ПЛ до незаземленої опори ЛЗ і ЛРМ повинна бути не меншою ніж 2 м, а до заземленої опори ЛЗ (ЛРМ) та її заземлювача – не меншою ніж 10 м;

– відстань по горизонталі від основи кабельної опори ПЛ, не ущільненої та ущільненої в неспівпадаючому і співпадаючому спектрах частот залежно від потуж-

ності високочастотної апаратури, до проекції проводів ЛЗ і ЛРМ треба вибирати відповідно до вимог **2.5.194**;

– підземні кабельні вставки в ПЛ слід виконувати відповідно до вимог глави 2.3 цих Правил і **2.5.122**.

2.5.198 У разі перетину проводів ПЛ з неізольованими проводами ЛЗ і ЛРМ необхідно дотримуватися таких вимог:

– кут перетину проводів ПЛ з проводами ЛЗ і ЛРМ повинен бути, за можливості, приблизно 90°. Для умов стисненої траси кут не нормується;

– місце перетину треба вибирати, за можливості, ближче до опори ПЛ. При цьому відстань по горизонталі від найближчої частини опори ПЛ до проводів ЛЗ і ЛРМ повинна бути не менше ніж 7 м, а від опор ЛЗ і ЛРМ до проекції на горизонтальну площину найближчого невідхиленого проводу ПЛ – не меншою ніж 15 м. Відстань у просвіті від вершин опор ЛЗ і ЛРМ до невідхилених проводів ПЛ повинна бути не менше ніж 15 м для ПЛ напругою до 330 кВ і 20 м – для ПЛ напругою 500 кВ;

– не допускається розташовувати опори ЛЗ і ЛРМ під проводами ПЛ, яка їх перетинає;

– опори ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 120 мм^2, які обмежують прогін перетину з ЛЗ і ЛРМ, повинні бути анкерного типу полегшеної конструкції з будь-якого матеріалу, як вільностоячі, так і на відтяжках. Дерев'яні опори треба посилювати додатковими приставками або підкосами;

– перетин можна виконувати на проміжних опорах за умови застосування на ПЛ проводів перерізом алюмінієвої частини, не меншим ніж 120 мм^2;

– проводи ПЛ слід розташовувати над проводами ЛЗ і ЛРМ; вони повинні бути багатодротовими з перерізами, не меншими від зазначених у табл. 2.5.15;

– проводи ЛЗ і ЛРМ у прогоні перетину не повинні мати з'єднань;

– у прогоні перетину ПЛ з ЛЗ і ЛРМ на проміжних опорах ПЛ кріпити проводи треба лише за допомогою підтримувальних ізоляційних підвісів із глухими затискачами;

– змінювати місце встановлення опор ЛЗ і ЛРМ, які обмежують прогін перетину з ПЛ, допускається за умови, що відхилення середньої довжини елемента схрещування на ЛЗ і ЛРМ не буде перевищувати значень, наведених у табл. 2.5.39;

– довжини прогонів ЛЗ і ЛРМ у місці перетину з ПЛ не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 2.5.40;

– опори ЛЗ і ЛРМ, які обмежують прогін перетину або суміжні з ним і знаходяться на узбіччі автомобільної дороги, необхідно захищати від наїзду транспортних засобів;

– проводи на опорах ЛЗ і ЛРМ, які обмежують прогін перетину з ПЛ, повинні мати подвійне кріплення: за траверсного профілю – лише на верхній траверсі, за гакового – на двох верхніх колах;

– відстані по вертикалі від проводів ПЛ до перетнутих проводів ЛЗ і ЛРМ у нормальному режимі ПЛ і в разі обриву проводів у суміжних прогонах ПЛ повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.41.

Таблиця 2.5.39 – Допустима зміна місця встановлення опор ЛЗ і ЛРМ, які обмежують прогін перетину з ПЛ

Довжина елемента схрещування, м	35	40	50	60	70	80	100	125	170
Допустиме відхилення, м	±6	±6,5	±7	±8	±8,5	±9	±10	±11	±13

Таблиця 2.5.40 – Максимально допустимі довжини прогонів ЛЗ і ЛРМ у місці перетину з ПЛ

Марки проводів, які використовують на ЛЗ і ЛРМ	Діаметр проводу, мм	Максимально допустимі довжини прогонів ЛЗ і ЛРМ, м, для ліній типу			
		З	Н	П	ОП
Сталеалюмінієві: АС 25/4,2 АС 16/2,7 АС 10/1,8	6,9 5,6 4,5	150 85 85	85 65 50	65 40 40	50 35 35
Біметалеві (сталемідні) БСМ-1, БСМ-2	4,0 3,0 2,0 1,6 1,2	180 180 150 100 85	125 100 85 65 35	100 85 65 40 –	85 65 40 40 –
Біметалеві (сталеалюмінієві) БСА-КПЛ	5,1 4,3	180 180	125 100	90 85	85 65
Сталеві	5,0 4,0 3,0 2,5 2,0 1,5	150 150 125 100 100 100	130 85 65 40 40 40	70 50 40 30 30 –	45 40 – – – –

Примітка. Типи ліній відповідно до «Правил перетину повітряних ліній зв'язку і радіотрансляційних мереж з лініями електропередавання»: З – звичайний, Н – нормальний, П – посилений, ОП – особливо посилений.

Відстані по вертикалі визначають у нормальному режимі роботи ПЛ за температурних умов і умов механічних навантажень, установлених у **2.5.160.**

В аварійному режимі відстані перевіряють для ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 185 мм², за середньорічної температури без ожеледі і вітру. Для ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини 185 мм² і більше перевіряти відстані за аварійним режимом немає потреби.

За різниці висот точок кріплення проводів ЛЗ і ЛРМ на опорах, які обмежують прогін перетину (наприклад, на косогорах) з ПЛ напругою 35 кВ і вище, вертикальні відстані, які визначають за табл. 2.5.41, треба додатково перевіряти на умови відхилення проводів ПЛ за вітрового тиску, визначеного згідно з **2.5.49**, спрямованого перпендикулярно до осі ПЛ, і невідхиленого положення проводів ЛЗ і ЛРМ.

Відстані між проводами треба приймати для найбільш несприятливого випадку.

Таблиця 2.5.41 – Найменша відстань по вертикалі від проводів ПЛ до проводів ЛЗ і ЛРМ

Розрахунковий режим ПЛ	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ					
	До 10	20–110	150	220	330	500
Нормальний режим: а) ПЛ на дерев'яних опорах за наявності грозозахисних пристроїв, а також на металевих і залізобетонних опорах	2	3	4	4	5	5
б) ПЛ на дерев'яних опорах за відсутності грозозахисних пристроїв	4	5	6	6	–	–
Обрив проводів у суміжних прогонах	1	1	1,5	2	2,5	3,5

У разі застосування на ПЛ плавлення ожеледі перевіряють габарити до проводів ЛЗ і ЛРМ у режимі плавлення ожеледі. Ці габарити перевіряють за температури проводу в режимі плавлення ожеледі. Вони повинні бути не меншими, ніж у разі обриву проводу ПЛ у суміжному прогоні;

– на дерев'яних опорах ПЛ без грозозахисного троса, які обмежують прогін перетину з ЛЗ і ЛРМ, за відстаней між проводами перетнутих ліній, менших від зазначених у підпункті б) (табл. 2.5.41), на ПЛ треба встановлювати захисні апарати. Захисні апарати встановлюють згідно з **2.5.188**. У разі встановлення ПП на ПЛ передбачають автоматичне повторне вмикання;

– на дерев'яних опорах ЛЗ і ЛРМ, які обмежують прогін перетину, треба установлювати блискавковідводи відповідно до вимог нормативної документації на ЛЗ і ЛРМ.

2.5.199 Сумісне підвішування проводів ПЛ і проводів ЛЗ, ЛРМ і КТ на спільних опорах не допускається. Ця вимога не поширюється на спеціальні оптичні кабелі, які підвішують на конструкціях ПЛ. Ці кабелі повинні відповідати вимогам цієї глави і правилам проектування, будівництва та експлуатації волоконно-оптичних ліній зв'язку на повітряних лініях електропередавання.

2.5.200 У разі зближення ПЛ з ЛЗ, ЛРМ і КТ відстані між їхніми проводами і заходи щодо їх захисту від впливу ПЛ визначають відповідно до правил захисту пристроїв проводового зв'язку, сигналізації і телемеханіки залізниці від небезпечного і перешкоджаючого впливу ліній електропередавання.

2.5.201 У разі зближення ПЛ з повітряними ЛЗ, ЛРМ і КТ найменші відстані від крайніх невідхилених проводів ПЛ до опор ЛЗ, ЛРМ і КТ повинні бути не меншими, ніж висота найбільш високої опори ПЛ, а в умовах стисненої траси відстані від крайніх проводів ПЛ за найбільшого відхилення їх вітром – не меншими від значень, наведених у табл. 2.5.42. При цьому відстань у просвіті від найближчого невідхиленого проводу ПЛ до вершин опор ЛЗ і ЛРМ повинна бути не менше ніж 15 м для ПЛ напругою до 330 кВ, 20 м – для ПЛ напругою 500 кВ і 30 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

Крок транспозиції ПЛ за умови її впливу на ЛЗ і ЛРМ не нормується.

Таблиця 2.5.42 – Найменші відстані між проводами ПЛ за найбільшого відхилення їх вітром та опорами ЛЗ, ЛРМ і КТ в стиснених умовах траси

Напруга ПЛ, кВ	До 20	35–110	150	220	330	500–750
Найменша відстань, м	2	4	5	6	8	10

Опори ЛЗ, ЛРМ і КТ треба закріплювати додатковими підпорами або встановлювати здвоєними на випадок, якщо в разі їхнього падіння можливе зіткнення між проводами ЛЗ, ЛРМ і КТ та проводами ПЛ.

2.5.202 У разі зближення ПЛ зі штировими ізоляторами на відрізках, які мають кути повороту, з повітряними ЛЗ, ЛРМ і КТ, відстані між ними повинні бути такими, щоб провід, який зірвався з кутової опори ПЛ, не міг опинитися від найближчого проводу ЛЗ, ЛРМ і КТ на відстанях, менших від зазначених у табл. 2.5.42. За неможливості виконати цю вимогу проводи ПЛ, які відходять від внутрішнього боку повороту, повинні мати подвійне кріплення.

2.5.203 У разі зближення ПЛ з підземними кабелями ЛЗ, ЛРМ і КТ найменші відстані між ними і заходи захисту визначають відповідно до правил захисту пристроїв проводового зв'язку, сигналізації і телемеханіки залізниці від небезпечного і перешкоджаючого впливу ліній електропередавання і рекомендацій із захисту оптичних кабелів з металевими елементами від небезпечного впливу ліній електропередавання, електрифікованих залізниць змінного струму і електропідстанцій.

Найменші відстані від заземлювача та підземної частини опори ПЛ до підземного кабелю ЛЗ, ЛРМ і КТ повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.37.

2.5.204 Відстані від ПЛ до антенних споруд передавальних радіоцентрів приймають за табл. 2.5.43.

2.5.205 Найменші відстані зближення ПЛ зі створом радіорелейної лінії та радіорелейних станцій поза зоною спрямування антени приймають за табл. 2.5.44. Можливість перетину ПЛ зі створом радіорелейної лінії встановлюють під час проектування ПЛ.

Таблиця 2.5.43 – Найменші відстані від ПЛ до антенних споруд передавальних радіоцентрів

Антенні споруди	Відстані, м, для ПЛ напругою, кВ	
	до 110	150–750
Середньохвильові та довгохвильові передавальні антени	За межами високочастотного заземлювального пристрою, але не менше 100	
Короткохвильові передавальні антени: у напрямку найбільшого випромінювання в інших напрямках	200 50	300 50
Короткохвильові передавальні слабоспрямовані і неспрямовані антени	150	200

2.5.206 Відстані від ПЛ до меж приймальних радіоцентрів і виділених приймальних пунктів радіофікації та місцевих радіовузлів визначають за табл. 2.5.44.

Таблиця 2.5.44 – Найменші відстані від ПЛ до меж приймальних радіоцентрів, радіорелейних КХ і УКХ станцій, виділених приймальних пунктів радіофікації та місцевих радіовузлів

Радіопристрої	Відстані, м, для ПЛ напругою, кВ		
	до 35	110–220	330–750
Магістральні, обласні, районні радіоцентри та радіорелейні станції зв'язку в діаграмі спрямування антени	500	1000	2000
Радіолокаційні станції, радіотехнічні системи ближньої навігації	1000	1000	1000
Автоматичні ультракороткохвильові радіопеленгатори	800	800	800
Короткохвильові радіопеленгатори	700	700	700
Станції проводового мовлення	200	300	400
Радіорелейні станції поза зоною спрямування їх антен і створи радіорелейних ліній	100	200	250

Якщо траса проектованої ПЛ проходить у районі розташування особливо важливих приймальних радіопристроїв, то припустиме зближення встановлюють в індивідуальному порядку під час проектування ПЛ.

Якщо відстаней, зазначених у табл. 2.5.44, дотриматися неможливо, то в окремих випадках їх допускається зменшувати (за умови виконання на ПЛ заходів, які забезпечували б відповідне зменшення перешкод). Для кожного випадку під час проектування ПЛ складають проект заходів щодо дотримання норм радіоперешкод.

Відстані від ПЛ до телерадіоцентрів повинні бути не менше ніж 400 м – для ПЛ напругою до 20 кВ, 700 м – для ПЛ напругою 35–150 кВ і 1000 м – для ПЛ напругою від 220 кВ до 750 кВ.

ПЕРЕТИН І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ ІЗ ЗАЛІЗНИЦЯМИ

2.5.207 Перетин ПЛ із залізницями виконують, як правило, повітряними переходами. На залізницях з особливо інтенсивним рухом* і в деяких технічно обґрунтованих випадках (наприклад, під час переходу через насипи, на залізничних станціях або в місцях, де влаштовувати повітряні переходи технічно складно) переходи ПЛ треба виконувати кабелем.

Улаштовувати перетин ПЛ із залізницями в горловинах залізничних станцій і в місцях сполучення анкерних ділянок контактної мережі заборонено.

Кут перетину ПЛ з електрифікованими** залізницями або залізницями, які підлягають електрифікації***, а також кут перетину ПЛ напругою 750 кВ із залізницями загального користування повинен становити приблизно 90°, але не менше ніж 40°. Кут перетину ПЛ з іншими залізницями не нормується.

---

* До особливо інтенсивного руху потягів відноситься такий рух, за якого кількість пасажирських і вантажних потягів у сумі за графіком на двоколійних ділянках становить понад 100 пар на добу і на одноколійних – 48 пар на добу.

** До електрифікованих залізниць відносяться всі електрифіковані залізниці незалежно від виду струму і значення напруги контактної мережі.

*** До залізниць, що підлягають електрифікації, відносяться залізниці, які буде електрифіковано протягом 10 років, рахуючи від року будівництва ПЛ, наміченого проектом.

Якщо повітряна ЛЗ залізниці проходить непаралельно залізничній колії, то кут перетину повітряної ЛЗ з ПЛ слід визначати за допомогою розрахунку небезпечного та перешкоджаючого впливів.

2.5.208 У разі перетину та зближення ПЛ із залізницями відстані від основи опори ПЛ до габариту наближення будівель* на неелектрифікованих залізницях чи до осі опор контактної мережі електрифікованих залізниць або залізниць, які підлягають електрифікації, повинні бути не меншими від висоти опори плюс 3 м.

На ділянках траси ПЛ зі стисненими умовами ці відстані допускається приймати не меншими ніж: 3 м – для ПЛ напругою до 20 кВ; 6 м – для ПЛ напругою 35–150 кВ; 8 м – для ПЛ напругою 220–330 кВ; 10 м – для ПЛ напругою 500 кВ і 20 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

Захист перетинів ПЛ з контактною мережею захисними апаратами виконують відповідно до вимог **2.5.188.**

2.5.209 Відстані від проводів до різних елементів залізниці в разі перетину і зближення з нею повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.45.

Найменші відстані по вертикалі від проводів ПЛ до різних елементів залізниць, а також до найвищого проводу або несучого троса електрифікованих залізниць визначають у нормальному режимі ПЛ за найбільшої стріли провисання проводу за вищої температури повітря з урахуванням додаткового нагрівання проводу електричним струмом або за розрахункового ожеледного навантаження за формулою (2.5.1).

За відсутності даних про електричні навантаження ПЛ температуру проводів приймають такою, що дорівнює плюс 70 °С.

В аварійному режимі відстані перевіряють у разі перетину ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 185 мм^2, для умов середньорічної температури без ожеледі і вітру без урахування нагрівання проводів електричним струмом.

Для проводів з перерізом алюмінієвої частини 185 мм^2 і більше відстані в аварійному режимі не перевіряють. Допускається розташовувати проводи ПЛ, яка перетинає, над опорами контактної мережі за відстані по вертикалі від проводів ПЛ до верху опор контактної мережі, не меншої ніж: 7 м – для ПЛ напругою до 110 кВ; 8 м – для ПЛ напругою 150–220 кВ; 9 м – для ПЛ напругою від 330 кВ до 500 кВ і 10 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

У виняткових випадках на ділянках траси в стиснених умовах допускається підвішувати проводи ПЛ і контактної мережі на спільних опорах.

У разі перетину та зближення ПЛ із залізницями, уздовж яких проходять лінії зв'язку і сигналізації, необхідно, крім вимог, зазначених у табл. 2.5.45, керуватися також вимогами до перетинів і зближень ПЛ зі спорудами зв'язку.

2.5.210 У разі перетину ПЛ із залізницями загального користування, електрифікованими та залізницями, що підлягають електрифікації, опори ПЛ, які обмежують прогін перетину, повинні бути анкерними нормальної конструкції. На ділянках з особливо інтенсивним і інтенсивним рухом** потягів ці опори повинні бути металевими.

---

* Габаритом наближення будівель називається призначений для пропуску рухомого складу граничний поперечний, перпендикулярний до колії окреслений контур, усередину якого, крім рухомого складу, не можуть заходити жодні частини будівель, споруд і пристроїв.

** До інтенсивного руху потягів відноситься такий рух, за якого кількість пасажирських і вантажних потягів у сумі за графіком на двоколійних ділянках становить понад 50 до 100 пар на добу, а на одноколійних – понад 24 до 48 пар на добу.

Таблиця 2.5.45 – Найменші відстані в разі перетину і зближення ПЛ із залізницями

Перетин або зближення	Найменші відстані, м, для ПЛ напругою, кВ						
	До 20	35–110	150	220	330	500	750
У разі перетину							
Для неелектрифікованих залізниць: – від проводу до головки рейки в нормальному режимі ПЛ по вертикалі: – залізниць широкої та вузької колії загального користування – залізниць широкої колії незагального користування – залізниць вузької колії незагального користування	 7,5 7,5 6,5	 7,5 7,5 6,5	 8 8 7	 8,5 8,5 7,5	 9 9 8	 9,5 9,5 8,5	 20 12 12
– від проводу до головки рейки в разі обриву проводу ПЛ у суміжному прогоні по вертикалі: – залізниць широкої колії – залізниць вузької колії	 6 4,5	 6 4,5	 6,5 5	 6,5 5	 7 5,5	 – –	 – –
Для електрифікованих залізниць або залізниць, які підлягають електрифікації, від проводів ПЛ до найвищого проводу або несучого троса: – у нормальному режимі по вертикалі	Так само, як у разі перетину ПЛ між собою відповідно до табл. 2.5.35 (див. **2.5.188**)						
– у разі обриву проводу в суміжному прогоні	1	1	2	2	2,5	3,5	–
У разі зближення або паралельного проходження							
Для неелектрифікованих залізниць на ділянках траси в стиснених умовах від відхиленого проводу ПЛ до габариту наближення будівель по горизонталі	1,5	2,5	2,5	2,5	3,5	4,5	5,5
Для електрифікованих залізниць або залізниць, які підлягають електрифікації, від крайнього проводу ПЛ до крайнього проводу, підвішеного з польового боку опори контактної мережі по горизонталі	Так само, як у разі зближення ПЛ між собою відповідно до таблиці 2.5.36						
Те саме, але від крайнього проводу ПЛ до опори контактної мережі за відсутності проводів з польового боку опор контактної мережі	Так само, як між проводами і опорами у разі зближення ПЛ між собою відповідно до табл. 2.5.36 (див. **2.5.189**) для ділянок траси в стиснених умовах						

Допускається в прогоні цього перетину, обмеженого анкерними опорами, установлювати проміжну опору між коліями, не призначеними для проходження регулярних пасажирських потягів, а також проміжні опори по краях залізничного полотна колій будь-яких доріг. Зазначені опори повинні бути металевими чи залізобетонними. Кріпити проводи на цих опорах треба за допомогою підтримувальних дволанцюгових ізоляційних підвісів з глухими затискачами.

Застосовувати опори з будь-якого матеріалу з відтяжками та дерев'яні одностоякові опори не допускається. Дерев'яні проміжні опори повинні бути П-подібними (з Х- або Z-подібними зв'язками) або А-подібними.

У разі перетину залізниць незагального користування допускається застосовувати анкерні опори полегшеної конструкції та проміжні опори. Кріпити проводи на проміжних опорах треба за допомогою підтримувальних дволанцюгових ізоляційних підвісів із глухими затискачами. Опори всіх типів, установлені на перетині залізниць незагального користування, можуть бути вільностоячими або на відтяжках.

2.5.211 На ПЛ з підвісними ізоляторами натяжні ізоляційні підвіси для проводу повинні бути дволанцюговими з окремим кріпленням кожного ланцюга до опори. Застосовувати штирові ізолятори в прогонах перетину ПЛ із залізницями не допускається.

Арматуру залізобетонних опор і приставок, які обмежують прогін перетину, використовувати як заземлювачі не допускається.

2.5.212 У разі перетину ПЛ із залізницею, яка має лісозахисні насадження, треба керуватися вимогами **2.5.166**.

2.5.213 Мінімальні відстані від ПЛ до мостів залізниць з прогоном 20 м і менше слід приймати такими самими, як до відповідних залізниць за табл. 2.5.45, а з прогоном понад 20 м – установлювати під час проектування ПЛ.

ПЕРЕТИН І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ З АВТОМОБІЛЬНИМИ ДОРОГАМИ

2.5.214 Вимоги **2.5.214–2.5.221** поширюються на перетин і зближення з автомобільними дорогами:

– загального користування і під'їзними до промпідприємств (категорій ІА, ІБ, II–V за будівельними нормами та правилами на автомобільні дороги);

– внутрішньогосподарськими в сільськогосподарських підприємствах (категорій І-С–ІІІ-С за будівельними нормами та правилами на внутрішньогосподарські автомобільні дороги сільськогосподарських підприємств і організацій).

Перетин і зближення ПЛ з державними дорогами загального користування повинні також відповідати вимогам правил установлення та використання придорожніх смуг державних автомобільних доріг загального користування.

Кут перетину ПЛ з автомобільними дорогами не нормується.

2.5.215 У разі перетину автомобільних доріг категорій ІА та ІБ опори ПЛ, які обмежують прогін перетину, повинні бути анкерного типу нормальної конструкції.

На ПЛ з підвісними ізоляторами і перерізом алюмінієвої частини проводу 120 мм^2 і більше натяжні ізоляційні підвіси повинні бути дволанцюговими з окремим кріпленням кожного ланцюга до опори.

Допускається в прогоні перетину доріг категорій ІА і ІБ, обмеженому анкерними опорами, установлювати проміжні опори за межами водопропускної канави в підошві дорожнього полотна з урахуванням вимог **2.5.220**. Кріпити проводи на цих

опорах треба за допомогою підтримувальних дволанцюгових ізоляційних підвісів з глухими затискачами.

У разі перетину автомобільних доріг категорій II–V, I-С–III-С опори, які обмежують прогін перетину, можуть бути анкерного типу полегшеної конструкції або проміжними.

На проміжних опорах з підтримувальними ізоляційними підвісами проводи треба підвішувати в глухих затискачах; на опорах зі штировими ізоляторами – застосовувати подвійне кріплення проводів на ПЛ і посилене кріплення на ПЛЗ.

2.5.216 Відстані в разі перетину та зближення ПЛ з автомобільними дорогами повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.46.

В усіх випадках зближення ПЛ з криволінійними ділянками автодоріг, які проходять по насипах, мінімальні відстані від проводів ПЛ до брівки земляного полотна дороги повинні бути не меншими від відстаней по вертикалі, зазначених у табл. 2.5.46.

Найменші відстані по вертикалі від проводів до проїзної частини дороги в нормальному режимі роботи ПЛ треба приймати за температурних умов і умов механічних навантажень, установлених у **2.5.160.**

2.5.217 Відстані по вертикалі від проводів ПЛ перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 185 мм^2, у місцях перетину з автомобільними дорогами треба перевіряти на обрив проводу в суміжному прогоні за середньорічної температури повітря без урахування нагрівання проводів електричним струмом. Ці відстані повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.46.

2.5.218 У місцях перетину ПЛ з автомобільними дорогами по обидва боки ПЛ на дорогах треба установлювати дорожні знаки відповідно до вимог державного стандарту, а в місцях перетину ПЛ 330 кВ і вище – дорожні знаки, які забороняють зупинку транспортних засобів у охоронних зонах цих ПЛ.

Підвішувати дорожні знаки на тросах-розтяжках у межах охоронних зон ПЛ не допускається.

2.5.219 У разі зближення або перетину ПЛ із зеленими насадженнями, розташованими уздовж автомобільних доріг, слід керуватися вимогами **2.5.166.**

2.5.220 Для запобігання наїздам транспортних засобів на опори ПЛ, розташовані на відстані менше ніж 4 м від краю проїзної частини, треба застосовувати дорожні огорожі I групи.

2.5.221 Мінімальні відстані від ПЛ до мостів автомобільних доріг з прогоном 20 м і менше треба приймати такими самими, як до відповідних автомобільних доріг, за табл. 2.5.46, а з прогоном понад 20 м – визначати під час проектування ПЛ.

ПЕРЕТИН, ЗБЛИЖЕННЯ АБО ПАРАЛЕЛЬНЕ ПРОХОДЖЕННЯ ПЛ ІЗ ТРОЛЕЙБУСНИМИ І ТРАМВАЙНИМИ ЛІНІЯМИ

2.5.222 Кут перетину ПЛ із тролейбусними і трамвайними лініями рекомендовано приймати приблизно 90°, але не менше ніж 60°.

2.5.223 У разі перетину тролейбусних і трамвайних ліній опори ПЛ, які обмежують прогін перетину, повинні бути анкерними нормальної конструкції.

Для ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини 120 мм^2 і більше та зі сталевими тросами типу ТК перерізом 50 мм^2 і більше допускається застосовувати також проміжні опори з підвішуванням проводів у глухих затискачах або з подвійним кріпленням на штирових ізоляторах.

Таблиця 2.5.46 – Найменші відстані в разі перетину та зближення ПЛ з автомобільними дорогами

Перетин, зближення або паралельне проходження	Найменші відстані, м, для ПЛ напругою, кВ						
	до 20	35–110	150	220	330	500	750
Відстань по вертикалі: – від проводу до покриття проїзної частини доріг усіх категорій	7	7	7,5	8	8,5	9,5	16
– те саме у разі обриву проводу в суміжному прогоні	5,5	5,5	5,5	5,5	6	–	–
Відстань по горизонталі: 1 У разі перетину доріг: – від основи або будь-якої частини опори до брівки земляного полотна дороги	Висота опори						
– у стиснених умовах від основи або будь-якої частини опори до підошви чи насипу зовнішньої брівки кювету доріг категорій ІА, ІБ і ІІ	5	5	5	5	10	10	15
– те саме до доріг інших категорій	1,5	2,5	2,5	2,5	5	5	15
2 У разі паралельного проходження з дорогами всіх категорій: – від основи або будь-якої частини опори до брівки земляного полотна дороги	Висота опори плюс 5 м						
– від крайнього невідхиленого проводу до брівки земляного полотна дороги	10	15	15	15	20	30	40
– те саме в стиснених умовах	2	4	5	8	8	10	15

У разі застосування анкерних опор на ПЛ з підвісними ізоляторами і нерозщепленим проводом у фазі перерізом алюмінієвої частини 120 мм^2 і більше натяжні ізоляційні підвіси повинні бути дволанцюговими з окремим кріпленням кожного ланцюга до опори.

Для ПЛЗ з проводами перерізом алюмінієвої частини 120 мм^2 і більше допускається застосовувати проміжні опори з посиленим кріпленням захищених проводів на штирових ізоляторах.

У разі будівництва нових тролейбусних і трамвайних ліній під існуючими ПЛ напругою 500–750 кВ здійснювати перебудову ПЛ немає потреби, якщо відстані від проводів є не меншими від зазначених у табл. 2.5.47.

2.5.224 Найменші відстані від проводів ПЛ у разі перетину, зближення або паралельного проходження з тролейбусними і трамвайними лініями в нормальному режимі роботи ПЛ слід приймати не меншими від зазначених у табл. 2.5.47.

Вертикальні відстані визначають за температурних умов і умов механічних навантажень згідно з **2.5.160.**

Відстані по вертикалі від проводів ПЛ перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 185 мм^2, у місцях перетину з проводами або несучими тросами тролейбусної чи трамвайної лінії треба перевіряти в аварійному режимі на обрив проводу ПЛ у суміжному прогоні за середньорічної температури повітря без урахування нагрі-

вання проводів електричним струмом. При цьому відстані повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.47.

У разі зближення ПЛ 110 кВ і вище з тролейбусними і трамвайними лініями відстані між проводами і заходи захисту від впливу ПЛ слід визначати відповідно до будівельних норм і правил на трамвайні і тролейбусні лінії.

2.5.225 Захист перетинів ПЛ з контактною мережею виконують за допомогою захисних апаратів відповідно до вимог **2.5.188.**

Допускається розміщувати проводи ПЛ, яка перетинає, над опорами контактної мережі за відстаней по вертикалі від проводів ПЛ до верху опор контактної мережі, не менших ніж: 7 м – для ПЛ напругою до 110 кВ; 8 м – для ПЛ напругою 150–220 кВ; 9 м – для ПЛ напругою 330–500 кВ і 10 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

ПЕРЕТИН ПЛ З ВОДНИМИ ОБ'ЄКТАМИ

2.5.226 Кут перетину ПЛ з водними об'єктами (ріками, каналами, озерами, водоймищами, а також на великих переходах) не нормується.

Слід уникати, за можливості, перетину ПЛ з місцями тривалої стоянки суден (затонів, портів та інших пунктів відстою). Проходження ПЛ над шлюзами не допускається.

2.5.227 Опори, які обмежують ділянку перетину ПЛ із судноплавними водними об'єктами (незалежно від довжини прогонів і їх кількості на ділянці перетину) або ділянку перетину з несудноплавними об'єктами (у разі встановлення на ділянці перетину прогонів довжиною понад 700 м), повинні бути анкерними кінцевими.

На ділянці перетину допускається застосовувати проміжні та анкерні опори у разі, якщо ділянку перетину відокремлено кінцевими опорами в самостійну частину ПЛ. Залежно від типу кріплення проводів, опори, установлені між кінцевими опорами (КО) чи кінцевими пристроями, можуть бути:

– *проміжними* (П) – з кріпленням усіх проводів на опорі за допомогою підтримувальних ізоляційних підвісів;

– анкерними (А) – з кріпленням усіх проводів на опорі за допомогою натяжних ізоляційних підвісів;

– комбінованими (ПА) – зі змішаним кріпленням проводів на опорі за допомогою як підтримувальних, так і натяжних ізоляційних підвісів.

Для ПЛ зі сталеалюмінієвими проводами та проводами з термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям перерізом алюмінієвої частини для обох типів проводів 120 мм^2 і більше або сталевими тросами типу ТК перерізом 50 мм^2 і більше допускається застосовувати проміжні опори та анкерні опори полегшеного типу; при цьому виходячи з конкретних умов застосовують такі схеми переходів:

а) однопрогінні на кінцевих опорах К-К;

б) двопрогінні з опорами К-П-К, К-ПА-К;

в) трипрогінні з опорами К-П-П-К, К-ПА-ПА-К;

г) чотирипрогінні з опорами К-П-П-П-К, К-ПА-ПА-ПА-К (лише для ожеледного навантаження 12 Н/м і менше та довжин прогонів на переході, не більших ніж 1100 м);

д) багатопрогінні з опорами К-А... А-К;

е) у разі застосування опор П чи ПА перехід слід розділяти опорами на ділянки з кількістю опор на кожній ділянці не більше двох, тобто К-П-П-А...А-П-П-К, К-ПА-ПА-А...А-ПА-ПА-К (або не більше трьох згідно з підпунктом г) цього пункту).

2.5.228 Переходи можна виконувати на одноколових і двоколових опорах.

Таблиця 2.5.47 – Найменші відстані від проводів ПЛ у разі перетину, зближення або паралельного проходження з тролейбусними і трамвайними лініями

Перетин, зближення або паралельне проходження	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ					
	до 20	35–110	150–220	330	500	750
Відстань по вертикалі від проводів ПЛ: у разі перетину тролейбусної лінії в нормальному режимі ПЛ: – до вищої відмітки проїзної частини	11	11	12	13	13	15
– до проводів контактної мережі або несучих тросів	3	3	4	5	5	7
у разі перетину трамвайної лінії в нормальному режимі ПЛ: – до головки рейки	9,5	9,5	10,5	11,5	11,5	13
– до проводів контактної мережі або несучих тросів	3	3	4	5	5	
у разі обриву проводу ПЛ в суміжному прогоні до проводів або несучих тросів тролейбусної чи трамвайної лінії	1	1	2	2,5	–	–
Відстань по горизонталі у разі зближення або паралельного проходження: – від крайніх невідхилених проводів ПЛ до опор тролейбусної і трамвайної контактних мереж	Не менше висоти опори					
– від крайніх проводів ПЛ за найбільшого їх відхилення до опор тролейбусної і трамвайної контактних мереж на ділянках стисненої траси	3	4	6	8	10	12
– від крайніх невідхилених проводів ПЛ до пунктів зупинок трамваїв і тролейбусів, кіл розвороту з робочими коліями, коліями відстою, обгону і ремонту	10	20	25	30	30	40

Переходи на двоколових опорах рекомендовано виконувати в населеній місцевості, у районах промислової забудови, а також, за необхідності, у перспективі – другий перехід у ненаселеній чи важкодоступній місцевості.

2.5.229 На одноколових переходах для ПЛ 330 кВ і нижче рекомендовано застосовувати трикутне розташування фаз, допускається горизонтальне розташування фаз. Для ПЛ напругою 500–750 кВ необхідно, як правило, застосовувати горизонтальне розташування фаз.

2.5.230 На двоколових переходах ПЛ напругою до 330 кВ рекомендовано розташовувати проводи в трьох ярусах, допускається також розташовувати проводи в двох ярусах.

2.5.231 На переходах з прогонами, які перевищують прогони основної лінії не більше ніж у 1,5 разу, рекомендовано перевіряти доцільність застосування проводу тієї самої марки, що й на основній лінії. На переходах ПЛ напругою до 110 кВ рекомендовано перевіряти доцільність застосування як проводів сталевих тросів, якщо це можливо за електричним розрахунком проводів.

На перетині ПЛ із судноплавними водними об'єктами, виконаних на проміжних опорах з кріпленням проводів у глухих затискачах, відстані по вертикалі від проводів ПЛ перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 185 мм^2, до суден треба перевіряти на обрив проводу в суміжному прогоні за середньорічної температури повітря без вітру й ожеледі без урахування нагрівання проводів електричним струмом. Для перерізу алюмінієвої частини 185 мм^2 і більше перевірку в аварійному режимі виконувати немає потреби.

2.5.232 Відстань від нижньої точки провисання проводів ПЛ у нормальному та аварійному режимах до рівня високих (паводкових) вод на судноплавних ділянках рік, каналів, озер і водоймищ визначають як суму максимального габариту суден і найменшої відстані від проводів ПЛ до габариту суден за табл. 2.5.48. Стрілу провисання проводу в цьому разі визначають за вищої температури повітря без урахування нагрівання проводів електричним струмом (якщо не передбачено режим передавання потужності з перегріванням проводів за **2.5.86**).

Рівень високих (паводкових) вод приймають з імовірністю перевищення (забезпеченістю) 0,02 (повторюваність – один раз на 50 років) для ПЛ 330 кВ і нижче. Для ПЛ напругою 500–750 кВ забезпеченість повинна становити 0,01 (повторюваність – один раз на 100 років).

Відстані від нижньої точки провисання проводу ПЛ до рівня льоду повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.48. Стрілу провисання проводу в цьому разі визначають за розрахункового ожеледного навантаження згідно з формулою (2.5.1) і за температури повітря під час ожеледі – згідно з **2.5.61**.

2.5.233 Відстані від нижньої точки провисання проводів ПЛ у нормальному режимі до рівня високих (паводкових) вод на несудноплавних ділянках рік, каналів, озер і водоймищ повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.48. Стрілу провисання проводу в цьому разі визначають за температури повітря 15 °С без урахування нагрівання проводів електричним струмом.

Відстані від нижньої точки провисання проводів ПЛ до рівня льоду повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.48. Стрілу провисання проводу в цьому разі визначають за розрахункового ожеледного навантаження згідно з формулою (2.5.1) і за температури повітря під час ожеледі – згідно з **2.5.61**.

2.5.234 Місця перетину ПЛ із судноплавними і сплавними ріками, озерами, водоймищами і каналами треба позначати на берегах сигнальними знаками згідно з Правилами судноплавства на внутрішніх водних шляхах України, затвердженими наказом Міністерства транспорту України від 16.02.2004 № 91, зареєстрованими в Міністерстві юстиції України 12.07.2004 р. за № 872/9471.

Знаки «Дотримуйся надводного габариту» встановлюють по одному на кожному березі на відстані 100 м вище або нижче (за течією) осі повітряного переходу. За ширини ріки до 100 м щити знаків установлюють безпосередньо на опорі ПЛ на висоті, не меншій ніж 5 м.

Опори великого переходу повинні мати денне і нічне маркувальне позначення відповідно до **2.5.254.**

Попереджувальні навігаційні знаки встановлюють власники ПЛ. Розміри знака, колір і режим горіння вогнів повинні відповідати державним стандартам.

ПРОХОДЖЕННЯ ПЛ ПО МОСТАХ

2.5.235 Прокладати ПЛ напругою 1 кВ і вище на мостах різного призначення, як правило, не допускається.

За обґрунтованої необхідності допускається проходження ПЛ по мостах, побудованих з негорючих матеріалів. У цьому разі опори або підтримувальні пристрої, які обмежують прогони з берега на міст і через розвідну частину мосту, повинні бути анкерними нормальної конструкції. Усі інші підтримувальні пристрої на мостах можуть бути проміжного типу. На цих пристроях з підтримувальними ізоляційними підвісами проводи треба підвішувати в глухих затискачах. Застосовувати штирові ізолятори не допускається, за винятком ПЛЗ, на яких кріплення проводів виконують за допогою спіральних пружинних в'язок.

Таблиця 2.5.48 – Найменша відстань у разі перетину ПЛ з водними об'єктами

Відстань	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ					
	до 110	150	220	330	500	750
Для судноплавних ділянок рік, каналів, озер і водосховищ від проводів по вертикалі: – до максимального габариту суден або сплаву в нормальному режимі ПЛ	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	5,5
– те саме, але в разі обриву проводу в суміжному прогоні	0,5	1,0	1,0	1,5	–	–
– до верхніх робочих площадок обслуговування суден (верх рубки тощо) у затонах, портах і інших пунктах відстою	–	–	–	11,0	15,5	23,0
– до рівня льоду	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	12,0
Для несудноплавних ділянок рік, каналів, озер і водоймищ від проводів по вертикалі: до рівня високих вод*	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	10,0
до рівня льоду	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	12,0

* Найменша відстань, яка дає можливість пропускати плавні засоби висотою до 3,5 м.

2.5.236 На металевих залізничних мостах з проїздом по нижній його частині, забезпечених по всій довжині верхніми зв'язками, проводи допускається розташовувати безпосередньо над прогонною будовою моста вище від в'язок або за її межами. Розташовувати проводи в межах габариту наближення будови, а також у межах ширини, зайнятої елементами контактної мережі електрифікованих залізниць, не допускається. Відстані від проводів ПЛ до всіх ліній залізниці, прокладених по конструкції мосту, приймають такими самими, як для стиснених ділянок траси згідно з **2.5.209.**

На міських і шосейних мостах допускається розташовувати проводи як за межами прогонної будови, так і в межах ширини пішохідної і проїзної частин мосту.

На мостах, які перебувають під охороною, допускається розташовувати проводи ПЛ нижче від відмітки пішохідної частини.

2.5.237 Найменші відстані від проводів ПЛ до різних частин мостів слід приймати такими самими, як до будівель і споруд згідно з табл. 2.5.32 **(2.5.169)** і табл. 2.5.33 без урахування обриву проводів у суміжному прогоні.

ПРОХОДЖЕННЯ ПЛ ПО ГРЕБЛЯХ І ДАМБАХ

2.5.238 У разі проходження ПЛ по греблях, дамбах тощо будь-які відстані від невідхилених і відхилених проводів до різних частин гребель або дамб у нормальному режимі роботи ПЛ повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.49.

Відстані по вертикалі в нормальному режимі роботи ПЛ треба приймати не меншими від зазначених у табл. 2.5.49 за температурних умов і умов механічного навантаження, визначених у **2.5.160.**

Таблиця 2.5.49 – Найменші відстані від проводів ПЛ до різних частин гребель і дамб

Частини гребель і дамб	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ					
	До 110	150	220	330	500	750
Гребінь і бровка відкосу	6	6,5	7	7,5	8	12
Нахилена поверхня відкосу	5	5,5	6	6,5	7	9
Поверхня води, яка переливається через дамбу	4	4,5	5	5,5	6	7

2.5.239 Якщо ПЛ проходить по греблях і дамбах, на яких прокладено шляхи сполучення, то лінія повинна задовольняти також вимоги, яких необхідно дотримуватися в разі перетину та зближення з відповідними об'єктами шляхів сполучення.

При цьому відстані по горизонталі від будь-якої частини опори до шляхів сполучення треба приймати такими самими, як для ПЛ на ділянках стисненої траси. Відстані до пішохідних доріжок і тротуарів не нормуються.

Розташовувати проводи в межах габариту наближення будівель, а також у межах ширини, зайнятої елементами контактної мережі електрифікованих залізниць, не допускається.

Допускається розташовувати проводи ПЛ в межах полотна автомобільної дороги, пішохідних доріжок і тротуарів.

ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ З ВИБУХО- І ПОЖЕЖОНЕБЕЗПЕЧНИМИ УСТАНОВКАМИ

2.5.240 Зближення ПЛ з будівлями, спорудами та зовнішніми технологічними установками, пов'язаними з видобуванням, транспортуванням, виробництвом, виготовленням, використанням або збереженням вибухонебезпечних, вибухопожежонебезпечних і пожежонебезпечних речовин, а також з вибухо- і пожежонебезпечними зонами, треба виконувати відповідно до норм, затверджених у встановленому порядку.

Якщо норми зближення не передбачено нормативними документами, то відстані від осі траси ПЛ до зазначених будівель, споруд, зовнішніх установок і зон повинні становити не менше ніж півтори висоти опори.

ПЕРЕТИН І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ З НАДЗЕМНИМИ І НАЗЕМНИМИ ТРУБОПРОВОДАМИ, СПОРУДАМИ ДЛЯ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ ТА КАНАТНИМИ ДОРОГАМИ

2.5.241 Кут перетину ПЛ з надземними і наземними газопроводами, нафтопроводами, нафтопродуктопроводами, трубопроводами зріджених вуглеводневих газів, аміакопроводами (далі – трубопроводи для транспортування горючих рідин і газів), а також з пасажирськими канатними дорогами рекомендовано приймати близьким до 90°.

Кут перетину ПЛ з надземними і наземними трубопроводами для транспортування негорючих рідин і газів, а також з промисловими канатними дорогами не нормується.

2.5.242 Перетин ПЛ напругою 110 кВ і вище з надземними і наземними магістральними і промисловими трубопроводами (далі – магістральні трубопроводи) для транспортування горючих рідин і газів, як правило, не допускається.

Допускається перетин цих ПЛ з діючими однонитковими наземними магістральними трубопроводами для транспортування горючих рідин і газів, а також з діючими технічними коридорами цих трубопроводів у разі прокладання трубопроводів у насипу.

У прогонах перетину з ПЛ надземні і наземні трубопроводи для транспортування горючих рідин і газів, крім прокладених у насипу, треба захищати огорожами, які унеможливлюють попадання проводів на трубопровід як у разі їхнього обриву, так і необірваних проводів під час падіння опор, які обмежують прогін перетину.

Огорожі треба розраховувати на навантаження від проводів у разі їхнього обриву або під час падіння опор ПЛ, які обмежують прогін перетину, і на термічну стійкість під час протікання струмів КЗ.

Огорожі треба установлювати з обох боків перетину на відстані від трубопроводу, яка дорівнює висоті опори. Ширина огорожі має перевищувати відстань від проекції крайніх відхилених проводів ПЛ на 3 м – для ПЛ напругою до 20 кВ; на 4 м – для ПЛ напругою від 35 кВ до 220 кВ і на 8 м – для ПЛ напругою від 330 кВ до 750 кВ. Відстань від опор ПЛ до огорожі треба установлювати таку саму, як до надземних трубопроводів.

2.5.243 Опори ПЛ, які обмежують прогін перетину з надземними і наземними трубопроводами, а також з канатними дорогами, повинні бути анкерними нормаль-

ної конструкції. Для ПЛ зі сталеалюмінієвими проводами перерізом алюмінієвої частини 120 мм^2 і більше або зі сталевими тросами перерізом 50 мм^2 і більше, за винятком ПЛ, які перетинають пасажирські канатні дороги, допускаються анкерні опори полегшеної конструкції або проміжні опори. Підтримувальні затискачі на проміжних опорах повинні бути глухими.

У прогонах перетину ПЛ з трубопроводами для транспортування горючих рідин та газів проводи і троси не повинні мати з'єднань.

2.5.244 Проводи ПЛ слід розташовувати над надземними трубопроводами і канатними дорогами. Як виняток допускається прокладати ПЛ напругою до 220 кВ під канатними дорогами, які повинні мати містки або сітки для огороджування проводів ПЛ. Кріпити містки і сітки на опорах ПЛ не допускається.

Відстані по вертикалі від ПЛ до містків, сіток і огорож (**2.5.242**) повинні бути такими самими, як до надземних і наземних трубопроводів і канатних доріг (табл. 2.5.50).

2.5.245 У прогонах перетину з ПЛ металеві трубопроводи, крім прокладених у насипу, канатні дороги, а також огорожі, містки і сітки треба заземлювати. Опір, який забезпечується шляхом застосування штучних заземлювачів, повинен бути не більше ніж 10 Ом.

2.5.246 Відстані в разі перетину, зближення і паралельного проходження ПЛ з надземними і наземними трубопроводами та канатними дорогами повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.50*.

Відстані по вертикалі в нормальному режимі роботи ПЛ треба приймати не меншими від значень, вказаних у табл. 2.5.50 за температурних умов і умов механічного навантаження, визначених у **2.5.160**.

В аварійному режимі відстані перевіряють для ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 185 мм^2, за середньорічної температури без ожеледі і вітру; для ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини 185 мм^2 і більше перевірка в разі обриву проводу не потрібна.

Траса ПЛ напругою 110 кВ і вище за паралельного проходження з технічними коридорами надземних і наземних магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів повинна проходити, як правило, на місцевості з відмітками рельєфу, вищими ніж відмітки технічних коридорів магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів.

2.5.247 Відстань від крайніх невідхилених проводів ПЛ до продувних свічок, установлюваних на магістральних газопроводах, необхідно приймати не меншою ніж 300 м.

На ділянках стисненої траси ПЛ цю відстань можна зменшувати до 150 м, за винятком багатоколових ПЛ, розташованих як на спільних, так і на окремих опорах.

2.5.248 На ділянках перетину ПЛ з новозбудованими надземними і наземними магістральними трубопроводами останні на відстані по 50 м в обидва боки від проекції крайнього невідхиленого проводу повинні мати для ПЛ напругою до 20 кВ категорію, яка відповідає вимогам будівельних норм і правил, а для ПЛ напругою 35 кВ і вище – на одну категорію вище. Переводити існуючі магістральні трубопроводи у підвищену категорію в разі перетину і зближення з ПЛ, які будуються, не потрібно.

---

* Взаємне розташування трубопроводів, їхніх будівель, споруд, зовнішніх установок і ПЛ, які входять до складу трубопроводів, визначають за відомчими нормами.

Таблиця 2.5.50 – Найменша відстань від проводів ПЛ до наземних, надземних трубопроводів, канатних доріг*

Перетин, зближення або паралельне проходження	Найменша відстань*, м, для ПЛ напругою, кВ							
	до 20	35	110	150	220	330	500	750
Відстань по вертикалі (у просвіті) в разі перетину: – від невідхилених проводів ПЛ до будь-якої частини трубопроводів (насипу), захисних пристроїв, трубопроводу або канатної дороги в нормальному режимі	3**	4	4	4,5	5	6	8	12
– те саме в разі обриву проводу в суміжному прогоні	2**	2**	2**	2,5	3	4	–	–
Відстані по горизонталі в разі зближення і паралельного проходження від крайнього невідхиленого проводу до будь-якої частини: – магістрального нафтопроводу і нафтопродуктопроводу	50 м, але не менше висоти опори							
– газопроводу з надлишковим тиском понад 1,2 МПа (магістрального газопроводу)	Не менше подвійної висоти опори, але не менше 50 м							
– трубопроводу зріджених вуглеводневих газів	Не менше 100 м				Не менше 1000 м			
– аміакопроводу	Трикратна висота опори, але не менше 50 м							
– немагістральних нафтопроводу і нафтопродуктопроводу, газопроводу з надлишковим тиском газу 1,2 МПа і менше, водопроводу, каналізації (напірної і самопливної), водостоку, теплової мережі	Не менше висоти опори***							
Приміщення з вибухонебезпечними зонами і зовнішніми вибухонебезпечними установками: – компресорних (КС) і газорозподільних станцій (ГРС): на газопроводах з тиском понад 1,2 МПа	80	80	100	120	140	160	180	200
– на газопроводах з тиском газу 1,2 МПа і менше	Не менше висоти опори плюс 3 м							
– нафтоперекачувальних станцій (НПС)	40	40	60	80	100	120	150	150
У разі перетину від основи опори ПЛ до будь-якої частини: – трубопроводу, захисних пристроїв трубопроводу або канатної дороги	Не менше висоти опори							
– те саме на ділянках траси в стиснених умовах	3	4	4	4,5	5	6	6,5	15

* Зазначені в таблиці відстані приймаються до межі насипу або захисної конструкції.

** У разі прокладення трубопроводу в насипу відстань до насипу збільшується на 1 м.

*** Якщо висота надземної споруди перевищує висоту опори ПЛ, відстань між цією спорудою і ПЛ треба приймати не меншою, ніж висота цієї споруди.

ПЕРЕТИН І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ З ПІДЗЕМНИМИ ТРУБОПРОВОДАМИ

2.5.249 Кут перетину ПЛ напругою 35 кВ і нижче з підземними магістральними газопроводами, нафтопроводами, нафтопродуктопроводами, трубопроводами для транспортування горючих рідин і газів не нормується.

Кут перетину ПЛ напругою 110 кВ і вище з новоспоруджуваними підземними магістральними трубопроводами для транспортування горючих рідин і газів, а також з діючими технічними коридорами цих трубопроводів повинен бути не менше ніж 60°.

Кут перетину ПЛ з підземними газопроводами з надлишковим тиском газу 1,2 МПа і менше, немагістральними нафтопроводами, нафтопродуктопроводами, трубопроводами зріджених вуглеводневих газів і аміакопроводами, а також з підземними трубопроводами для транспортування негорючих рідин і газів не нормується.

2.5.250 Відстані в разі перетину, зближення і паралельного проходження ПЛ з підземними трубопроводами повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.51.

У виняткових випадках допускається під час проектування зменшувати до 50 % відстані (наприклад, якщо ПЛ проходить по територіях електростанцій, промислових підприємств, по вулицях міст тощо), зазначені в пункті 3 (табл. 2.5.51).

При цьому слід передбачати захист фундаментів опор ПЛ від можливого їх підмивання, якщо пошкоджено зазначені трубопроводи, а також захист, який запобігає винесенню небезпечних потенціалів на металеві трубопроводи.

2.5.251 Відстані від крайніх невідхилених проводів ПЛ до продувних свічок, установлених на газопроводах з тиском газу понад 1,2 МПа (магістральних газопроводах), і до приміщень з вибухонебезпечними зонами і зовнішніми вибухонебезпечними установками КС, ГРС і НПС слід приймати такими самими, як для надземних і наземних трубопроводів згідно з **2.5.247** і табл. 2.5.50 відповідно.

2.5.252 Новозбудовані підземні магістральні газопроводи і нафтопроводи на ділянках зближення і паралельного проходження поряд ПЛ у разі прокладання їх на відстанях, менших від зазначених у пункті 1 (табл. 2.5.51), повинні мати категорію:

– для газопроводів і ПЛ напругою 500–750 кВ – не нижче ніж II;

– для газопроводів і ПЛ напругою 330 кВ і нижче – не нижче ніж III;

– для нафтопроводів і ПЛ напругою понад 1 кВ – не нижче ніж III.

Новозбудовані підземні магістральні трубопроводи в разі перетину їх з ПЛ у межах охоронної зони ПЛ повинні відповідати будівельним нормам і правилам.

ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ З АЕРОДРОМАМИ

2.5.253 У районах аеродромів і повітряних трас ПЛ треба розміщувати відповідно до вимог будівельних норм і правил на аеродроми, планування і забудови міських і сільських поселень за погодженням державних органів, передбачених Положенням про використання повітряного простору України, затвердженим Постановою Кабінету Міністрів України від 29.03.2002 № 401.

2.5.254 Відповідно до «Повітряного кодексу України» для безпеки польотів повітряних суден опори ПЛ, розташовані на приаеродромній території і на місцевості в межах повітряних трас, які порушують чи погіршують умови безпеки польотів, треба позначати денними і нічними маркувальними знаками. Нічні і денні маркувальні знаки встановлюють також на опорах висотою 50 м і більше за вимогами державних органів, які погоджують трасу ПЛ, незалежно від місця розташування опор.

Таблиця 2.5.51 – Найменші відстані по горизонталі від ПЛ до підземних мереж

Перетин, зближення або паралельне проходження	Найменші відстані, м, для ПЛ напругою, кВ							
	До 20	35	110	150	220	330	500	750
1 У разі зближення, паралельного проходження від крайнього невідхиленого проводу до будь-якої частини: – магістральних нафтопроводів, нафтопродуктопроводів, аміакопроводів, газопроводів з тиском газу понад 1,2 МПа (магістральні газопроводи)	10	15	20	25	25	30	40	40
– трубопроводів зріджених вуглеводневих газів	Не менше 100 м				Не менше 1000 м			
2 У разі наближення і паралельного проходження в стиснених умовах і в разі перетину від заземлювача або підземної частини (фундаментів) опори до будь-якої частини трубопроводів, зазначених у пункті 1)	5	5	10	10	10	15	25	25
3 У разі перетину, зближення і паралельного проходження від заземлювача або підземної частини (фундаментів) опори: – до немагістральних нафтопроводів, нафтопродуктопроводів, трубопроводів зріджених вуглеводневих газів і аміакопроводів і до газопроводів з тиском газу 1,2 МПа і менше	5	5	10	10	10	10	10	25
– до водопроводу, каналізації (напірної і самопливної), водостоків, дренажів теплових мереж	2	2	3	3	3	3	3	10

Установлення маркувальних знаків на опорах виконують енергопідприємства, у віданні яких перебуває ПЛ.

Маркувальні позначення опор ПЛ виконують відповідно до Сертифікаційних вимог до цивільних аеродромів України, затверджених наказом Державіаслужби України від 17.03.2006 № 201.

Засоби нічного маркувального позначення аеродромних перешкод за умовами електропостачання повинні відноситись до споживачів I категорії, і їх електропостачання треба здійснювати по окремих лініях, підключених до підстанцій. Лінії потрібно забезпечувати аварійним резервним живленням із системою АВР. Можливе використання автономних поновлюваних джерел електроенергії. Для забезпечення зручного і безпечного обслуговування засобів нічного маркувального позначення на опорах ПЛ треба передбачати площадки в місцях розміщення сигнальних вогнів і обладнання, а також драбини для доступу до цих площадок.

Додаток А
(обов'язковий)
до глави 2.5
«Повітряні лінії
електропередавання
напругою понад 1 кВ
до 750 кВ»
(*окремий альбом*)

РОЗДІЛ 3

ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 12 квітня 2016 р. № 252

ГЛАВА 3.1
ЗАХИСТ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ ДО 1 кВ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

3.1.1 Ця глава Правил поширюється на захист електричних мереж напругою до 1 кВ змінного струму, які споруджують як у будівлях, так і поза ними.

Додаткові вимоги до захисту мереж зазначеної напруги наведено в інших главах цих Правил (1.4, 1.7, 2.1, 2.4, 4.1).

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

3.1.2 У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

Технічний регламент з електромагнітної сумісності обладнання, затверджений постановою Кабінету Міністрів України № 1077 від 16 грудня 2015 р.

Технічний регламент низьковольтного електричного обладнання, затверджений постановою Кабінету Міністрів України № 1067 від 16 грудня 2015 р.

ДСТУ EN 60947-1:2014 Перемикач і контролер низьковольтні. Частина 1. Загальні правила (EN 60947-1:2007, EN 60947-1:2007/A1:2011, IDT)

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

3.1.3 Нижче подано терміни, використані в цій главі Правил, та визначення позначених ними понять:

автоматичний вимикач

Контактний комутаційний апарат, здатний вмикати, проводити електричну енергію та вимикати струми за нормальних умов у колі, а також вмикати, проводити протягом заданого часу та вимикати струми за обумовлених анормальних умов у колі, наприклад коротке замикання (ДСТУ EN 60947-1)

апарат (пристрій) захисту

Апарат (пристрій), який автоматично вимикає електричне коло, яке захищає, у разі виникнення режиму з порушенням робочого значення параметра (ДСТУ EN 60947-1)

вимикач (контактний)

Контактний комутаційний апарат, здатний вмикати, проводити та вимикати струми в нормальних умовах у колі, включно в разі обумовлених робочих перевантажень, а також протягом установленого часу проводити струм в обумовлених анормальних умовах, наприклад у разі короткого замикання (ДСТУ EN 60947-1)

диференційний струм

Алгебраїчна сума миттєвих значень сил струмів у певній точці кола електроустановки (IEC 60364-1) [1]

запобіжник (плавкий)

Апарат, який плавленням одного або кількох спеціально спроектованих і каліброваних елементів розмикає коло, в яке його увімкнено, і вимикає струм, який перевищує задане значення протягом достатнього часу. Плавкий запобіжник має всі частини, що створюють укомплектований апарат (ДСТУ EN 60947-1)

захисний пристрій диференційного струму

Пристрій, який реагує на диференційний струм (ДСТУ EN 60947-1)

комутаційна здатність (комутаційного апарата або плавкого запобіжника)

Найбільша сила струму, яку може вимикати комутаційний апарат (плавкий запобіжник) у визначених умовах експлуатації

комутаційний апарат

Апарат, призначений для вмикання або вимикання струму в одному або декількох електричних колах (ДСТУ EN 60947-1)

коротке замикання

Утворений випадково або навмисне контакт між кількома струмовідними частинами, який супроводжується зменшенням різниці потенціалів між цими частинами до нуля або значення, близького до нуля [1]

надструм

Струм, значення сили якого перевищує найбільше робоче (розрахункове) значення сили струму навантаження електричного кола в разі перевантаження або короткого замикання [1]

плавка вставка

Струмовідна частина запобіжника, що руйнується під дією струму, який перевищує певне значення протягом визначеного часу (ДСТУ EN 60947-1)

розподільна електрична мережа

Низьковольтна електрична мережа, яка складається з джерел живлення і ліній електропередавання та призначена для живлення електроустановок будівель та інших низьковольтних електроустановок [1].

У такій мережі можна виділити:

– **живильні (розподільні) кола**, від яких отримують живлення розподільні пристрої (пункти, щити, щитки) в будинках, будівлях і спорудах;

– **групові (кінцеві) кола**, які є частиною розподільної мережі від розподільних пристроїв (пунктів, щитів, щитків) до електроприймачів та розеток

струм замикання на землю

Електричний струм, що протікає в землю, відкриті і сторонні провідні частини та захисний провідник у разі пошкодження ізоляції струмовідної частини, яка перебуває під напругою [1]

струм короткого замикання

Надструм в електричному колі в разі короткого замикання [1]

струм перевантаження

Надструм, який може мати місце в непошкодженому електричному колі внаслідок аномального електричного навантаження (перевантаження) або в пошкодженому електричному колі з великим повним опором [1]

струм уставки

Значення струму у головному колі з характеристиками реле або розчіплювача, на які відрегульовано реле чи розчіплювач (ДСТУ EN 60947-1).

Примітка. Реле або розчіплювачі можна охарактеризувати декількома струмовими уставками, які встановлюють за допомогою регулятора зі шкалою, змінних нагрівачів тощо

умовний струм спрацьовування (апарату захисту)

Визначене значення сили електричного струму, яке зумовлює спрацювання апарата захисту за встановлений час (ДСТУ EN 60947-1).

ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

3.1.4 У цій главі Правил використано такі позначення:

I_B – найбільша сила струму навантаження електричного кола, А;

I_Z – допустима тривала сила струму кабелю (проводу), А;

I_n – номінальна сила струму апарату (пристрою) захисту (для апаратів і пристроїв з регульованими характеристиками номінальною силою струму I_n є сила струму вибраної уставки);

I_2 – сила струму, яка забезпечує надійне спрацювання апарата (пристрою) захисту і яку зазвичай приймають такою, що дорівнює:

– силі струму спрацьовування в разі заданого часу спрацьовування автоматичного вимикача;

– силі струму плавкої вставки запобіжника в разі заданого часу спрацьовування запобіжника.

3.1.5 У цій главі Правил використано скорочення, визначені у главах 1.4, 1.7 та 2.4 цих Правил.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

3.1.6 Електрообладнання електричних мереж напругою до 1 кВ має відповідати вимогам Технічного регламенту низьковольтного електричного обладнання.

Захист електричної мережі напругою до 1 кВ змінного струму необхідно улаштовувати так, щоб одночасно виконувалися такі вимоги:

– електрична мережа має проводити струм повного розрахункового навантаження протягом необмеженого часу;

– електрична мережа має проводити передбачений струм короткочасного перевантаження (пуск електродвигунів, вмикання трансформаторів і електронагрівальних пристроїв тощо) протягом часу, за який струмовідні частини та ізоляція не нагріваються понад допустимі температури;

– електрична мережа повністю або її частина мають вимикатися за визначений проміжок часу, якщо вона може створювати загрозу для майна або здоров'я людей і свійських тварин.

3.1.7 Під час улаштування електричної мережі напругою до 1 кВ змінного струму потрібно передбачати захисти від надструмів, ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції струмовідних частин та відхилень напруги.

3.1.8 Для захисту електричної мережі від надструмів треба застосовувати:

– автоматичні вимикачі;

– запобіжники;

– комбінації комутаційних апаратів з тепловими реле і запобіжниками;

– спеціалізовані електронні пристрої.

Захист людей і свійських тварин від ураження електричним струмом треба виконувати відповідно до вимог глави 1.7 цих Правил.

Для захисту електричної мережі від відхилень напруги використовують реле напруги, у тому числі розчіплювачі мінімальної напруги автоматичних вимикачів.

3.1.9 Вибір апаратів захисту та їх характеристик потрібно виконувати після визначення перерізів проводів і жил кабелів та розрахунку струмів КЗ.

За неможливості забезпечити вимоги **3.1.7–3.1.8** вибраними апаратами захисту треба змінити характеристики мережі та повторити вибір апаратів захисту.

3.1.10 Розрахунки двофазних і трифазних струмів КЗ треба виконувати для живильних і групових кіл незалежно від типу системи (TN, IT, TT).

Силу струму трифазного КЗ треба визначати в місці встановлення апарата захисту; двофазного КЗ – у кінці кола, яке захищається.

3.1.11 У системі TN (TN-C, TN-S) потрібно розраховувати силу струму замикання на землю між лінійним проводом і *PEN*- або *PE*-провідниками в кінці кола, яке захищається.

У системі IT, де всі відкриті частини електроустановки з'єднано з одним загальним захисним *PE*-провідником, потрібно розраховувати силу струму подвійного замикання на землю за умови, що замикання однієї фази на землю сталося в кінці однієї з віддалених ліній електроустановки, а іншої – на віддаленому кінці іншої лінії цієї електроустановки, а також між лінійним проводом і *N*-провідником, якщо нейтраль електроустановки розподілено.

Розраховані значення сил струмів замикань на землю мають бути достатніми для спрацьовування апаратів захисту і перевіреними відповідно до вимог глави 1.8 цих Правил.

3.1.12 Комутаційна здатність апарата захисту має бути не меншою ніж сила струму КЗ в місці встановлення апарата.

3.1.13 Найменша розрахункова сила надструму має забезпечувати вимикання за допомогою апарата захисту електричної мережі повністю або тієї її частини, яка може створювати загрозу для майна або ураження електричним струмом.

3.1.14 Апарати захисту від струмів перевантаження повинні вимикати будь-який струм перевантаження раніше, ніж такий струм може викликати підвищення температури провідників, небезпечне для ізоляції, з'єднань, затискачів і навколишнього середовища.

Апарати захисту від струмів КЗ повинні вимикати будь-який струм КЗ раніше, ніж такий струм може викликати небезпеку внаслідок теплових і механічних дій на провідники та їх з'єднання.

Провідники мережі треба вважати захищеними від надструмів у разі, якщо живлення здійснюється від джерела енергії, максимальний струм якого не може перевищити допустимого тривалого струму провідників.

3.1.15 Якщо провали (зниження або втрата) напруги з наступним відновленням можуть створювати загрозу для людей, тварин або майна, то передбачають відповідний захист, який діє на вимикання електроустановки. Такий захист не потрібен, якщо зниження і втрата напруги не створюють загрози для людей.

У разі, коли захищуване обладнання допускає короткочасну перерву електропостачання, можна застосовувати пристрій захисту від зниження або втрати напруги з витримкою часу під час спрацьовування.

Якщо повторне увімкнення захисного пристрою може викликати небезпеку для людей, тварин або майна, то таке увімкнення не повинно бути автоматичним.

3.1.16 Можливість приєднання електроустановки із системою ТТ до розподільної мережі з глухозаземленою нейтраллю треба перевіряти відповідно до **1.7.62** цих Правил у разі живлення трансформаторної підстанції від повітряної лінії; таку перевірку виконувати не потрібно, якщо трансформаторна підстанція живиться від кабельної лінії.

3.1.17 Для забезпечення селективності пристрої захисту від струму КЗ треба вибирати таким чином, щоб струм КЗ, який виникає у будь-якому колі цієї мережі, можна було вимикати пристроєм захисту в колі, в якому виникло пошкодження, без будь-якої дії на інші кола мережі.

Для вимикання струму КЗ застосовують електромагнітні (термомагнітні, електронні) розчіплювачі автоматичного вимикача або запобіжники. Час вимикання КЗ має бути мінімальним.

3.1.18 У разі пошкодження ізоляції і виникнення струму замикання на землю час вимикання для електроустановок з типами системи TN, TT і IT має бути не більшим, ніж унормовано в пункті **1.7.82** цих Правил.

3.1.19 Для вимикання струму перевантаження використовують теплові розчіплювачі автоматичних вимикачів, запобіжники та теплові або електронні реле з контакторами.

3.1.20 Для захисту від ураження електричним струмом людей і свійських тварин унаслідок пошкодження ізоляції застосовують пристрої захисту від надструмів і пристрої, які реагують на диференційний струм. Застосовувати останні потрібно з урахуванням типу системи електроустановки (TN-C, TN-S, IT, TT) відповідно до вимог глави 1.7 цих Правил.

3.1.21 У системі ТТ для кіл, увімкнених на лінійну напругу, виявляти надструми в кожному з провідників не потрібно за одночасного виконання умов:

– у тому самому колі з боку живлення встановлено диференційний захист, призначений для знеструмлення фазних провідників;

– коло електроприймача, яке захищається диференційним захистом, не містить нейтрального робочого провідника, виведеного від штучної нейтралі.

3.1.22 У системах TT і TN-S треба передбачати захист *N*-провідника (виявлення струму КЗ і вимикання) у всіх випадках за винятками:

1) якщо питомий опір *N*-провідника є меншим від питомого опору фазних провідників;

2) одночасного виконання таких умов:

– *N*-провідник захищено від КЗ за допомогою апаратів захисту фазних провідників;

– очікуваний робочий струм *N*-провідника є значно меншим від допустимого тривалого струму цього провідника.

Останню умову, як правило, виконують у разі рівномірного розподілу потужностей електроприймачів між фазами.

3.1.23 У системі IT за наявності *N*-провідника треба передбачати виявлення струму КЗ в *N*-провіднику з дією на вимикання всіх провідників відповідного кола, які перебувають під напругою. Цю вимогу можна не виконувати, якщо:

– *N*-провідник надійно захищено від струму КЗ апаратом захисту з боку живлення;

– електричне коло захищено за допомогою пристрою захисного вимикання, який реагує на залишковий диференційний струм і має струм уставки, не більший ніж 0,15 максимально допустимого струму *N*-провідника. Такий пристрій має вимикати всі провідники, які перебувають під напругою, у тому числі *N*-провідник.

У разі вимикання *N*-провідника він має вимикатися після фазних провідників, а вмикатися одночасно із фазними провідниками або раніше.

ВИМОГИ ДО АПАРАТІВ ЗАХИСТУ

3.1.24 Апарати захисту за своєю комутаційною здатністю мають відповідати максимальному значенню струму КЗ на початку ділянки електричної мережі, яка захищається (див. також главу 1.4 цих Правил).

3.1.25 Допускається встановлювати апарати захисту, які не є стійкими до максимальних значень струму КЗ, якщо апарат, який їх захищає, або найближчий апарат, розташований у напрямку до джерела живлення, забезпечує миттєве вимкнення струму КЗ. За таких обставин необхідно, щоб струми уставок розчіплювачів (відсічок) згаданих апаратів, які діють миттєво, були меншими від струму комутаційної здатності кожного з групи нестійких апаратів, і таке неселективне вимкнення всієї групи апаратів не загрожувало аварією, псуванням дорогого устаткування та матеріалів або розладом складного технологічного процесу.

3.1.26 У разі одностороннього живлення приєднання живильного провідника (кабелю або проводу) до апарата захисту треба виконувати до його нерухомих контактів.

Автоматичні вимикачі та запобіжники пробкового типу треба приєднувати до мережі таким чином, щоб у разі вигвинчування пробки запобіжника (автоматичного вимикача) гвинтова гільза запобіжника (автоматичного вимикача) була знеструмленою.

3.1.27 Кожен апарат захисту повинен мати пояснювальний напис, який вказує значення номінального струму апарата, уставок розчіплювачів чи номінального

струму плавкої вставки, потрібних для мережі (окремої її ділянки), яка ним захищається.

Написи мають наносити: на апарат – підприємство-виробник; на схему, розташовану поблизу місця встановлення апаратів захисту, – підприємство, відповідальне за монтаж (експлуатацію).

3.1.28 Для запобігання помилковим спрацьовуванням апаратів захисту за наявності завад, зумовлених значними за силою струмами перехідних процесів, треба застосовувати апарати з відповідними функціональними характеристиками відповідно до вимог Технічного регламенту з електромагнітної сумісності обладнання.

ВИБІР ЗАХИСТУ

3.1.29 Електричні мережі повинні бути захищеними від надструмів. Кабельні лінії електропередавання і повітряні лінії, виконані СІП, мають бути захищеними від надструмів, викликаних перевантаженням.

3.1.30 Захист від струмів КЗ повинен забезпечувати найменший можливий час вимкнення та вимоги селективності (див. **3.1.17**).

3.1.31 Всередині приміщень повинні бути захищеними від струмів перевантажень:

– освітлювальні мережі в житлових і громадських будівлях, у торгівельних приміщеннях, службово-побутових приміщеннях промислових підприємств;

– мережі для живлення побутових і переносних електроприймачів (прасок, чайників, плиток, кімнатних холодильників, пилососів, пральних і швейних машин, кондиціонерів, комп'ютерів, мікрохвильових печей та іншої побутової техніки);

– силові мережі на промислових підприємствах, у житлових і громадських будівлях, торговельних приміщеннях – лише в разі, якщо за умовами технологічного процесу або за режимом роботи мережі може виникати тривале струмове перевантаження провідників;

– мережі всіх видів у пожежо- і вибухонебезпечних зонах.

3.1.32 У розподільних мережах, які захищають від струмів перевантажень, провідники треба вибирати за найбільшою розрахунковою силою струму. Мережу можна вважати захищеною від струмів перевантажень, якщо одночасно виконано умови:

$$I_B \le I_n \le I_Z, \tag{3.1}$$

$$I_2 \le k \cdot I_Z \tag{3.2}$$

де I_B – найбільша розрахункова сила струму навантаження, А;

I_n – номінальна сила струму апарата захисту, А (для апаратів захисту з регульованими характеристиками номінальною силою струму є сила струму обраної уставки);

I_Z – тривало допустима сила струму кабелю (проводу), А;

I_2 – сила струму, яка забезпечує надійне спрацювання апарата захисту, А;

k – коефіцієнт: $k = 1{,}45$ – у разі захисту мережі плавкими запобіжниками; $k = 1{,}3$ – у разі захисту мережі автоматичними вимикачами з тепловими розчіплювачами; $k = 1{,}15$ – у разі захисту мережі автоматичними вимикачами з електронними розчіплювачами.

МІСЦЯ ВСТАНОВЛЕННЯ АПАРАТІВ ЗАХИСТУ

3.1.33 Апарати захисту треба розташовувати в доступних для обслуговування місцях таким чином, щоб унеможливити їх механічні пошкодження. При цьому установлювати апарати треба так, щоб під час операцій з ними або під час їх автоматичного вимкнення було усунуто небезпеку для обслуговуючого персоналу та можливість пошкодження оточуючих предметів.

Апарати захисту з відкритими струмовідними частинами мають бути доступними для обслуговування лише спеціально підготовленими електротехнічними працівниками.

Апарати захисту треба, як правило, встановлювати безпосередньо в місцях приєднання захищуваних провідників до мережі.

3.1.34 Апарати захисту від струмів перевантаження треба установлювати, як правило, у місцях мережі, де зменшення перерізу (зміни матеріалу струмовідної жили, конструкції провідників або способу їх прокладання) викликає зменшення тривало допустимих струмів.

Дозволено встановлювати апарати захисту від струмів перевантаження за місцем зменшення перерізу (зміни матеріалу струмовідної жили, конструкції провідників та способу прокладання) провідників у напрямку передавання енергії, якщо на цій ділянці відсутні відгалуження (у тому числі до штепсельних розеток) енергії за таких умов:

– ділянку електропроводки захищено від струмів КЗ відповідно до **3.1.30**;

– довжина ділянки не перевищує 3 м, а проводку не розташовано поблизу горючих матеріалів і ризик виникнення КЗ на цій ділянці відсутній.

Провідники на зазначеній ділянці можуть мати переріз менший, ніж переріз провідників живильної лінії, але не менший ніж переріз провідників за апаратом захисту.

3.1.35 Для відгалужень, які виконують у важкодоступних місцях (наприклад, на великій висоті), апарати захисту дозволено встановлювати на відстані до 30 м від точки відгалуження в зручному для обслуговування місці (на вводі до розподільного пункту, у пусковому пристрої електроприймача тощо). При цьому переріз провідників відгалуження має бути не меншим від перерізу, який визначають розрахунковим струмом, але має забезпечувати не менше ніж 10 % пропускної здатності захищеної ділянки лінії до відгалуження. Провідники відгалуження в зазначених випадках потрібно прокладати в разі горючих зовнішніх оболонок або ізоляції провідників – у трубах, металорукавах або коробах; у решті випадків (крім кабельних споруд, пожежонебезпечних і вибухонебезпечних зон) – відкрито по будівельних конструкціях за умови їх захисту від можливих механічних пошкоджень.

3.1.36 У мережах (за винятком вибухо- і пожежонебезпечних зон) апарати захисту від перевантаження дозволено не встановлювати:

– на ділянках мережі, де змінюються переріз, матеріал або спосіб прокладання провідників, якщо ці ділянки захищено від перевантаження захистом, установленим перед цією ділянкою;

– на ділянках, де не може протікати струм перевантаження за умови, що ділянку захищено від струмів КЗ відповідно до **3.1.30**;

– у мережах телекомунікацій, управління, сигналізації тощо.

У електричних колах, у разі вимикання яких може створюватися небезпека (кола живлення пожежних насосів, вентиляторів, які запобігають утворенню

вибухонебезпечних сумішей, механізмів власних потреб електростанцій, вантажопідйомних електромагнітів, кола збудження електричних машин, вторинні кола трансформаторів струму тощо), треба встановлювати, як правило, не апарати захисту від перевантажень, а пристрої аварійної сигналізації.

3.1.37 Апарати захисту від струмів КЗ треба установлювати, як правило, у місцях мережі, де зміна перерізу струмовідної жили (матеріалу, способу прокладання) викликає зменшення тривало допустимих струмів.

Дозволено встановлювати апарати захисту від струмів КЗ за місцем зменшення перерізу (матеріалу, способу прокладання) провідників у напрямку передавання енергії у випадках:

– на цій ділянці відсутні відгалуження (у тому числі до штепсельних розеток), довжина ділянки не перевищує 3 м, а проводку не розташовано поблизу горючих матеріалів і ризик виникнення КЗ на цій ділянці відсутній;

– апарати захисту від струмів КЗ, які встановлено до такої ділянки, надійно захищають ділянку із зменшеним тривало допустимим струмом.

Апарати захисту від струмів КЗ дозволено не встановлювати:

– у колах живлення панелей і шаф захисту, обладнаних власним захистом від струмів КЗ;

– у колах, у разі вимикання яких може створюватися небезпека (кола живлення пожежних насосів, вентиляторів, які запобігають утворенню вибухонебезпечних сумішей, механізмів власних потреб електростанцій, вантажопідйомних електромагнітів, кола збудження електричних машин, вторинні кола трансформаторів струму тощо);

– у колах живлення електроустановок, якщо проводку не розташовано поблизу горючих матеріалів і ризик виникнення КЗ на цій ділянці відсутній.

Один і той самий апарат захисту від струмів КЗ може бути використано для захисту декількох паралельних провідників за умови, що характеристики апарата погоджено з допустимими струмами цих провідників згідно з **3.1.30**.

3.1.38 У разі захисту мережі із системою заземлення TN-C запобіжниками останні треба встановлювати на всіх нормально незаземлених провідниках. Установлювати запобіжники в *PEN*-провідниках заборонено.

3.1.39 Апарати захисту дозволено не встановлювати (якщо це доцільно за умовами експлуатації) у місцях:

– відгалуження провідників від шин розподільного щита до апаратів, установлених у тому самому щиті (при цьому провідники треба вибирати за розрахунковим струмом відгалуження);

– зменшення перерізу живильної лінії по її довжині і на відгалуженнях від неї, якщо захистом попередньої ділянки лінії захищається ділянка зі зменшеним перерізом провідників або якщо незахищені ділянки лінії чи відгалуження від неї виконано провідниками, вибраними з перерізом, не меншим ніж половина перерізу провідників захищеної ділянки лінії;

– відгалуження від лінії живлення до силових електроприймачів, побутових електроприладів і світильників, якщо лінія, яка їх живить, захищається апаратом з уставкою не більшою ніж 25 А;

– відгалуження провідників від лінії живлення кіл вимірювань, керування і сигналізації, якщо ці провідники не виходять за межі відповідних машини чи щита або якщо виходять за їх межі, але електропроводку виконано в негорючих трубах або вона має негорючу оболонку.

БІБЛІОГРАФІЯ

1 IEC 60364-1:2005 Low-voltage electrical installations. Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions (Електроустановки низьковольтні. Частина 1: Основні положення, оцінка загальних характеристик, терміни та визначення).

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 12 квітня 2016 р. № 252

ГЛАВА 3.2
РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

3.2.1 Ця глава Правил поширюється на пристрої релейного захисту елементів електричної частини енергосистем, промислових та інших електроустановок напругою, вищою ніж 1 кВ: генераторів, трансформаторів (автотрансформаторів), блоків генератор-трансформатор, ліній електропередавання, шин і синхронних компенсаторів.

Захист усіх електроустановок напругою, вищою ніж 750 кВ, кабельних ліній напругою, вищою ніж 35 кВ, а також передавання постійного струму в цій главі Правил не розглядається.

Вимоги до захисту електричних мереж напругою до 1 кВ, електродвигунів, конденсаторних установок наведено відповідно в главах 3.1, 5.3 і 5.6 цих Правил. Вимоги до автоматики, телемеханіки та кіл керування електроустановками наведено відповідно в главах 3.3 і 3.4 цих Правил.

Пристрої релейного захисту елементів електроустановок, не розглянуті в цій та інших главах, треба виконувати відповідно до загальних вимог цієї глави з урахуванням вимог ГКД 341.004.001.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ IEC/TR 61850-1:2013 Комунікаційні мережі та системи на підстанціях. Частина 1. Вступ і огляд

СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-88:2013 (НАПБ В.01.056-2013/111) Правила будови електроустановок. Пожежна безпека електроустановок. Інструкція

НПАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок

ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила

ГКД 34.35.501-93 Пристрої релейного захисту і електроавтоматики енергосистем. Інструкція з обслуговування для оперативного персоналу

ГКД 34.35.603-95 Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту та електроавтоматики електричних мереж 0,4–35 кВ. Правила

ГКД 34.35.604-96 Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування і сигналізації електростанцій та підстанцій 110 кВ–750 кВ. Правила

ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6–750 кВ

СОУ-Н ЕЕ 35.514:2007 Технічне обслуговування мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електростанцій і підстанцій від 0,4 кВ до 750 кВ

СОУ-Н МПЕ 40.1.35.301:2004 Перевірка трансформаторів струму, які використовуються в схемах релейного захисту. Інструкція

РД 34.35.302-90 Типова інструкція з організації та виконання робіт в пристроях релейного захисту і електроавтоматики електростанцій і підстанцій.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, використані в цій главі, та визначення позначених ними понять:

ближнє резервування

Комплекс заходів з релейного захисту в межах захищуваної електроустановки (або її частини), який передбачає незалежну дію іншого захисту за усіх видів *короткого замикання* (КЗ) в *зоні захисту* за *рахунок* незалежного його живлення по колах струму, колах напруги, колах оперативного струму, у тому числі з використанням двох груп електромагнітів вимкнення вимикача (за наявності). Пристрій резервування відмови вимикача (ПРВВ) є елементом ближнього резервування в разі відмови вимикача з метою локалізації пошкодження на об'єкті

вибірник регулювання під напругою (РПН)

Елемент пристрою РПН, який забезпечує вибір відгалуження на регулювальній обмотці з переходом на інше відгалуження без комутації струму

дальнє резервування

Комплекс заходів з релейного захисту, який забезпечує дію захистів суміжних приєднань у разі відмови в ліквідації КЗ захистів електроустановки, у тому числі з урахуванням дії ПРВВ

дублюючий захист

Захист, який має однаковий принцип дії з основним і, як правило, однакові технічні характеристики та зону захисту, а також вихідні дії із забезпеченням необхідної чутливості, селективності та швидкодії

захист з телеприскоренням

Резервний захист, де принаймні один ступінь захисту (дистанційного або/та струмового) має прискорення дії до 0 с (або мінімальної витримки часу 50–100 мс) у разі приймання дозвільного сигналу або неприймання блокуючого сигналу з протилежного кінця лінії

канальна апаратура передавання команд (РЗА і ПА)

Спеціальна апаратура підвищеної надійності функціонування, призначена для передавання команд телевимкнення (або дозвільних команд) релейного захисту та протиаварійної автоматики по високочастотних каналах повітряних ліній електропередавання, кабельних лініях зв'язку або волоконно-оптичній лінії зв'язку (ВОЛЗ); може бути суміщеною з апаратурою зв'язку та телемеханіки або функціонувати окремо

компенсаційний реактор

Реактор, з увімкненням якого в нейтраль шунтувального реактора повітряної лінії (ПЛ) 750 кВ або 500 кВ утворюється схема чотирипроменевого реактора, яка забезпечує зменшення струму підживлення дуги в місці КЗ за рахунок компенсації

міжфазних ємностей лінії. Вводиться в роботу у повнофазному реакторному режимі ПЛ, як правило, автоматикою на час безструмової паузи однофазного автоматичного повторного ввімкнення (ОАПВ) з метою полегшення умов погасання дуги за однофазних КЗ на лінії

контактор РПН

Елемент пристрою регулювання під напругою, який забезпечує комутацію кола з робочим струмом РПН через струмообмежувальний реактор або резистори

основний захист

Захист, що забезпечує селективну дію за усіх видів КЗ, які можуть виникати в електроустановці або приєднанні без витримки часу (або з незначною витримкою) в межах цієї електроустановки або приєднання. Для електроустановок з двостороннім або багатостороннім живленням використовують захист з абсолютною селективністю

резервний захист

Захист, що виконує резервну дію, як правило, з витримкою часу за всіх видів КЗ, які можуть виникати в електроустановці або приєднанні у разі відмови основних захистів, а також на суміжних приєднаннях з метою забезпечення дальнього резервування. Як резервні використовують, як правило, ступінчасті захисти від міжфазних КЗ і КЗ на землю

селективність

Здатність захисту діяти з необхідною витримкою часу (або без витримки часу) в межах своєї зони захисту та не допускати попередньої дії у разі КЗ на суміжних приєднаннях (до ліквідації КЗ дією захистів цих приєднань)

чутливість

Забезпечення дії релейного захисту в межах своєї зони захисту з урахуванням усіх можливих режимів електричної мережі, навантажень і перехідних опорів у місці КЗ. Чутливість визначають за коефіцієнтом чутливості, який вказує на запас по параметру спрацювання в мінімальному режимі відносно уставки цього параметра для захисту

швидкодійний захист

Релейний захист, час дії якого, як правило, не перевищує 0,2 с.

ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

У цій главі Правил використано такі скорочення:

АВР – автоматичне ввімкнення резерву;

АГП – автоматичне гасіння поля;

АЕС – атомна електрична станція;

АПВ – автоматичне повторне ввімкнення;

АСЗІ – автоматизована система збору інформації;

АСДУ – автоматизована система диспетчерського управління;

АСУТП – автоматизована система управління технологічними процесами;

ВН – висока напруга;

ВОЛЗ – волоконно-оптична лінія зв'язку;

ВП – власні потреби;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВЧ – висока частота;
ДФЗ – диференційно-фазний захист;
КЗ – коротке замикання;
КІВ – контроль ізоляції вводів;
КР – компенсаційний реактор;
МПРЗА – мікропроцесорний пристрій релейний захисту та автоматики;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
НН – низька напруга;
ОАПВ – однофазне АПВ;
ПА – протиаварійна автоматика;
ПЛ – повітряна лінія електропередавання;
ПРВВ – пристрій резервування відмови вимикача;
РЗА – релейний захист і автоматика;
РПН – регулювання під напругою;
СЗНП – струмовий захист нульової послідовності;
СН – середня напруга;
ТН – трансформатор напруги;
ТПР – трансформатор поперечного регулювання;
ТС – трансформатор струму.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

3.2.2 Електроустановки мають бути обладнаними пристроями релейного захисту, призначеними для:

– автоматичного вимкнення пошкодженого елемента від непошкодженої частини електричної системи (електроустановки);

– реагування та усування небезпечних, ненормальних режимів роботи елементів електричної системи (наприклад, перевантаження по струму або потужності, підвищення напруги в обмотці статора генератора тощо).

Допускається робота релейного захисту з дією на сигнал в окремих обґрунтованих випадках, якщо пошкодження не порушує роботи електричної системи, режиму роботи або умов експлуатації електроустановки, та в разі відсутності небезпеки для людей і навколишнього середовища.

Запроектовані пристрої релейного захисту і автоматики в частині безпеки повинні забезпечувати вимоги НАПБ В.01.056 і НПАОП 1.1.10-1.01-01.

3.2.3 З метою здешевлення електроустановок замість автоматичних вимикачів та релейного захисту допускається застосовувати запобіжники або відкриті плавкі вставки, якщо вони:

– забезпечують необхідну селективність і чутливість;

– не перешкоджають застосуванню автоматики (автоматичне повторне ввімкнення – АПВ, автоматичне ввімкнення резерву – АВР тощо), необхідної за умовами роботи електроустановки.

Під час використання запобіжників або відкритих плавких вставок залежно від рівня несиметрії в неповнофазному режимі та характеру навантаження, яке живиться, потрібно розглядати необхідність установлення на приймальній підстанції захисту від неповнофазного режиму.

3.2.4 Пристрої релейного захисту мають забезпечувати найменший можливий час вимкнення КЗ з метою збереження стійкої та безперебійної роботи непошкоджених елементів енергосистеми, а також обмеження обсягів і масштабів пошкодження.

Під час проектування нових об'єктів та реконструкції діючих потрібно враховувати призначення та умови експлуатації енергооб'єкта, вимоги до створення системи автоматичного або автоматизованого дистанційного управління. При цьому рекомендовано використовувати мікропроцесорні пристрої РЗА (МПРЗА), які забезпечують комплексне вирішення питань захисту, автоматики, визначення місця пошкодження на лініях, реєстрації аварійних подій, управління та моніторингу, мають більшу інформативність і здатність інтегруватися в АСУТП та АСДУ. МПРЗА мають кращі характеристики спрацювання та можливість реалізації декількох наборів уставок, які треба вводити в роботу оперативно або автоматично для адаптації їх відповідно до режиму мережі чи стану пристроїв РЗА. Проектовані пристрої та обладнання РЗА повинні відповідати вимогам з електромагнітної сумісності та електромагнітних обставин.

3.2.5 Релейний захист, який діє на вимкнення, як правило, має забезпечувати селективність дії з тим, щоб у разі пошкодження будь-якого елемента електроустановки вимикався тільки цей пошкоджений елемент.

Допускається неселективна дія захисту (яка виправляється подальшою дією АПВ або АВР):

– для забезпечення, якщо це необхідно, прискорення вимкнення КЗ (див. **3.2.4**);

– у разі використання на діючих об'єктах спрощених головних електричних схем з відділювачами в колах ліній або трансформаторів, які вимикають пошкоджений елемент у безструмову паузу. Треба приймати до уваги, що згідно з **4.2.214** цих Правил на підстанціях нового будівництва заборонено установлювати короткозамикачі з відділювачами (потрібно передбачати їх заміну під час реконструкції підстанції).

3.2.6 Пристрої релейного захисту з витримками часу, які забезпечують селективність дії, допускається застосовувати, якщо:

– у разі вимкнення КЗ із витримками часу забезпечується виконання вимог **3.2.4**;

– релейний захист діє як резервний (див. **3.2.15**).

3.2.7 Надійність функціонування релейного захисту (спрацювання за появи умов на спрацювання і неспрацювання за їх відсутності) має бути забезпечено застосуванням пристроїв, які за своїми параметрами та алгоритмом дії відповідають вимогам щодо їх призначення, сертифіковані в Україні для використання в електроустановках відповідного класу напруги, а також належним обслуговуванням цих пристроїв.

За необхідності потрібно використовувати спеціальні заходи підвищення надійності функціонування, зокрема апаратне та схемне резервування (наприклад, у мікропроцесорних пристроях за рахунок використання додаткових програмно-функціональних модулів з іншими алгоритмами спрацювання та, за можливості, іншими принципами дії), забезпеченням самодіагностики пристроїв РЗА, безперервного або періодичного контролю стану тощо. При виборі типів пристроїв РЗА, їх розміщення та уставок спрацювання треба враховувати ймовірність помилкових дій обслуговуючого персоналу під час проведення операцій з релейним захистом.

Склад і побудова релейного захисту та автоматики устаткування мережі 110 кВ і вище мають забезпечувати збереження функцій захисту цього устаткування мережі від усіх видів пошкоджень у разі виведення з роботи одного з пристроїв з будь-якої причини. При цьому потреба у виведенні устаткування з роботи не повинна виникати. Зазначену вимогу треба виконувати з урахуванням **3.2.14, 3.2.15, 3.2.56, 3.2.57, 3.2.62, 3.2.66, 3.2.124, 3.2.126–3.2.132, 3.2.135, 3.2.145.**

3.2.8 За наявності релейного захисту, який має кола напруги, необхідно передбачати функції або пристрої:

– які автоматично виводять релейний захист із дії в разі вимкнення автоматичних вимикачів, перегорання запобіжників та інших порушень кіл напруги (якщо ці порушення можуть призвести до помилкового спрацьовування захисту в нормальному режимі роботи приєднання) та сигналізують про порушення цих кіл; якщо несправність кіл змінної напруги зумовлює втрату набору захистів від усіх видів КЗ, то за відсутності резервних або дублюючих захистів дія таких функцій або пристроїв може супроводжуватися автоматичним або оперативним введенням у роботу аварійних струмових захистів, навіть якщо вони неселективні;

– які сигналізують про порушення кіл напруги, якщо ці порушення не призводять до помилкового спрацювання захисту в умовах нормального режиму, але можуть призвести до зайвого спрацювання в інших умовах (наприклад, у разі КЗ поза зоною дії).

3.2.9 Під час настроювання швидкодійного релейного захисту на лініях електропередавання з трубчастими розрядниками необхідно враховувати, що:

– найменший час спрацювання релейного захисту до моменту подання сигналу на вимкнення має бути більшим ніж час одноразового спрацювання розрядників (приблизно 0,06–0,08 с);

– пускові органи захисту, які спрацьовують від імпульсу струму розрядників, повинні мати якнайменший час повернення (приблизно 0,01 с від моменту зникнення імпульсу).

Захист кабельних ліній 110 кВ і вище треба виконувати з урахуванням таких факторів:

– швидкодія захистів з урахуванням часу дії ПРВВ, у разі можливої відмови вимикачів, має забезпечувати термічну стійкість кабелю під час протікання максимальних струмів КЗ;

– під час прийняття технічних рішень з релейного захисту необхідно враховувати, чи є лінія змішаною (кабельно-повітряною) чи чисто кабельною, довжину кабельної лінії, технічні характеристики кабелю та прийняті рішення при його прокладенні;

– треба враховувати особливості характеристик та улаштування кабельних ліній, а саме: малі значення питомого активного опору; великі значення питомих ємнісних провідностей; ускладнення організації ВЧ оброблення, що часто унеможливлює організацію ВЧ трактів і використання ВЧ захистів; недоцільність використання АПВ тощо.

3.2.10 Для релейних захистів з витримками часу в кожному конкретному випадку потрібно розглядати доцільність забезпечення дії захисту у разі КЗ від початкового значення струму або опору для унеможливлення відмов спрацювання захисту (через загасання струмів КЗ у часі, в результаті виникнення коливань, появи і збільшення опору дуги в місці пошкодження тощо).

3.2.11 Захисти в електричних мережах 110 кВ та вище повинні мати пристрої, які блокують їхню дію під час коливань або асинхронного ходу, якщо в згаданих

мережах можливі такі коливання або асинхронний хід, які призведуть до зайвої роботи захистів.

Допускається виконувати захист без блокування під час коливань, якщо захист налаштовано за часом спрацьовування від коливань (витримка часу захисту – від 1,5–3,5 с, уточнюється за результатами розрахунків стійкості).

3.2.12 Дію релейного захисту та його несправність треба фіксувати вказівними (сигнальними) реле, вбудованими в реле покажчиками спрацювання, шляхом застосування світлодіодної індикації захистів, внутрішніми та зовнішніми реєстраторами аварійних подій або іншими пристроями, які дають змогу забезпечувати облік, аналіз роботи, оперативне керування та експлуатацію захистів. Зазначені сигнальні реле та пристрої повинні мати дію на звукову та світлову попереджувальну сигналізацію і аварійну сигналізацію.

За обґрунтуванням щодо надійності допускається використовувати окремі цифрові пристрої сигналізації, які суміщають у собі функції вказівних (сигнальних) реле, реєстраторів аварійних подій, елементів світлодіодної індикації захистів і центральної сигналізації.

3.2.13 Пристрої, які фіксують дію релейного захисту або його несправність, мають забезпечувати сигналізацію дії або несправності кожного захисту, а в разі складного захисту – окремих його частин (різні ступені захистів, окремі функціональні блоки або кола захистів від різних видів пошкодження тощо) у тій мірі, яка є необхідною для швидкого та однозначного розуміння оперативним персоналом події, що сталася, а також для обліку і аналізу роботи захистів.

Для мікропроцесорних захистів інформація про їх спрацювання або несправності має зберігатися у внутрішній пам'яті пристроїв у вигляді упорядкованих за часом повідомлень і реєстрограм з можливістю їх передавання в локальну обчислювальну мережу за допомогою вбудованих інтерфейсів з підтримкою стандартних протоколів передавання даних. Обсяг подій і сигналів, які фіксують внутрішні реєстратори, має бути мінімально необхідним для конкретизації обставин події, а також для з'ясування причин хибної дії кожної функції пристрою.

На енергооб'єктах зі значною кількістю приєднань, обладнаних мікропроцесорними захистами, необхідно передбачати автоматизовану систему збору інформації (АСЗІ) від мікропроцесорних пристроїв РЗА. АСЗІ може функціонувати окремо із забезпеченням передавання інформації на верхні рівні ієрархії оперативно-диспетчерського управління або бути підсистемою у складі АСУТП.

За наявності на енергооб'єкті АСУТП усі пристрої РЗА мають бути інтегрованими в цю систему на інформаційному рівні, а пристрої РЗА, які забезпечують керування комутаційними апаратами, мають виконувати функції нижнього рівня АСУТП, з підключенням їх до локальної мережі згідно із ДСТУ IEC/TR 61850-1 або з підтримкою іншого стандартного протоколу за умови належного обґрунтування.

3.2.14 На кожному з елементів електроустановки треба передбачати основний захист, призначений для його селективної дії в разі пошкодження в межах всього елемента, який захищається, з часом, меншим ніж у інших встановлених на цьому елементі захистів.

3.2.15 Для дії в разі відмов захистів або вимикачів потрібно передбачати резервний захист, призначений для забезпечення дальнього резервування.

Якщо дальнє резервування не забезпечується або забезпечується з недопустимими для устаткування великими витримками часу, то необхідно передбачати попередню дію ділильних захистів на розділення мережі (вимкненням секційних або шиноз'єднувальних вимикачів тощо) або забезпечувати постійне розділення мережі, якщо це допустимо за режимом.

За неможливості забезпечення дальнього резервування потрібно передбачати ближнє резервування з використанням основного та резервного захистів або дублюючих комплектів. За цих умов ближнє резервування передбачає використання окремих захистів як резервних, що мають незалежне живлення по оперативному струму, струмових колах змінного струму та по колах змінної напруги (за наявності такої можливості) і діють на резервні (другі) електромагніти вимкнення вимикачів.

Резервні (дублюючі) захисти треба, як правило, розміщувати на окремій панелі (шафі) відносно основного захисту. Для ПЛ 110 кВ і вище, генераторів і трансформаторів 6 кВ і вище розділення є обов'язковим. За належного обґрунтування резервний захист може мати аналогічні з основним захистом характеристики та алгоритм спрацювання. Наявність у МПРЗА поряд з функціями основних захистів функцій резервних захистів не забезпечує резервування дії захистів за умовами ближнього резервування.

Якщо основний захист елемента має абсолютну селективність (наприклад, високочастотний захист, поздовжній і поперечний диференціальні захисти), то на цьому елементі має бути встановлено резервний захист, який виконує функції не лише дальнього, а й ближнього резервування, тобто такого, що діє в разі відмови основного захисту цього елемента або виведення його з роботи.

Якщо основний захист ПЛ 110–220 кВ має відносну селективність (наприклад, ступінчасті захисти з витримками часу) або є комбінованим з функціями диференціального та ступінчастих захистів, то:

– окремий резервний захист допускається не передбачати за умови, що дальня резервна дія захистів суміжних елементів мережі в разі КЗ на цій ПЛ забезпечується;

– треба передбачати заходи щодо забезпечення ближнього резервування, якщо дальнє резервування в разі КЗ на цій ПЛ не забезпечується.

3.2.16 Для ПЛ 500–750 кВ з шунтувальними реакторами на час їхньої роботи з неповним числом фаз реакторів (з однієї або обох сторін ПЛ) треба передбачати заходи в РЗА і ПА щодо забезпечення програмованого вимкнення фаз ПЛ (випереджувальне вимкнення пошкодженої фази) за однофазних КЗ для зниження рівня комутаційних перенапруг.

3.2.17 Для ПЛ 35 кВ і вище для підвищення надійності відключення пошкодження на початку ПЛ як додатковий захист необхідно передбачати струмову відсічку без витримки часу за умови виконання вимог **3.2.27**.

3.2.18 Якщо повне забезпечення дальнього резервування пов'язано зі значним ускладненням захисту або є технічно неможливим, допускається:

– не резервувати вимкнення КЗ за трансформаторами, на реактованих ПЛ, ПЛ 110 кВ і вище за наявності ближнього резервування, у кінці довгої суміжної ділянки ПЛ 6–35 кВ;

– мати дальнє резервування лише для тих видів пошкоджень, які мають найбільшу вірогідність виникнення на устаткуванні даної мережі без урахування нечастих режимів роботи і з урахуванням каскадної дії захистів;

– передбачати неселективну дію захисту в разі КЗ на суміжних елементах (за дальньої резервної дії) з можливістю знеструмлення в окремих випадках підстанцій; за цих умов потрібно по можливості забезпечувати виправлення цих неселективних вимкнень дією АПВ або АВР.

3.2.19 Пристрої резервування відмови вимикачів (ПРВВ) треба передбачати в електроустановках 110–750 кВ; при цьому за наявності дубльованих мікропроцесорних пристроїв автоматики вимикачів функцію ПРВВ необхідно використовувати в кожному з них. В електроустановках 110 кВ і вище в разі використання одного мікропроцесорного пристрою автоматики вимикача рекомендовано дублювати функції ПРВВ, використовуючи мікропроцесорні пристрої захистів приєднань або диференціального захисту шин. Рекомендовано також застосовувати децентралізовані ПРВВ, тобто ПРВВ окремих вимикачів, резервній дії яких передує перевірка справного стану вимикача шляхом дії на його відключення.

Також можна застосовувати ПРВВ у МПРЗА приєднань 6–35 кВ у разі технічної доцільності їх використання порівняно з резервною дією максимального струмового захисту з боку живлення.

Допускається не передбачати ПРВВ в електроустановках 110–220 кВ з простими схемами первинних з'єднань за дотримання таких умов:

– якщо забезпечуються необхідна чутливість і допустимий за умовами стійкості час вимкнення від пристроїв дальнього резервування;

– якщо в разі дії резервних захистів немає втрати додаткових елементів через вимкнення вимикачів, які безпосередньо не пов'язано з вимикачем, що відмовив (наприклад, відсутні секціоновані шини, лінії з відгалуженням).

На електростанціях для запобігання пошкодженню генераторів у разі відмови генераторних або блочних вимикачів необхідно передбачати ПРВВ незалежно від інших умов.

У разі відмови одного з вимикачів пошкодженого елемента електроустановки (ПЛ, трансформатор, блок генератор-трансформатор, шини) ПРВВ має діяти на вимкнення вимикачів, суміжних з тим, який відмовив, із забороною АПВ. Питання заборони АПВ у разі пошкоджень з відмовою вимикачів ПЛ 110–220 кВ треба вирішувати індивідуально з міркувань оцінювання збитків від знеструмлення відповідальних споживачів через неправильну роботу ПРВВ і збитків від повторного подавання напруги на приєднання, вимикач якого призвів до спрацювання ПРВВ.

На енергоблоках, де встановлено вимикачі в колах генераторної напруги, у разі відмови цих вимикачів ПРВВ має діяти на вимкнення вимикачів ВН блока.

Якщо захисти приєднано до виносних трансформаторів струму, то ПРВВ має діяти і в разі КЗ у зоні між цими трансформаторами струму і вимикачем.

Допускається застосовувати спрощені ПРВВ, які діють у разі КЗ з відмовами вимикачів не на всіх елементах (наприклад, лише в разі КЗ на ПЛ); за напруги 35–220 кВ, крім того, допускається застосовувати пристрої, які діють лише на вимкнення шиноз'єднувального (секційного) вимикача.

За наявності двох електромагнітів вимкнення вимикача дію захистів через ПРВВ треба передбачати на обидва електромагніти.

3.2.20 Під час проектування МПРЗА має бути опрацьовано питання електромагнітних обставин на об'єкті проектування та електромагнітної сумісності запроектованих пристроїв. Схеми підключення вторинних кіл до дискретних входів

МПРЗА мають забезпечувати надійне функціонування пристроїв у разі виникнення комутаційних та електромагнітних завад (у тому числі при розтіканні струму по контуру заземлення) та роботу пристроїв контролю ізоляції мережі постійного струму в разі замикань на землю в даних колах з урахуванням **3.4.55**.

Кола керування дискретними входами МПРЗА треба будувати таким чином, щоб у режимі очікування спрацьовування було виконано такі умови:

– для мінімізації споживання потужності навантажувальними резисторами з мережі постійного струму кількість дискретних входів, які постійно перебувають під напругою, має бути мінімальною;

– для унеможливлення самовільної зміни режиму роботи пристроїв унаслідок зникнення електричного контакту в колах дискретних входів, які відповідають за введення функцій, набір захистів або уставок у нормальному режимі роботи мають бути активними за рівня керуючого сигналу «логічний нуль». Входи, які відповідають за функції, режим роботи яких є нетривалим (прискорення, аварійні захисти тощо), повинні бути активованими «логічною одиницею».

Під час виконання резервного захисту елемента у вигляді окремого комплекту його треба здійснювати, як правило, таким чином, щоб було забезпечено можливість окремої перевірки або ремонту основного чи резервного захисту в разі працюючого елемента. При цьому основний і резервний захисти треба виконувати з урахуванням умов ближнього резервування згідно з **3.2.15**.

3.2.21 Оцінювати чутливість основних типів релейних захистів треба за допомогою коефіцієнта чутливості, який визначають:

– для захистів, які реагують на величини, які зростають в умовах пошкоджень, – як відношення розрахункових значень цих величин (наприклад, струму або напруги) у разі металевого КЗ у межах зони, яка захищається, до параметрів спрацювання захистів;

– для захистів, які реагують на величини, зменшувані в умовах пошкоджень, – як відношення параметрів спрацювання до розрахункових значень цих величин (наприклад, напруги або опору) в разі металевого КЗ у межах зони, що захищається.

Розрахункові значення величин треба установлювати виходячи з найбільш важких видів пошкодження, але для реально можливого режиму роботи електричної системи.

3.2.22 Під час оцінювання чутливості основних захистів необхідно виходити з того, що треба забезпечувати такі найменші коефіцієнти їх чутливості:

1) максимальні струмові захисти з пуском і без пуску за напругою (направлені і ненаправлені), а також струмові одноступінчасті (направлені і ненаправлені) захисти, увімкнені на складові зворотної або нульової послідовностей:

– для органів струму і напруги – приблизно 1,5;

– для органу напрямку потужності зворотної та нульової послідовності – приблизно 2,0 за потужністю і приблизно 1,5 за струмом і напругою;

– для органу напрямку потужності, увімкненого на повний струм і напругу, – не нормується за потужністю і приблизно 1,5 за струмом.

Для максимальних струмових захистів трансформаторів з нижчою напругою 0,23–0,4 кВ найменший коефіцієнт чутливості може бути приблизно 1,5;

2) ступінчасті захисти струму або струму і напруги (направлені і ненаправлені), увімкнуті на повні струми і напругу або на складові нульової послідовності:

– для органів струму і напруги ступеня захисту, призначеного для дії в разі КЗ у кінці захищуваної ділянки без урахування резервної дії, – приблизно 1,5, а за наявності селективного резервного ступеня, який надійно діє, – приблизно 1,3; за наявності на протилежному кінці лінії окремого захисту шин відповідні коефіцієнти чутливості (приблизно 1,5 і приблизно 1,3) для ступеня захисту нульової послідовності допускається забезпечувати в режимі каскадного вимикання;

– для органів напрямку потужності нульової та зворотної послідовності – приблизно 2,0 за потужністю і приблизно 1,5 за струмом і напругою;

– для органу напрямку потужності, увімкнутого на повний струм і напругу, – не нормується за потужністю і приблизно 1,5 за струмом;

3) дистанційні захисти від багатофазних та однофазних КЗ:

– для пускового органу будь-якого типу і дистанційного органу третього ступеня – приблизно 1,5;

– для дистанційного органу другого ступеня, призначеного для дії в разі КЗ у кінці захищуваної ділянки без урахування резервної дії, – приблизно 1,5, а за наявності третього ступеня захисту – приблизно 1,25; для зазначеного органу коефіцієнт чутливості щодо струму має бути приблизно 1,3 (щодо струму точної роботи) в разі пошкодження в тій самій точці;

4) поздовжні диференціальні захисти генераторів, трансформаторів, ліній та інших елементів, а також повний диференціальний захист шин – приблизно 2,0; для струмового пускового органу неповного диференціального дистанційного захисту шин генераторної напруги коефіцієнт чутливості має бути приблизно 2,0, а для першого ступеня неповного диференціального струмового захисту шин генераторної напруги, виконаного у вигляді відсічки, – приблизно 1,5 (у разі КЗ на шинах).

Для диференціального захисту генераторів і трансформаторів чутливість треба перевіряти в разі КЗ на виводах. При цьому незалежно від значень коефіцієнта чутливості для гідрогенераторів і турбогенераторів з безпосереднім охолодженням провідників обмоток струм спрацювання захисту треба приймати меншим за номінальний струм генератора (див. **3.2.37**). Для автотрансформаторів і підвищувальних трансформаторів потужністю 63 МВ • А і більше струм спрацювання без урахування гальмування рекомендовано приймати меншим від номінального (для автотрансформаторів – меншим від струму, який відповідає типовій потужності). Для решти трансформаторів потужністю 25 МВ • А і більше струм спрацювання без урахування гальмування рекомендовано приймати не більшим ніж 1,5 номінального струму трансформатора.

Допускається знижувати коефіцієнт чутливості для диференціального захисту трансформатора або блока генератор-трансформатор до значення приблизно 1,5 у таких випадках (у яких забезпечення коефіцієнта чутливості приблизно 2,0 пов'язано із значним ускладненням захисту або є технічно неможливим):

– у разі КЗ на виводах низької напруги (НН) понижувальних трансформаторів потужністю, меншою ніж 80 МВ • А (визначають з урахуванням регулювання напруги);

– на понижувальних трансформаторах із живленням лише з боку високої напруги (ВН) або в режимі увімкнення трансформатора під напругу, а також для короткочасних режимів роботи з одностороннім живленням інших трансформаторів (наприклад, у разі вимкнення однієї із сторін живлення).

Для режиму подання напруги на пошкоджені шини вмиканням одного з живильних елементів коефіцієнт чутливості для диференціального захисту шин допускається знижувати до значення приблизно 1,5.

Зазначений коефіцієнт 1,5 стосується також диференціального захисту трансформатора в разі КЗ за реактором, який установлено на стороні НН трансформатора і який входить до зони його диференціального захисту. За наявності інших захистів, які охоплюють реактор і задовольняють вимоги чутливості в разі КЗ за реактором, коефіцієнт чутливості диференціального захисту трансформатора в разі КЗ в цій точці допускається не забезпечувати.

5) поперечні диференціальні направлені захисти паралельних ліній:

– для реле струму і реле напруги пускового органу комплектів захисту від міжфазних КЗ і замикань на землю – приблизно 2,0 за увімкнутих вимикачів з обох боків пошкодженої ПЛ (у точці однакової чутливості) і приблизно 1,5 за вимкнутого вимикача з протилежного боку пошкодженої ПЛ;

– для органу напрямку потужності нульової послідовності – приблизно 4,0 за потужністю і приблизно 2,0 за струмом і напругою в разі увімкнутих вимикачів з обох боків і приблизно 2,0 за потужністю та приблизно 1,5 за струмом і напругою в разі вимкнутого вимикача з протилежного боку;

– для органу напрямку потужності, увімкнутого на повний струм і напругу, – за потужністю не нормується, а за струмом – приблизно 2,0 за увімкнутих вимикачів з обох боків та приблизно 1,5 за вимкнутого вимикача з протилежного боку;

6) направлені захисти з високочастотним блокуванням:

– для органу напрямку потужності зворотної або нульової послідовності, який контролює коло вимикання, – приблизно 3,0 за потужністю і приблизно 2,0 за струмом і напругою;

– для пускових органів, які контролюють коло вимикання, – приблизно 2,0 за струмом і напругою і приблизно 1,5 за опором;

7) диференціально-фазні високочастотні захисти:

– для пускових органів, які контролюють коло вимикання, – приблизно 2,0 за струмом і напругою і приблизно 1,5 за опором;

8) струмові відсічки без витримки часу, установлювані на генераторах потужністю до 1 МВт і трансформаторах у разі КЗ у місці встановлення захисту – приблизно 2,0;

9) захисти від замикань на землю на кабельних лініях у мережах з ізольованою нейтраллю (які діють на сигнал або на вимикання):

– для захистів, які реагують на струми основної частоти, – приблизно 1,25;

– для захистів, які реагують на струми підвищених частот, – приблизно 1,5;

10) захисти від замикань на землю на ПЛ у мережах з ізольованою нейтраллю, які діють на сигнал або на вимикання, – приблизно 1,5.

3.2.23 Під час визначення коефіцієнтів чутливості, зазначених у **3.2.22** (переліки 1), 2), 5) і 7), необхідно враховувати таке:

1) чутливість за потужністю індукційного реле напрямку потужності перевіряють лише в разі увімкнення його на складові струмів і напруги зворотної та нульової послідовностей;

2) чутливість реле напрямку потужності, виконаного за схемою порівняння (абсолютних значень або фаз), перевіряють: у разі увімкнення на повний струм і напругу – за струмом; у разі увімкнення на складові струмів і напруги зворотної та нульової послідовностей – за струмом і напругою.

3.2.24 Для генераторів, які працюють на збірні шини, чутливість струмового захисту від замикань на землю в обмотці статора, який діє на вимкнення, визначають за його струмом спрацювання, який має бути не більшим ніж 5 А. Допускається як виняток збільшувати струм спрацювання до 5,5 А.

Для генераторів, які працюють у блоці з трансформатором, коефіцієнт чутливості захисту від однофазних замикань на землю, який охоплює всю обмотку статора, має бути не меншим ніж 2,0; для захисту напруги нульової послідовності, який охоплює не всю обмотку статора, напруга спрацювання має бути не більшою ніж 15 В.

3.2.25 Чутливість захистів на змінному оперативному струмі, які виконують за схемою з дешунтуванням електромагнітів вимикання, потрібно перевіряти з урахуванням справжньої струмової похибки трансформаторів струму після дешунтування. При цьому мінімальне значення коефіцієнта чутливості електромагнітів вимкнення, який визначають для умови їх надійного спрацювання, має бути приблизно на 20 % більшим від того, який приймають для відповідних захистів (див. **3.2.22**).

3.2.26 Найменші коефіцієнти чутливості для резервних захистів у разі КЗ у кінці суміжного елемента або найбільш віддаленого з декількох послідовних елементів, які входять до зони резервування, мають бути (див. також **3.2.18**):

– для органів струму, напруги, опору – 1,2;

– для органів напрямку потужності зворотної та нульової послідовностей – 1,4 за потужністю і 1,2 за струмом і напругою;

– для органу напрямку потужності, увімкнутого на повний струм і напругу, – не нормуються за потужністю і 1,2 за струмом.

Під час оцінювання чутливості ступенів резервних захистів, які здійснюють ближнє резервування (див. **3.2.15**), необхідно виходити з коефіцієнтів чутливості, наведених у **3.2.21** для відповідних захистів.

3.2.27 Для струмових відсічок без витримки часу, які встановлюють на лініях, і таких, які виконують функції додаткових захистів, коефіцієнт чутливості має бути приблизно 1,2 у разі КЗ у місці встановлення захисту в найбільш сприятливому за умовою чутливості режимі.

3.2.28 Якщо дія захисту наступного елемента є можливою через відмову внаслідок недостатньої чутливості захисту попереднього елемента, то чутливість цих захистів необхідно узгоджувати між собою.

Допускається не узгоджувати між собою ступені цих захистів, призначені для дальнього резервування, якщо невимкнення КЗ унаслідок недостатньої чутливості захисту наступного елемента (наприклад, захисту зворотної послідовності генераторів, автотрансформаторів) може призвести до тяжких наслідків.

3.2.29 У мережах із глухозаземленою нейтраллю виходячи з умов релейного захисту має бути вибраним такий режим заземлення нейтралей силових трансформаторів (тобто розміщення трансформаторів із заземленою нейтраллю), за якого значення струмів і напруги в разі замикань на землю забезпечують дію релейного захисту елементів мережі за всіх можливих режимів експлуатації електричної системи.

Для підвищувальних трансформаторів і трансформаторів із дво- і тристороннім живленням (або істотним підживленням від синхронних електродвигунів чи синхронних компенсаторів), які мають неповну ізоляцію обмотки з боку виводу нейтралі, як правило, має бути унеможливленим виникнення недопустимого для них режиму

роботи з ізольованою нейтраллю на шини або ділянку мережі 110–220 кВ, які виділилися, із замиканням на землю однієї фази (див. **3.2.66**).

3.2.30 Кількість вторинних обмоток трансформаторів струму, їх клас точності мають забезпечувати окреме підключення пристроїв РЗА і систем обліку та вимірювань (у тому числі автоматизованих інформаційно-вимірювальних систем комерційного обліку, моніторингу обладнання тощо) до різних вторинних обмоток.

Основні та резервні захисти кожного елемента мережі має бути включено на окремі вторинні обмотки трансформаторів струму.

Трансформатори струму, призначені для живлення струмових кіл пристроїв релейного захисту від КЗ, мають задовольняти такі вимоги:

1) З метою запобігання зайвим спрацюванням захисту в разі КЗ поза захищуваною зоною похибка (повна або струмова) трансформаторів струму, як правило, не має перевищувати 10 %. Більш високі похибки допускаються в разі застосування захистів (наприклад, диференціальний захист шин з гальмуванням), правильна дія яких у разі завищених похибок забезпечується за допомогою спеціальних заходів.

Трансформатори струму, які використовують для мікропроцесорних пристроїв РЗА, мають задовольняти вимоги стандарту IEC 61869-2 [1] в частині врахування перехідних процесів у електричній мережі та вторинних колах, а також вимоги виробників пристроїв РЗА.

Зазначених вимог потрібно дотримуватися в таких випадках:

– для ступінчастих захистів – у разі КЗ у кінці зони дії ступеня захисту, а для направлених ступінчастих захистів – також і в разі зовнішнього КЗ;

– для решти захистів – у разі зовнішнього КЗ.

Для диференціальних струмових захистів (шин, трансформаторів, генераторів тощо) треба враховувати повну похибку, для решти захистів – струмову похибку, а в разі увімкнення останніх на суму струмів двох або більше трансформаторів струму і за режиму зовнішніх КЗ – повну похибку.

Під час розрахунків допустимих навантажень на трансформатори струму допускається як початкову приймати повну похибку.

2) Струмова похибка трансформаторів струму з метою запобігання відмовам захисту в разі КЗ на початку захищуваної зони не має перевищувати:

– за умови підвищеної вібрації контактів реле напрямку потужності або реле струму – значень, допустимих для вибраного типу реле;

– за умови гранично допустимого для реле напрямку потужності і направлених реле опорів кутової похибки – 50 %.

3) Напруга на виводах вторинної обмотки трансформаторів струму в разі КЗ в захищуваній зоні не має перевищувати значення, допустимого для пристрою РЗА, але не більше ніж 1000 В.

3.2.31 Живлення кіл напруги релейних захистів та лічильників і вимірювальних приладів треба здійснювати від окремих вторинних обмоток ТН. Допускається живлення кіл зазначених приладів разом з релейним захистом від однієї обмотки ТН за умови їх підключення окремим кабелем через окремий захисний автомат. При цьому сумарне навантаження ТН має забезпечувати його роботу у відповідному класі точності згідно з вимогами до системи обліку електричної енергії. У разі живлення від вторинної обмотки лише кіл напруги релейного захисту має забезпечуватися робота ТН у класі точності 3.

З метою забезпечення ближнього резервування по колах змінної напруги для захистів, які реагують на однакові види пошкоджень, треба використовувати напругу, зняту з різних обмоток ТН (наприклад, для дистанційного захисту від однофазних КЗ використовувати напругу, зняту з основної обмотки ТН, а для СЗНП – напругу, зняту з додаткової обмотки).

Для кіл напруги релейних захистів зниження напруги від ТН до найвіддаленішого пристрою РЗА, за умови підключення всіх захистів і приладів, які підключено до даного ТН, з урахуванням нижченаведеного резервування живлення, не має перевищувати 3 %.

Повинно забезпечуватись резервування живлення захистів по колах напруги з переведенням їх на інший ТН згідно з **3.4.31**.

Для ПЛ 750 кВ та особливо відповідальних ПЛ 330, 400, 500 кВ треба передбачати по два ТН на ПЛ.

3.2.32 Захист із застосуванням реле прямої дії, як первинних, так і вторинних, а також захист на змінному оперативному струмі рекомендовано використовувати, якщо це можливо і якщо це призводить до спрощення та здешевлення електроустановки.

3.2.33 Як джерело змінного оперативного струму для захистів від КЗ, як правило, потрібно застосовувати трансформатори струму елемента, який захищається. Допускається також застосовувати трансформатори напруги або трансформатори власних потреб.

У разі використання схем на змінному оперативному струмі для гарантованого вимкнення вимикачів залежно від конкретних умов має бути застосовано одну з таких схем: з дешунтуванням електромагнітів вимкнення вимикачів; з використанням блоків живлення; з використанням зарядних пристроїв із конденсаторами. Для вимикачів із вбудованими в блок керування або привід конденсаторами вимкнення команду на вимкнення від захистів треба подавати переважно сухим контактом пристрою захисту, що має гарантоване живлення, в коло вимкнення від зазначених конденсаторів.

У разі використання схем дешунтування електронними ключами, які мають залишкову напругу у відкритому стані, треба виконувати розрахунки, які підтверджують неспрацьовування струмових електромагнітів вимкнення від зазначеної залишкової напруги.

3.2.34 Улаштування релейного захисту і автоматики електроустановок повинно забезпечувати можливість організації їх експлуатації відповідно до вимог ГКД 34.20.507 і РД 34.35.302.

Пристрої релейного захисту, які виводять з роботи за умовами режиму мережі, селективності дії або з інших причин, повинні мати спеціальні пристосування для виведення їх з роботи оперативним персоналом:

– безпосередньо в шафах (панелях) – за допомогою перемикальних пристроїв;

– для МПРЗА – дистанційно, за допомогою засобів телемеханіки або АСУТП у разі необхідності.

Для забезпечення експлуатаційних перевірок і випробувань у схемах пристроїв РЗА потрібно передбачати (там, де це необхідно) випробувальні блоки (рекомендовано з сигнальними контактами), вимірювальні затискачі або затискачі з розмикачами.

Проектами улаштування релейного захисту і автоматики електроустановок має бути забезпечена можливість обслуговування та перевірки пристроїв відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 35.514, СОУ-Н МПЕ 40.1.35.301, ГКД 34.35.501, ГКД 34.35.603 та ГКД 34.35.604.

ЗАХИСТ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ, ЯКІ ПРАЦЮЮТЬ БЕЗПОСЕРЕДНЬО НА ЗБІРНІ ШИНИ ГЕНЕРАТОРНОЇ НАПРУГИ

3.2.35 Для турбогенераторів напругою, вищою ніж 1 кВ, потужністю понад 1 МВт, які працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, потрібно передбачати пристрої РЗА від таких видів пошкоджень і порушень нормального режиму роботи:

1) багатофазних замикань в обмотці статора генератора і на його виводах;

2) однофазних замикань на землю в обмотці статора;

3) подвійних замикань на землю, одне з яких виникло в обмотці статора, а друге – у зовнішній мережі;

4) замикань між витками однієї фази в обмотці статора (за наявності виведених паралельних віток обмотки);

5) зовнішніх КЗ;

6) перевантаження струмами зворотної послідовності (для генераторів потужністю 30 МВт і більше);

7) симетричного перевантаження обмотки статора;

8) перевантаження обмотки ротора струмом збудження (для генераторів із безпосереднім охолодженням провідників обмоток);

9) замикання на землю в одній точці кола збудження;

10) замикання на землю в другій точці кола збудження турбогенераторів (крім турбогенераторів потужністю до 120 МВт з безщітковою системою збудження);

11) асинхронного режиму;

12) підвищення напруги статора;

13) підвищення напруги на обмотці ротора;

14) зворотної потужності (для генераторів потужністю 120 МВт і більше).

3.2.36 Для турбогенераторів напругою понад 1 кВ потужністю 1 МВт і менше, які працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, необхідно передбачати пристрої РЗА відповідно до **3.2.35**, переліки 1)–3), 5), 7).

Для турбогенераторів напругою до 1 кВ потужністю до 1 МВт, які працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, захист рекомендовано виконувати відповідно до **3.2.51**.

3.2.37 Для захисту від багатофазних замикань у обмотці статора турбогенераторів напругою понад 1 кВ потужністю понад 1 МВт, які мають виводи окремих фаз зі сторони нейтралі, треба передбачати поздовжній диференціальний струмовий захист. Захист має діяти на вимкнення всіх вимикачів генератора, на гасіння поля, а також на зупин турбіни.

У зону дії захисту крім генератора мають входити з'єднання генератора зі збірними шинами електростанції (до вимикача).

Поздовжній диференціальний струмовий захист має бути виконано зі струмом спрацьовування, не більшим ніж $0{,}6\ I_{ном}$.

Для генераторів потужністю до 30 МВт з непрямим охолодженням допускається виконувати захист зі струмом спрацювання $1{,}3–1{,}4\ I_{ном}$.

Необхідно передбачати контроль несправності струмових кіл захисту. Поздовжній диференціальний струмовий захист має бути виконано з відстроюванням

від перехідних значень струмів небалансу (наприклад, реле з насичуваними трансформаторами струму).

Захист потрібно виконувати трифазним трирелейним або однорелейним у разі застосування МПРЗА. Для генераторів потужністю до 30 МВт захист допускається виконувати двофазним дворелейним за наявності захисту від подвійних замикань на землю.

3.2.38 Для захисту від багатофазних замикань у обмотці статора генераторів напругою понад 1 кВ, потужністю до 1 МВт, які працюють паралельно з іншими генераторами або електроенергетичною системою, за наявності трансформаторів струму в нейтралі генератора має бути встановлено поздовжній диференціальний струмовий захист. За відсутності трансформаторів струму в нейтралі генератора необхідно передбачати струмову відсічку без витримки часу, встановлювану з боку виводів генератора до збірних шин. Струмова відсічка має задовольняти вимоги чутливості.

Застосовувати струмову відсічку замість диференціального захисту допускається і для генераторів більшої потужності, які не мають виводів фаз із боку нейтралі.

Для одиночно працюючих генераторів напругою понад 1 кВ, потужністю до 1 МВт як захист від багатофазних замикань в обмотці статора потрібно застосовувати захист від зовнішніх КЗ (див. **3.2.45**). Захист має діяти аналогічно **3.2.36**.

3.2.39 Для захисту генераторів напругою понад 1 кВ від однофазних замикань на землю в обмотці статора за натурального ємнісного струму замикання на землю 5 А і більше (незалежно від наявності чи відсутності компенсації) має бути передбачено струмовий захист, який реагує на повний струм замикання на землю або на його складові вищих гармонік. За необхідності для його увімкнення може бути встановлено трансформатори струму нульової послідовності безпосередньо біля виводів генератора. Застосовувати захист рекомендовано і за ємнісного струму замикання на землю, меншого ніж 5 А. Захист має бути відрегульованим від перехідних процесів і діяти відповідно до **3.2.37**.

Якщо використовують МПРЗА, то, як правило, – із застосуванням селективного направленого захисту від замикань на землю.

Якщо захист від замикань на землю не встановлюють (оскільки за ємнісного струму замикання на землю, меншого ніж 5 А, він нечутливий) або він не діє (наприклад, за компенсації ємнісного струму в мережі генераторної напруги), то як захист генератора від замикань на землю можна використовувати встановлений на шинах пристрій контролю ізоляції, який діє на сигнал.

3.2.40 Якщо селективний направлений захист на генераторі не встановлено, а встановлено трансформатор струму нульової послідовності, то має бути передбачено струмовий захист від подвійних замикань на землю, приєднаний до цього трансформатора струму.

Для підвищення надійності спрацьовувань за великих значень струму потрібно застосовувати реле з насичуваним трансформатором струму. Цей захист, виконаний без витримки часу, має діяти згідно з **3.2.37**.

3.2.41 Для захисту від замикань між витками однієї фази в обмотці статора генератора з виведеними паралельними вітками має бути передбачено односистемний поперечний диференціальний струмовий захист без витримки часу, який має діяти згідно з **3.2.37**.

З метою діагностики стану генератора треба передбачати сигналізацію та реєстрацію значення струму небалансу поперечного диференціального захисту з уставкою 1,5– 2 $I_{неб}$. За розрахункове значення $I_{неб}$ треба приймати максимальний струм небалансу, визначений під час випробувань у режимі КЗ і холостого ходу.

3.2.42 Для захисту генераторів потужністю понад 30 МВт від струмів, зумовлених зовнішніми несиметричними КЗ, а також від перевантаження струмом зворотної послідовності, потрібно передбачати струмовий захист зворотної послідовності, який діє на вимкнення з двома витримками часу (див. **3.2.46**).

Для генераторів із безпосереднім охолодженням провідників обмоток захист потрібно виконувати з інтегрально-залежною від значення струму зворотної послідовності характеристикою витримки часу. Допускається виконувати захист із багатоступінчастою витримкою часу. Витримка часу на вимкнення як для залежного, так і ступінчастого захисту, не має перевищувати допустимих перевантажень генератора струмом зворотної послідовності.

Для генераторів із непрямим охолодженням провідників обмоток захист дозволено виконувати з двоступінчастою незалежною витримкою часу. Менша витримка часу захисту не має перевищувати допустимої тривалості двофазного КЗ на виводах генератора, більша – не має перевищувати тривало допустимий струм зворотної послідовності для цього типу генератора.

Струмовий захист зворотної послідовності повинен мати сигнальний орган, який з метою раннього виявлення неповнофазного режиму має спрацьовувати з витримкою часу 3–5 с за струму зворотної послідовності, не більшого ніж 8 % від номінального.

3.2.43 Для захисту генераторів потужністю понад 30 МВт від зовнішніх симетричних КЗ необхідно передбачати максимальний струмовий захист із пуском за мінімальною напругою. Захист може бути виконано як у трифазному, так і однофазному виконанні. За однофазного виконання одне реле струму має бути увімкнено на фазний струм, а реле мінімальної напруги – на міжфазну напругу. Струм спрацьовування захисту має бути приблизно 1,3–1,5 $I_{ном}$, а напруга спрацьовування – близько 0,5–0,6 $U_{ном}$. Якщо застосовують МПРЗА, то уставка за струмом може становити 1,2 $I_{ном}$.

На генераторах із безпосереднім охолодженням провідників обмоток замість зазначеного захисту може бути встановлено однорелейний дистанційний захист. Зона захисту має охоплювати збірні шини генераторної напруги.

3.2.44 Для захисту генераторів потужністю понад 1 МВт до 30 МВт від зовнішніх КЗ потрібно застосовувати максимальний струмовий захист із комбінованим пуском за напругою, виконаний з одним реле мінімальної напруги, увімкненим на міжфазну напругу, і одним пристроєм фільтр-реле напруги зворотної послідовності, яке розриває коло реле мінімальної напруги.

Струм спрацьовування захисту і напругу спрацьовування мінімального органу напруги потрібно приймати такими, що дорівнюють зазначеним у **3.2.43**, напругу спрацювання пристрою фільтр-реле напруги зворотної послідовності – 0,1–0,12 $U_{ном}$.

3.2.45 Для генераторів напругою понад 1 кВ потужністю до 1 МВт як захист від зовнішніх КЗ треба застосовувати максимальний струмовий захист, який приєднують до трансформаторів струму зі сторони нейтралі. Уставку захисту потрібно вибирати за струмом навантаження з необхідним запасом. Допускається також застосовувати спрощений мінімальний захист напруги (без реле струму).

3.2.46 Захист генераторів потужністю понад 1 МВт від струмів, зумовлених зовнішніми КЗ, має бути виконано з дотриманням таких вимог:

– захист потрібно приєднувати до трансформаторів струму, установлених на виводах генератора з боку нейтралі;

– за наявності секціонування шин генераторної напруги захист необхідно виконувати з двома витримками часу: з меншою витримкою – на вимкнення відповідних секційних і шиноз'єднувального вимикачів, з більшою – на вимкнення вимикача генератора і гасіння поля.

Допускається приєднувати струмовий захист зворотної послідовності та дистанційний захист до трансформаторів струму, установлених з боку підключення генератора до збірних шин. У цьому випадку необхідно передбачати додатковий резервний захист, який приєднують до трансформатора струму з боку нейтралі генератора і який призначено для резервування диференціального захисту в разі пошкоджень генератора, який відключено від системи шин.

3.2.47 На генераторах із безпосереднім охолодженням провідників обмоток має бути передбачено захист ротора від перевантаження з інтегрально-залежною характеристикою від значення струму ротора. Захист має бути приєднано до трансформатора струму джерела живлення системи збудження (збудника – у системі незалежного збудження, випрямного трансформатора – у системі самозбудження) або давача струму ротора (трансформатора постійного струму для будь-якої системи збудження, включаючи резервне). За відсутності давача струму ротора під час роботи генератора з резервним збудженням захист повинен реагувати на напругу обмотки ротора. За цих умов захист може бути виконано з незалежною витримкою часу. Захист з витримкою часу, яка відповідає тепловій характеристиці ротора генератора, повинен діяти на вимкнення вимикача генератора і гасіння поля. З меншою витримкою часу від захисту треба виконувати розвантаження ротора через автоматичний регулятор збудження.

Для генераторів напругою понад 1 кВ потужністю до 1 МВт має бути передбачено сигналізацію перевантаження ротора з уставкою $1{,}06\,I_{\text{рот ном}}$ з витримкою часу 5 с. За відсутності давача струму ротора сигналізацію можна виконувати за значенням перевищення напруги обмотки ротора.

Захист від підвищення напруги ротора треба виконувати за допомогою розрядника багаторазової дії з напругою спрацьовування 1700 В ефективних (2400 В максимальних). Для запобігання перенапругам обмотка збудження має бути закороченою на шунтувальний опір як після спрацьовування розрядника, так і після вимкнення АГП, а для генераторів потужністю, меншою ніж 30 МВт, за відсутності розрядника – лише після вимкнення АГП. На генераторах потужністю до 120 МВт з безщітковою системою збудження захист треба виконувати нелінійним опором, який під'єднують паралельно до обмотки збудження.

3.2.48 Захист генератора від струмів, зумовлених симетричним перевантаженням, має бути виконано у вигляді максимального струмового захисту, який діє на сигнал з витримкою часу, не більшою ніж 10 с, і використовує струм однієї фази статора. Струм спрацьовування не має перевищувати $1{,}25\,I_{\text{ном}}$ (для МПРЗА – $1{,}1\,I_{\text{ном}}$).

Для розвантаження і, за необхідності, для автоматичного вимкнення генератора з безпосереднім охолодженням провідників обмоток у разі симетричних перевантажень допускається застосовувати захист ротора, який виконують згідно

з **3.2.47** і який реагує на перевантаження ротора, які супроводжують симетричні перевантаження турбогенераторів.

Для захисту від замикань на землю в одній точці кола збудження турбогенераторів, генераторів потужністю понад 30 МВт з безпосереднім охолодженням провідників обмоток статора треба застосовувати окремий пристрій з дією на сигнал з витримкою часу 5–10 с. Контроль ізоляції обмотки ротора генераторів потужністю до 30 МВт з непрямим охолодженням провідників обмоток статора можна здійснювати періодичним її вимірюванням.

3.2.49 Захист від замикань на землю в другій точці кола збудження турбогенераторів має бути передбачено в одному комплекті на декілька (але не більше трьох) генераторів з близькими параметрами кіл збудження. Захист треба вводити в роботу лише в разі появи замикання на землю в одній точці кола збудження, яка виявляється захистом від замикань в одній точці, або за результатами періодичного контролю ізоляції (див. главу 1.6 цих Правил). Захист має діяти на вимкнення вимикача генератора і гасіння поля на генераторах з безпосереднім охолодженням провідників обмоток і на сигнал або на вимкнення на генераторах з непрямим охолодженням.

3.2.50 На турбогенераторах з безпосереднім охолодженням провідників обмоток рекомендовано встановлювати пристрої захисту від асинхронного режиму з втратою збудження. Як виняток замість цього допускається передбачати автоматичне виявлення асинхронного режиму за положенням пристроїв АГП або фактом зниження струму ротора нижче номінального значення струму холостого ходу. У разі дії зазначених пристроїв захисту або вимкнення АГП на генераторах, для яких допускається асинхронний режим, треба подавати сигнал про втрату збудження, а на генераторах, де дозволено асинхронний хід за пониженого значення активної потужності, сигнал треба подавати в систему АСУТП на зниження потужності до допустимого значення.

Генератори, для яких не допускається асинхронний режим, а в умовах дефіциту реактивної потужності в системі і решту генераторів, які втратили збудження, треба відключати від мережі в разі дії зазначених пристроїв (захисту або АГП).

3.2.51 Захист генераторів напругою до 1 кВ, потужністю до 1 МВт з незаземленою нейтраллю, які працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, від усіх видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи потрібно виконувати установленням на виводах автоматичного вимикача з максимальними розчіплювачами або вимикача з максимальним струмовим захистом у двофазному виконанні. За наявності виводів з боку нейтралі зазначений захист, якщо можливо, потрібно приєднувати до трансформаторів струму, установлених на цих виводах. Для зазначених генераторів із глухозаземленою нейтраллю цей захист треба передбачати в трифазному виконанні.

3.2.52 На турбогенераторах потужністю понад 30 МВт має бути передбачено захист від підвищення напруги на обмотці статора. Захист має діяти на гасіння поля генератора. Допускається дія захисту на зупин агрегату. Захист має діяти з витримкою часу в режимі холостого ходу згідно з **3.2.93**.

3.2.53 Захист зворотної потужності, який визначають за переходом генератора в режим двигуна, має бути застосовано на тих генераторах, які працюють з турбінами, на яких заборонено роботу в безпаровому режимі. Захист має діяти на вимкнення вимикачів і гасіння поля генератора з витримкою часу, яку визначають за допустимим режимом турбіни в цьому режимі.

ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ (АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ) З ОБМОТКОЮ ВИЩОЇ НАПРУГИ 3 кВ І ВИЩЕ І ШУНТУВАЛЬНИХ РЕАКТОРІВ 500–750 кВ

3.2.54 Для трансформаторів[1] треба передбачати пристрої релейного захисту від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:

1) багатофазних замикань у обмотках і на виводах;

2) однофазних замикань на землю в обмотці та на виводах, приєднаних до мережі з глухозаземленою нейтраллю;

3) виткових замикань у обмотках;

4) струмів у обмотках, зумовлених зовнішніми КЗ;

5) струмів у обмотках, зумовлених перевантаженням;

6) зниження рівня масла;

7) часткового пробою ізоляції уводів 500–750 кВ;

8) втрати охолодження;

9) однофазних замикань на землю в мережах 3–10 кВ з ізольованою нейтраллю, якщо трансформатор живить мережу, в якій вимкнення однофазних замикань на землю є необхідним згідно з вимогами безпеки (див. **3.2.111**).

Рекомендовано, крім того, застосовувати захист від однофазних замикань на землю на стороні 6–35 кВ автотрансформаторів з вищою напругою 220 кВ і вище.

Під час проектування нових підстанцій (електростанцій) та реконструкції діючих потрібно застосовувати МПРЗА, які поряд з перевагами, зазначеними в **3.2.4**, мають кращу здатність до налаштування, більші можливості компенсації впливу перехідних процесів та більшу гнучкість в реалізації уставок та схемних рішень.

3.2.55 Для шунтувальних реакторів 500–750 кВ треба передбачати пристрої релейного захисту від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:

1) однофазних і двофазних замикань на землю в обмотках і на виводах;

2) виткових замикань у обмотках;

3) замикань між паралельними (розщепленими) обмотками однієї фази;

4) зниження рівня масла;

5) втрати охолодження;

6) часткового пробою ізоляції вводів.

У разі використання компенсаційного реактора, підключеного до нейтралі шунтувального реактора 750 кВ, для нього необхідно передбачати пристрої релейного захисту від однофазних замикань на землю та міжвиткових замикань у обмотці.

3.2.56 Газовий захист від пошкоджень усередині бака, які супроводжуються виділенням газу, і від зниження рівня масла треба передбачати для:

– трансформаторів потужністю 6,3 МВ · А і більше;

– шунтувальних реакторів напругою 500–750 кВ;

– компенсаційних реакторів;

– внутрішньоцехових знижувальних трансформаторів потужністю 630 кВ · А і більше.

Газовий захист можна встановлювати також на трансформаторах потужністю 1–4 МВ · А.

[1] Тут і далі під терміном «трансформатори» розуміють і автотрансформатори (відповідних напруг і потужностей), якщо в тексті немає спеціального застереження.

Газовий захист має діяти на сигнал у разі слабкого газоутворення і зниження рівня масла та на вимкнення за інтенсивного газоутворення і подальшого зниження рівня масла.

Захист від пошкоджень усередині бака трансформатора, які супроводжуються виділенням газу, може бути виконано також із застосуванням реле тиску.

Захист від зниження рівня масла має бути виконано також у вигляді окремого реле рівня в розширювачі трансформатора (з дією на сигнал), а також у вигляді окремого реле рівня масла в баку контактора РПН, з дією на відключення.

Для захисту контакторного пристрою РПН з розривом дуги в маслі потрібно передбачати окремі реле: газове і тиску.

Для захисту вибірників РПН, які розміщуються в окремому баку, потрібно передбачати окреме газове реле.

Газові захисти треба виконувати з дією на вимкнення вимикачів з усіх боків з забороною АПВ, пуском пожежогасіння та на закриття відсічних клапанів (за їх наявності). За наявності в газових реле двох вимикальних контактів рекомендовано виконувати їх з дією на обидві групи вихідних реле (див. **3.2.57**). У разі використання як основних, так і резервних (або дублюючих) захистів МПРЗА без організації окремих груп вихідних реле дія газового захисту через обидва мікропроцесорні пристрої є обов'язковою.

Для компенсаційного реактора, який вводиться в роботу автоматикою на час безструмової паузи ОАПВ, захист виконують із дією на увімкнення вимикача, який його шунтує.

Має бути передбачено можливість переведення дії вимикального елемента газового захисту на сигнал з виконанням окремої сигналізації від сигнального і вимикальних елементів газового реле (які відрізняються характером сигналу).

Допускається виконувати газовий захист з дією вимикального елемента лише на сигнал для:

– трансформаторів, установлених у районах, які зазнають землетрусів;

– внутрішньоцехових знижувальних трансформаторів потужністю 2,5 МВ · А і *менше, які не мають вимикачів з боку вищої напруги.*

3.2.57 Для захисту від пошкоджень на виводах, а також від внутрішніх пошкоджень треба передбачати:

1) поздовжній диференціальний струмовий захист без витримки часу на трансформаторах потужністю 6,3 МВ · А і більше, на шунтувальних реакторах 500–750 кВ, а також на трансформаторах потужністю 4 МВ · А за паралельної роботи останніх з метою селективного вимкнення пошкодженого трансформатора.

Поздовжній диференціальний захист може бути передбачено на трансформаторах меншої потужності, але не меншої ніж 1 МВ · А, якщо:

– струмова відсічка не задовольняє вимоги чутливості, а максимальний струмовий захист має витримку часу, більшу ніж 0,5 с;

– трансформатор установлено в сейсмічно небезпечному районі, який піддається землетрусам.

Для трансформаторів 330 кВ і вище та шунтувальних реакторів 500–750 кВ потрібно передбачати дублюючі комплекти поздовжніх диференціальних струмових захистів.

Для трансформаторів 220 кВ потужністю 125 МВ • А і вище дублюючі комплекти поздовжніх диференціальних струмових захистів потрібно передбачати в разі неефективності дальнього резервування.

У разі застосування двох комплектів поздовжнього диференціального струмового захисту допускається суміщувати їх у одному мікропроцесорному пристрої з резервними ступінчастими захистами (дистанційними та струмовими). а для шунтувальних реакторів – також із поперечними диференціальними струмовими захистами. У разі застосування одного комплекту поздовжнього диференціального струмового захисту резервні ступінчасті захисти треба розміщувати в окремому пристрої та мати окреме живлення по колах змінного та постійного струму, навіть у разі застосування резервних ступінчастих захистів у цьому комплекті основного захисту. Для шунтувальних реакторів у цьому разі має бути окремий комплект поперечного диференціального струмового захисту.

Для компенсаційних реакторів (КР) необхідно застосовувати поздовжній диференціальний струмовий захист, додатково до газового з аналогічною дією, а також передбачати ПРВВ КР з дією на вимкнення шунтувального реактора;

2) струмову відсічку без витримки часу, яку встановлюють з боку живлення і яка охоплює частину обмотки трансформатора, якщо не передбачено диференціального захисту, і ступінь МСЗ з витримкою часу, узгодженою з захистами сторін СН та НН.

Захисти від внутрішніх пошкоджень потрібно виконувати з дією на окремі групи вихідних реле із самоутримуванням на 0,7–1,0 с, із забезпеченням їх неспрацьовування під час замикань на землю жил контрольних кабелів у колах захистів, які діють на дану групу вихідних реле. В обґрунтованих випадках як вихідні реле допускається застосовувати внутрішні реле МПРЗА.

Під час підключення двох трансформаторів до однієї системи шин без вимикачів необхідно передбачати захисти від внутрішніх пошкоджень з дією на вимкнення обох трансформаторів з усіх сторін. Вимкнення необхідно виконувати з блокуванням самоутримання вихідних реле.

Зазначені захисти мають діяти на вимкнення всіх вимикачів трансформатора із забороною АПВ, пуском пожежогасіння та на закриття відсічних клапанів (за їх наявності).

3.2.58 Поздовжній диференціальний струмовий захист потрібно виконувати із застосуванням спеціальних реле струму, відстроєних від стрибків струму намагнічування, перехідних і сталих струмів небалансу (наприклад, трансформатори струму з насиченням, гальмуванням по струму, а для МПРЗА – із застосуванням спеціальних алгоритмів).

На трансформаторах потужністю до 25 МВ • А допускається виконувати захист з реле струму, відстроєними за струмом спрацьовування від стрибків струму намагнічування і перехідних значень струмів небалансу (диференціальна відсічка), якщо при цьому забезпечено необхідну чутливість.

Поздовжній диференціальний захист має бути виконано таким чином, щоб у зону його дії входили з'єднання трансформатора із збірними шинами.

За наявності захисту, який забезпечує вимикання (з необхідною швидкодією) КЗ у з'єднаннях трансформатора із збірними шинами для диференціального захисту необхідно застосовувати трансформатори струму, вбудовані в трансформатор.

Якщо в колі НН трансформатора встановлено реактор і захист трансформатора не забезпечує вимог чутливості в разі КЗ за реактором, то трансформатори струму допускається встановлювати з боку виводів НН трансформатора для виконання захисту реактора.

3.2.59 Пуск автоматики пожежогасіння на трансформаторах, автотрансформаторах і шунтувальних реакторах необхідно здійснювати від диференціальних, газових, струменевих захистів, реле надлишкового тиску та пристроїв контролю ізоляції вводів (КІВ) (останній за наявності фазоселективних органів, які виявляють пошкоджений увід) з фіксацією їх дії на час, достатній для надійного пуску схеми пожежогасіння.

У разі значної протяжності ошинування трансформаторів (автотрансформаторів) для унеможливлення зайвої роботи системи пожежогасіння диференціальний захист трансформатора (автотрансформатора) треба підключати до вбудованих трансформаторів струму з уведенням ошинування в зону дії інших швидкодійних захистів, які не потребують пуску системи пожежогасіння. Пуск систем пожежогасіння трансформаторів, автотрансформаторів і шунтувальних реакторів потрібно виконувати з контролем їх вимкненого стану з усіх боків і на закриття відсічного клапана (за його наявності).

3.2.60 Пристрій КІВ 500–750 кВ має бути виконано з дією на сигнал за часткового пробою ізоляції уводів, яке не потребує негайного вимкнення, і на вимкнення в разі пошкодження ізоляції вводу (до того, як станеться повний пробій ізоляції).

Має бути передбачено блокування, яке запобігає помилковим спрацьовуванням пристрою КІВ у разі обривів у колах приєднання КІВ до виводів.

3.2.61 У разі приєднання трансформаторів (крім внутрішньоцехових) до ліній без вимикачів (наприклад, за схемою блока лінія-трансформатор) для вимкнення пошкоджень у трансформаторі має бути передбачено один з таких заходів:

1) установлення з боку ВН знижувального трансформатора відкритих плавких вставок, які виконують функції короткозамикача і відділювача, у поєднанні з АПВ лінії;

2) передавання вимикального сигналу на відключення з забороною АПВ вимикача (або вимикачів) протилежного кінця лінії; для резервування передавання вимикального сигналу необхідно передбачати резервну дію захисту (з остановом ВЧ передавача в разі наявності ВЧ захисту) або дублювання передавання вимикального сигналу. При цьому ВЧ канали для апаратури передавання команд і диференційно-фазного захисту (ДФЗ) мають бути незалежними.

Під час вирішення питання про необхідність застосування передавання вимикального сигналу замість заходів згідно з переліком 1) треба враховувати:

– потужність трансформатора і допустимий час ліквідації пошкодження в ньому;

– віддаленість підстанції від живильного кінця лінії та здатність вимикача вимикати невіддалені КЗ;

– характер споживача щодо необхідної швидкості відновлення напруги;

3) установлення запобіжників з боку ВН знижувального трансформатора.

Заходи згідно з переліками 1)–3) можна не передбачати для блоків лінія-трансформатор, якщо в разі двостороннього живлення трансформатор захищається загальним захистом блока (високочастотним або поздовжнім диференціальним спеціального призначення), а також за потужності трансформатора 25 МВ · А і

менше в разі одностороннього живлення, якщо захист живильної лінії забезпечує також захист трансформатора (швидкодійний захист лінії частково захищає трансформатор і резервний захист лінії з часом, не більшим ніж 1 с, захищає весь трансформатор); при цьому газовий захист виконують з дією вимикального елемента лише на сигнал.

У разі застосування заходів згідно з переліком 3) на трансформаторі потрібно встановлювати:

– за наявності з боку ВН трансформатора 110 кВ і вище вбудованих трансформаторів струму – захист за **3.2.56**, **3.2.57**, **3.2.62** і **3.2.63**;

– за відсутності вбудованих трансформаторів струму – диференціальний (відповідно до **3.2.57**) або максимальний струмовий захист, виконаний із застосуванням накладних або магнітних трансформаторів струму, і газовий захист за **3.2.56**.

Пошкодження на виводах ВН трансформаторів допускається ліквідовувати захистом лінії.

В окремих випадках за відсутності вбудованих трансформаторів струму допускається застосовувати виносні трансформатори струму, якщо в разі використання накладних або магнітних трансформаторів струму не забезпечуються необхідні характеристики захисту.

Якщо застосовують відкриті плавкі вставки (див. перелік 1), то для підвищення чутливості газовий захист можна виконувати з дією на виконання штучного КЗ на вставках механічним шляхом.

Якщо в навантаженнях трансформаторів підстанцій містяться синхронні електродвигуни, то має бути вжито заходів щодо запобігання вимиканню відділювачем (у разі КЗ в одному з трансформаторів) струму від синхронних електродвигунів.

3.2.62 На трансформаторах потужністю 1 МВ · А і більше як захист від струмів в обмотках, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, має бути передбачено такі захисти з дією на вимикання:

1) на підвищувальних трансформаторах з двостороннім живленням – струмовий захист зворотної послідовності від несиметричних КЗ і максимальний струмовий захист з мінімальним пуском напруги від симетричних КЗ або максимальний струмовий захист з комбінованим пуском напруги (див. **3.2.44**);

2) на знижувальних трансформаторах – максимальний струмовий захист з комбінованим пуском напруги або без нього; на потужних знижувальних трансформаторах за наявності двостороннього живлення можна застосовувати струмовий захист зворотної послідовності від несиметричних КЗ і максимальний струмовий захист з мінімальним пуском напруги від симетричних КЗ.

Під час вибору струму спрацьовування максимального струмового захисту необхідно враховувати можливі струми перевантаження за вимкнення трансформаторів, які працюють паралельно, і струм самозапуску електродвигунів, що живляться від трансформаторів.

На трансформаторах (автотрансформаторах) 220 кВ потужністю 63 МВ · А і вище та автотрансформаторах 330 кВ і вище будь-якої потужності потрібно передбачати ступінчастий дистанційний захист для дії в разі зовнішніх багатофазних КЗ. Рекомендовано включати обмотки трансформаторів у зони дії окремих ступенів дистанційних захистів. Можна суміщувати дистанційний захист в одному пристрої з основним за умов згідно з **3.2.57**.

3.2.63 На трансформаторах потужністю, меншою ніж 1 МВ • А (підвищувальних і знижувальних), як захист від струмів, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, треба передбачати максимальний струмовий захист, з дією на вимкнення.

3.2.64 Захист від струмів, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, треба встановлювати:

– на двообмоткових трансформаторах – з боку основного живлення;

– на багатообмоткових трансформаторах, приєднаних за допомогою трьох і більше вимикачів, – з усіх боків трансформатора; допускається не встановлювати захист на одному з боків трансформатора, а виконувати його з боку основного живлення таким чином, щоб він з меншою витримкою часу вимикав вимикачі з того боку, на якому захист відсутній;

– *на знижувальному двообмотковому трансформаторі, який живить окремо* секції, які працюють, – з боку живлення і з боку кожної секції;

– у разі застосування накладних трансформаторів струму на боці ВН – з боку НН на двообмотковому трансформаторі і з боку НН та СН – на триобмотковому трансформаторі.

Під час виконання захисту від струмів, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, за **3.2.62** (перелік 2) потрібно також розглядати необхідність і можливість доповнення його струмовою відсічкою, призначеною для вимикання з меншою витримкою часу КЗ на шинах СН та НН (виходячи з рівня струмів КЗ, наявності окремого захисту шин, можливості узгодження із захистами елементів, які відходять).

3.2.65 Якщо захист підвищувальних трансформаторів від струмів, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, не забезпечує необхідної чутливості і селективності, то для захисту трансформатора допускається застосовувати реле струму відповідного захисту генераторів.

3.2.66 На підвищувальних трансформаторах потужністю 1 МВ • А і більше, на трансформаторах з дво- і тристороннім живленням і на автотрансформаторах за умови необхідності резервування вимикання замикань на землю на суміжних елементах, а на автотрансформаторах, крім того, і за умови забезпечення селективності захистів від замикань на землю мереж різної напруги має бути передбачено струмовий захист нульової послідовності від зовнішніх замикань на землю, установлюваний з боку обмотки, приєднаної до мережі з великими струмами замикання на землю.

За наявності частини трансформаторів (з числа тих, які мають неповну ізоляцію обмотки з боку нульового виводу) з ізольованою нейтраллю треба забезпечувати заходи із запобігання неприпустимому режиму нейтралі цих трансформаторів відповідно до **3.2.29**. З цією метою у випадках, коли на електростанції або підстанції встановлено трансформатори із заземленою та ізольованою нейтраллю, що мають живлення з боку НН, має бути передбачено захист, який забезпечує вимикання трансформатора з ізольованою нейтраллю або її автоматичне заземлення до вимикання трансформаторів із заземленою нейтраллю, які працюють на ті самі шини або ділянку мережі.

3.2.67 На автотрансформаторах (багатообмоткових трансформаторах) з живленням із декількох боків захист від струмів, викликаних зовнішніми КЗ на землю, необхідно виконувати направленим, якщо це потрібно за умовами селективності.

Можна суміщувати струмові захисти нульової послідовності від зовнішніх КЗ на землю в одному пристрої з основним захистом за умов згідно з **3.2.57**.

3.2.68 На автотрансформаторах 220–750 кВ підстанцій, блоках генератор-трансформатор 330–750 кВ і автотрансформаторах зв'язку 220–750 кВ електростанцій треба передбачати можливість оперативного прискорення захистів від струмів, зумовлених зовнішніми КЗ, у разі виведення з дії диференціальних захистів шин або ошиновки, що забезпечує вимикання пошкоджень на елементах, які залишилися без швидкодійного захисту з витримкою часу близько 0,5 с. Для МПРЗА вищезазначене можна виконувати переходом на інший набір уставок.

3.2.69 На знижувальних трансформаторах і блоках трансформатор-магістраль з ВН до 35 кВ і з'єднанням обмотки НН за схемою з'єднання «у зірку» із заземленою нейтраллю необхідно передбачати захист від однофазних замикань на землю в мережі НН, який виконують із застосуванням:

1) *максимального струмового захисту від зовнішніх КЗ, який установлюють з* боку ВН (якщо це потрібно за умовою чутливості – у трифазному виконанні);

2) автоматичних вимикачів або запобіжників на виводах НН;

3) спеціального захисту нульової послідовності, який установлюють в нульовому проводі трансформатора (за недостатньої чутливості захистів за переліками 1) і 2).

Для промислових електроустановок, якщо збірку на боці НН з апаратами захисту приєднань розташовано безпосередньо близько від трансформатора (до 30 м) або з'єднання між трансформатором і збіркою виконано трифазними кабелями, допускається захист за переліком 3) не застосовувати.

У разі застосування захисту за переліком 3) допускається не узгоджувати його із захистами елементів, які відходять від збірки на боці НН.

Для схеми лінія-трансформатор у разі застосування захисту за переліком 3) допускається не прокладати спеціальний контрольний кабель для забезпечення дії цього захисту на вимикач з боку ВН і виконувати його з дією на автоматичний вимикач, установлений з боку НН.

Вимоги цього пункту поширюються також на захист зазначених трансформаторів запобіжниками, установленими з боку ВН.

3.2.70 З боку НН знижувальних трансформаторів з ВН 3–10 кВ, які живлять збірки з приєднаннями, захищеними запобіжниками, треба установлювати головний запобіжник або автоматичний вимикач.

Якщо запобіжники на приєднаннях НН і запобіжники (або релейний захист) з боку ВН обслуговуються і перебувають у віданні одного й того самого персоналу (*наприклад, лише персоналу енергопідприємства або лише персоналу споживача*), то головний запобіжник або автоматичний вимикач з боку НН трансформатора можна не встановлювати.

3.2.71 Захист від однофазних замикань на землю за **3.2.54** (перелік 9), має бути виконано відповідно до **3.2.112**.

За наявності на трансформаторі вимикача з пофазним приводом необхідно передбачати захист трансформатора від неповнофазного режиму з боку вимикача.

3.2.72 На трансформаторах потужністю 0,4 МВ • А і вище залежно від імовірності та значення можливого перевантаження необхідно передбачати максимальний струмовий захист від струмів, зумовлених перевантаженням обмоток, з дією на сигнал. Для підстанцій без постійного чергування персоналу допускається передбачати дію цього захисту на автоматичне розвантаження або вимкнення (за неможливості ліквідації перевантаження іншими засобами).

Для автотрансформатора контроль струмів перевантаження необхідно виконувати з боку обмоток ВН, НН і загальної обмотки – з боку нейтралі.

3.2.73 За наявності з боку нейтралі трансформатора окремого додаткового трансформатора для регулювання напруги під навантаженням необхідно додатково до зазначених у **3.2.54–3.2.60, 3.2.62, 3.2.66** передбачати такі захисти:

– газовий захист додаткового трансформатора;

– максимальний струмовий захист з гальмуванням у разі зовнішніх КЗ від пошкоджень у первинній обмотці додаткового трансформатора, за винятком випадків, коли цю обмотку вводять у зону дії диференціального струмового захисту кіл з боку НН автотрансформатора;

– диференціальний захист, який охоплює вторинну обмотку додаткового трансформатора.

У разі підключення з боку нейтралі автотрансформатора окремого трансформатора поперечного регулювання напруги під навантаженням (ТПР) необхідно передбачати для нього такі захисти:

– газовий захист власне ТПР і захист контакторного пристрою РПН, який можна виконувати із застосуванням струмового реле;

– диференціальний захист, який охоплює регулювальну обмотку ТПР;

– максимальний струмовий захист з гальмуванням по фазному струму та додатково по струму $3 \cdot I_0$ (у разі зовнішніх КЗ у мережі з глухозаземленою нейтраллю) від пошкоджень у компенсаційній обмотці ТПР;

– захист збуджувальної обмотки ТПР, який необхідно забезпечувати диференціальним струмовим захистом кіл з боку НН автотрансформатора; для резервування захисту цієї обмотки її рекомендовано також включати в зону дії максимального струмового захисту з гальмуванням.

3.2.74 Захист лінійного додаткового трансформатора, установленого з боку НН автотрансформатора, необхідно виконувати:

– газовим захистом власне додаткового трансформатора і захистом контакторного пристрою РПН, який може бути виконано із застосуванням реле тиску або окремого газового реле;

– диференціальним струмовим захистом кіл з боку НН автотрансформатора.

ЗАХИСТ БЛОКІВ ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР

3.2.75 Захист блоків генератор-трансформатор має включати в себе захисти генератора, блокового трансформатора, трансформатора (трансформаторів) власних потреб, випрямного трансформатора в системі паралельного самозбудження та безщіткового збудження, а також ошиновки від блокового трансформатора до системи шин ВРУ.

Під час проектування нових блоків та реконструкції діючих доцільно використовувати МПРЗА, які поряд із перевагами, зазначеними в **3.2.4**, завдяки багатофункціональності значно спрощують виконання релейного захисту, а також мають більше можливостей щодо реалізації уставок та схемних рішень.

3.2.76 Захист блоків потужністю понад 120 МВт має бути виконано з двох взаємно резервованих систем захисту, кожна з яких має бути повністю незалежною від іншої. Відмова в одній системі захистів не має призводити до недопустимого

збільшення часу вимкнення пошкодженого обладнання другою системою захисту. У цьому разі, за можливості, рекомендовано виконувати незалежні системи захисту з різними принципами дії. Так, для резервування диференціальних захистів генератора і трансформаторів (блокового та власних потреб) може бути виконано диференціальний захист блока, який має охоплювати не лише генератор і блоковий трансформатор, а й ошиновку від блокового трансформатора до трансформаторів ВП.

3.2.77 Незалежні пристрої РЗА має бути максимально розділено за колами трансформаторів струму та напруги, джерелами живлення і колами керування на постійному оперативному струмі, за вихідними колами і дискретними входами (для МПРЗА).

3.2.78 За умови виконання захистів на базі МПРЗА в кожній з мікропроцесорних взаємно резервованих систем РЗА має бути передбачено максимально можливу автономність виконання різних функцій, які входять до цієї системи захисту, таким чином, щоб відмова виконання однієї функції не призводила до відмови виконання іншої функції.

МПРЗА мають забезпечувати можливість їхнього застосування як пристроїв нижнього рівня АСУТП; має бути передбачено можливість виконання додаткових функцій інформації – осцилографування, реєстрація подій, відомості про стан самих пристроїв, видача необхідної інформації для аналізу правильності дій пристроїв РЗА тощо.

3.2.79 Для блоків генератор-трансформатор з генераторами потужністю, більшою ніж 10 МВт, потрібно передбачати пристрої РЗА від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:

– замикань на землю в обмотці статора та в колах генераторної напруги;

– багатофазних замикань у обмотці статора генератора і на його виводах;

– замикань між витками однієї фази у обмотці статора турбогенератора (для генераторів, які мають два або три паралельних витки обмотки статора);

– багатофазних замикань у обмотках і на виводах трансформаторів;

– однофазних замикань на землю в обмотці трансформатора та на її виводах, приєднаних до мережі з великими струмами замикання на землю;

– замикань між витками в обмотках трансформаторів;

– зовнішніх КЗ;

– перевантаження генератора струмами зворотної послідовності (для блоків з генераторами потужністю, більшою ніж 30 МВт);

– симетричного перевантаження обмотки статора генератора і обмоток трансформатора;

– перевантаження обмотки ротора генератора струмом збудження (для турбогенераторів із безпосереднім охолодженням провідників обмоток і для гідрогенераторів);

– підвищення напруги на обмотці ротора;

– підвищення напруги на обмотці статора генератора і трансформаторі блока;

– замикань на землю в одній точці кола збудження;

– замикань на землю в другій точці кола збудження (для турбогенераторів потужністю, меншою ніж 160 МВт);

– асинхронного режиму із втратою збудження;

– зниження/підвищення частоти (перезбудження генератора і трансформатора);

– зворотної потужності (для турбогенераторів потужністю, більшою ніж 120 МВт);
– відмови вимикачів (блокового, генераторного);
– пошкоджень усередині трансформаторів (виділення газів, зниження рівня мас, скидання або підвищення тиску в баках);
– часткового пробою ізоляції вводів 500 і 750 кВ трансформаторів;
– випадкового ввімкнення генератора в мережу (для блоків з генераторами потужністю, більшою ніж 300 МВт).

3.2.80 Вказівки щодо виконання захисту генераторів і підвищувальних трансформаторів, які стосуються їхньої відокремленої роботи, є дійсними й у випадку, коли їх об'єднано в блок генератор-трансформатор (автотрансформатор) з урахуванням вимог, наведених нижче.

3.2.81 На блоках з генераторами потужністю 30 МВт і більше треба передбачати захист від замикань на землю в колі генераторної напруги, яка охоплює всю обмотку статора. Дублюючий комплект захисту повинен захищати не менше ніж 85 % обмотки статора. Його дозволяється виконувати за іншим принципом дії.

Має бути забезпечено відстроювання зазначеного захисту від КЗ на землю на шинах ВН (СН, за наявності) і на власних потребах. У разі складності таких налаштувань за уставками спрацювання вказане має досягатися схемними рішеннями та блокуваннями.

За потужності генератора блока, меншої ніж 30 МВт, дозволено застосовувати пристрої, які захищають не менше ніж 85 % обмотки статора. Застосовувати такі пристрої допускається також на блоках з турбогенераторами потужністю від 30 до 160 МВт, якщо для захисту всієї обмотки статора потрібне увімкнення в коло генератора додаткової апаратури.

Захист має бути виконано з дією на вимкнення з витримкою часу, не більшою ніж 0,5 с, на всіх блоках без відгалужень на генераторній напрузі та з відгалуженнями до трансформаторів власних потреб. На блоках, які мають електричний зв'язок з мережами власних потреб або споживачів, що живляться лініями від відгалужень між генератором і трансформатором, якщо ємнісний струм замикань на землю становить 5 А і більше, має бути встановлено селективний направлений захист від замикань на землю або захист від подвійних замикань на землю, оскільки це передбачено на генераторах, які працюють на збірні шини (див. **3.2.39** і **3.2.40**). Захист має діяти на вимикання з витримкою часу, не більшою ніж 0,5 с. Аналогічний захист має бути встановлено на блоці, де встановлено два і більше генераторів без вимикачів у блоці з одним трансформатором (збільшений блок).

Якщо ємнісний струм замикання на землю становить менше ніж 5 А, то захист від замикань на землю може бути виконано так само, як і на блоках без відгалужень на генераторній напрузі, але з дією на сигнал.

За наявності вимикача в колі генераторної напруги, який відключає струми КЗ, захист має діяти на гасіння поля генератора та збудника, вимкнення генераторного вимикача, пуск ПРВВ генераторного вимикача, зупин турбіни та подачу сигналу в систему АСУТП.

За відсутності генераторного вимикача або з вимикачем навантаження захист має діяти на гасіння поля генератора та збудника, вимкнення вимикача ВН блока, переведення власних потреб на резервне живлення, пуск ПРВВ вимикача блока, зупин турбіни та на подачу сигналу в систему АСУТП.

На вимикач навантаження не мають діяти електричні захисти блока генератор-трансформатор; дозволено дію лише технологічних захистів. Для запобігання пошкодженню вимикача має бути передбачено блокування вимкнень під час проходження струмів, більших ніж 1,05 номінального струму статора.

За наявності вимикача в колі генератора необхідно додатково передбачати сигналізацію замикань на землю з боку генераторної напруги трансформатора блока.

За наявності вимикача в колі ВН трансформатора власних потреб, який живиться з генераторної напруги, потрібно передбачати попередню дію захисту на його вимкнення з пуском АВР власних потреб.

3.2.82 На блоці з генератором із непрямим охолодженням, що складається з одного генератора і одного трансформатора, за відсутності вимикача в колі генератора рекомендовано передбачати один загальний поздовжній диференціальний захист блока, який має охоплювати також струмопровід генераторної напруги до трансформатора ВП.

За наявності вимикача в колі генератора на генераторі та трансформаторі має бути встановлено окремі диференціальні захисти.

У разі застосування в блоці двох трансформаторів замість одного, а також у разі роботи двох і більше генераторів без вимикачів у блоці з одним трансформатором (збільшений блок) на кожному генераторі та трансформаторі потужністю 125 МВ • А і вище має бути передбачено окремий поздовжній диференціальний захист. За відсутності вбудованих трансформаторів струму на уводах НН цих трансформаторів допускається застосовувати загальний диференціальний захист для двох трансформаторів.

На блоці з генератором із безпосереднім охолодженням провідників обмоток потрібно передбачати окремі поздовжні і диференціальні захисти генератора, окремі поздовжні диференціальні захисти блокових трансформаторів (або кожного трансформатора, якщо в блоці з генератором працюють два або більше трансформаторів) і трансформаторів ВП. Для АЕС із установленими енергоблоками потужністю 1000 МВт рекомендовано встановлювати два диференціальні захисти (основний і резервний) на кожний трансформатор власних потреб. За відсутності вбудованих трансформаторів струму на уводах НН двох чи більше трансформаторів, які працюють в блоці з генератором, допускається застосовувати загальний диференціальний захист для трансформаторів блока.

З боку вищої напруги диференціальний захист трансформатора блока може бути увімкнено на трансформатори струму, вбудовані в трансформатор блока. За цих умов для захисту ошиновки між вимикачами з боку ВН і трансформатором блока має бути встановлено окремий захист. Захист ошиновки повинен діяти на відключення блока згідно з **3.2.81**.

Окремий диференціальний захист генераторів має бути виконано трифазним трирелейним або однорелейним у разі застосування МПРЗА зі струмом спрацювання, не більшим ніж 0,3 номінального струму генератора.

Для резервування зазначених диференціальних захистів на блоках з генераторами потужністю 160 МВт і більше, які мають безпосереднє охолодження провідників обмоток, необхідно передбачати резервний диференціальний захист, який охоплює генератор і трансформатор блока разом з ошиновкою з боку вищої напруги. Якщо не забезпечуються умови чутливості (**3.2.22**) в разі застосування диференці-

ального захисту блока, то необхідно передбачати дублюючі окремі диференціальні захисти для генератора і блокового трансформатора.

Рекомендовано встановлювати резервний диференціальний захист блоків і за потужності генераторів з безпосереднім охолодженням провідників обмоток, меншої ніж 160 МВт.

За наявності вимикача в колі генератора резервний диференціальний захист блока треба виконувати з витримкою часу 0,35–0,5 с.

За наявності вимикача в колі генераторної напруги, який відключає струми КЗ, диференціальний захист генератора має діяти без витримки часу згідно з **3.2.81**.

Диференціальні захисти трансформаторів (блокового і ВП) як за наявності вимикача в колі генераторної напруги, який відключає струми КЗ, так і за відсутності генераторного вимикача або з вимикачем навантаження мають діяти без витримки часу згідно з **3.2.81** для схеми без генераторного вимикача.

3.2.83 На турбогенераторах з двома або трьома паралельними гілками обмотки статора має бути передбачено односистемний поперечний диференціальний захист від виткових замикань у одній фазі, що залежно від схеми первинних з'єднань блока (наявність чи відсутність вимикачів у колі генераторної напруги) має діяти без витримки часу на вимкнення згідно з **3.2.81**.

Уставка захисту за струмом не має перевищувати 0,05 від номінального струму статора.

Діагностику стану генератора за значенням струму небалансу поперечного диференціального захисту треба здійснювати згідно з **3.2.40**.

3.2.84 На блоках з генераторами потужністю 120 МВт і більше з безпосереднім охолодженням провідників обмоток має бути передбачено струмовий захист зворотної послідовності з інтегрально-залежною характеристикою, яка відповідає характеристиці допустимих перевантажень генератора, що захищається, струмами зворотної послідовності.

На блоках з вимикачем навантаження або за відсутності генераторного вимикача захист за допомогою інтегрального органу має бути двоступінчастим: перший ступінь, який за часом спрацьовування на 0,2–0,3 с є меншим від допустимого перевантаження згідно з заводською документацією, має діяти на вимкнення вимикача ВН і в систему АСУТП для розвантаження турбіни до холостого ходу, а другий ступінь з уставкою допустимого перевантаження – на гасіння поля генератора та збудника, переведення власних потреб на резервне живлення, зупин турбіни і дією в систему АСУТП. Крім того, має бути задіяно двоступінчасту відсічку, струм спрацювання якої вибирають із умов погодження з резервними захистами від міжфазних КЗ приєднань РУ з боку ВН блока. Першим ступенем відсічки має здійснюватися розділення шин, а другим, який за часом спрацьовування має бути на ступінь селективності більшим, – вимкнення вимикача ВН і дія системи АСУТП для розвантаження турбіни до холостого ходу.

За наявності вимикача в колі генераторної напруги, який відключає струми КЗ для збереження в роботі трансформатора блока, живлення ВП і запобігання невиправданим відключенням генератора під час КЗ з боку ВН, має бути відсічка, яка діє на вимкнення генераторного вимикача, гасіння поля генератора і збудника та зупин турбіни. Уставку спрацьовування відсічки вибирають виходячи з умов відстроювання від надперехідного струму зворотної послідовності за двофазного

КЗ на виводах генератора. Відключення інтегральним органом виконують аналогічно описаному вище за відсутності генераторного вимикача або з вимикачем навантаження.

На блоках з генераторами потужністю, меншою ніж 160 МВт, які мають безпосереднє охолодження провідників обмоток, а також на блоках з гідрогенераторами потужністю понад 30 МВт, що мають непряме охолодження, струмовий захист зворотної послідовності потрібно виконувати з інтегрально-залежною витримкою часу. Допускається виконувати захист зі ступінчастою витримкою часу. За цих умов різні ступені захисту можуть мати одну або більше витримок часу (див. **3.2.88**, перелік 4). Зазначену інтегрально-залежну або ступінчасту витримку часу потрібно узгоджувати з характеристикою допустимих перевантажень генератора струмом зворотної послідовності.

На блоках з турбогенераторами з непрямим охолодженням потужністю понад 30 МВт захист має бути виконаним згідно з **3.2.42**.

Крім захистів, що діють на вимкнення, на всіх блоках з турбогенераторами потужністю понад 30 МВт треба передбачати сигналізацію перевантаження струмами зворотної послідовності, виконану відповідно до **3.2.42**.

Струм зворотної послідовності для сигналізації має бути не більшим ніж 8 % від номінального – для турбогенераторів, 6 % – для гідрогенераторів з водяним охолодженням обмотки статора, 10 % – для гідрогенераторів потужністю, більшою ніж 125 МВт, з непрямим повітряним охолодженням і 12 % – для гідрогенераторів потужністю до 125 МВт з непрямим повітряним охолодженням статора.

3.2.85 На блоках з генераторами потужністю понад 30 МВт захист від зовнішніх симетричних КЗ має бути виконано, як зазначено в **3.2.43**. За цих умов для гідрогенераторів напругу спрацювання захисту потрібно приймати приблизно 0,6–0,7 від номінальної. На блоках з турбогенераторами, які мають резервний збудник, зазначений захист має бути доповнено струмовим реле, увімкненим на струм з боку ВН блока.

На блоках з генераторами потужністю 60 МВт і більше замість зазначеного захисту рекомендовано застосовувати дистанційний захист.

На блоках з генераторами з безпосереднім охолодженням провідників обмоток від зовнішніх симетричних КЗ має бути встановлено двоступінчастий дистанційний захист від міжфазних КЗ.

Перший ступінь цього захисту, який здійснює ближнє резервування, має виконуватися з блокуванням у разі коливань і діяти, як зазначено в **3.2.88**, перелік 3), з витримкою часу, не більшою ніж 1 с. Перший ступінь має надійно охоплювати трансформатор блока для забезпечення селективності із захистами суміжних елементів. Резервування першим ступенем захистів генератора обов'язкове, якщо на блоці застосовуються окремі диференціальні захисти трансформатора і генератора. Опір спрацювання захисту необхідно вибирати з умов відстроювання від режиму найбільш реально можливого навантаження та за умови узгодження з захистами від міжфазних КЗ приєднань.

Другий ступінь, який здійснює дальнє резервування, має діяти, як зазначено в **3.2.88**, перелік 2).

Рекомендовано встановлювати двоступінчастий дистанційний захист і за наявності резервного диференціального захисту з метою збільшення ефективності

дальнього резервування. Обидва ступені дистанційного захисту в цьому разі мають діяти, як зазначено в **3.2.88**, перелік 2).

Для резервування захисту від міжфазних КЗ на блоках потужністю 1000 МВт АЕС рекомендовано встановлювати додатковий дистанційний захист, струмові кола якого під'єднано до трансформаторів струму на ВРУ, а живлення оперативних кіл захисту здійснюється від щита постійного струму ВРУ. Захист має бути двоступінчастим, перший ступінь якого з витримкою часу, не більшою ніж 0,5 с, має захищати блоковий трансформатор і обладнання генераторної напруги, а другий ступінь з витримкою часу приблизно 2 с має захищати обмотку ВН трансформаторів ВП.

3.2.86 Захист від зовнішніх КЗ на блоках з генераторами потужністю 30 МВт і менше потрібно виконувати відповідно до **3.2.44**. Параметри спрацьовування захисту на блоках з гідрогенераторами потрібно приймати згідно з **3.2.43**, **3.2.44** і **3.2.85**.

3.2.87 На блоках генератор-трансформатор з вимикачем у колі генератора за відсутності резервного диференціального захисту блока має бути передбачено максимальний струмовий захист з боку ВН блока, призначений для резервування основних захистів трансформатора блока під час роботи з вимкненим генератором. Захист рекомендовано здійснювати у трифазному виконанні.

3.2.88 Резервні захисти блоків генератор-трансформатор має бути виконано з урахуванням такого:

1) з боку генераторної напруги трансформатора блока захист не встановлюють, а використовують захист генератора;

2) у разі дальнього резервування захист має діяти, як правило, з двома витримками часу: з першою – на поділ схеми з боку ВН блока (наприклад, на вимикання шиноз'єднувального і секційного вимикачів), з другою – на вимикання блока від мережі;

3) у разі ближнього резервування треба виконувати вимкнення блока (генератора) від мережі, гасіння поля генератора і зупин блока, якщо це потрібно, за **3.2.98**;

4) окремі ступені або пристрої резервного захисту залежно від їхнього призначення і доцільності використання в разі дальнього й ближнього резервування можуть мати одну, дві або три витримки часу. Необхідно, за можливості, забезпечити резервування захистів ПЛ 110 кВ та вище резервними захистами генератора або блока генератор-трансформатор;

5) органи пуску напруги захистів за **3.2.85** і **3.2.86** рекомендовано передбачати з боку генераторної напруги та з боку мережі.

3.2.89 Для блоків генератор-трансформатор потужністю більше ніж 120 МВт для захисту трансформаторів ВП від зовнішніх міжфазних КЗ і як резервування захисту від КЗ всередині трансформатора треба застосовувати дистанційні захисти як з боку ВН, так і з боку НН. Захист на боці ВН повинен охоплювати трансформатор, струмопроводи НН, включаючи вимикачі 6 кВ живлення власних потреб. Перший ступінь, який захищає трансформатор і струмопровід, має діяти згідно з **3.2.81**, а другий ступінь – на вимкнення вимикачів живлення власних потреб.

Захист на боці НН має охоплювати струмопроводи 6 кВ і діяти на вимкнення вимикачів робочого живлення власних потреб.

Для блоків, де трансформатор ВП виконано з розщепленою обмоткою, необхідно застосовувати два комплекти, під'єднані до кіл напруги різних обмоток НН.

Для захисту трансформаторів ВП від зовнішніх КЗ можна застосовувати максимальний струмовий захист з блокуванням за напругою. Для забезпечення необхідної чутливості захисту з боку ВН необхідно виконувати блокування за напругою з обох боків НН.

Захист від перевантаження трансформаторів ВП треба виконувати струмовим захистом, під'єднаним до трансформаторів струму з ВН трансформаторів із дією на сигнал.

3.2.90 Захист випрямних трансформаторів у системі самозбудження та безщіткового збудження турбогенераторів 1000 МВт АЕС треба виконувати струмовою відсічкою та максимальним струмовим захистом, який має бути відстроєним від спрацьовування в разі перевантаження трансформатора під час форсування збудження.

3.2.91 На блоках з турбогенераторами захист від симетричних перевантажень статора потрібно виконувати так само, як на генераторах, які працюють на збірні шини (див. **3.2.48**).

Для генераторів потужністю більше ніж 300 МВт за умови застосування МПРЗА захист рекомендовано виконувати з залежною від струму витримкою часу і дією на вимкнення згідно з **3.2.81**. Пристрої захистів потрібно під'єднувати до групи трансформаторів струму, установлених на нейтральних виводах генератора.

Для генераторів потужністю, меншою ніж 300 МВт, захист необхідно виконувати з незалежною витримкою часу 9 с з дією на сигнал.

На гідроелектростанціях без постійного чергування оперативного персоналу крім сигналізації симетричних перевантажень треба передбачати захист із незалежною характеристикою, який діє з більшою витримкою часу на вимкнення блока (генератора) і з меншою – на розвантаження.

3.2.92 На генераторах потужністю 120 МВт і більше з безпосереднім охолодженням провідників обмоток захист від перевантаження обмотки ротора струмом збудження треба виконувати з інтегрально-залежною витримкою часу, яка відповідає характеристиці допустимого перевантаження генератора струмом збудження. Захист має бути увімкнено на давачі струму ротора згідно з **3.2.47**, а для безщіткової системи збудження турбогенераторів потужністю більше ніж 300 МВт – на індукційний давач струму ротора. Цей захист має діяти на вимкнення відповідно до **3.2.81**.

За неможливості увімкнення захисту на струм ротора (наприклад, за безщіткового збудження генераторів потужністю, меншою ніж 120 МВт), допускається застосовувати захист з незалежною витримкою часу, який реагує на підвищення напруги в колі збудження.

У захисті має бути передбачено можливість дії з меншою витримкою часу на зниження струму збудження. За наявності пристроїв обмеження перевантаження в регуляторі збудження дію на розвантаження можна здійснювати одночасно від цих пристроїв і від захисту ротора.

На турбогенераторах потужністю, меншою ніж 160 МВт, з безпосереднім охолодженням провідників обмоток і на гідрогенераторах потужністю понад 30 МВт з непрямим охолодженням захист необхідно виконувати аналогічно тому, як зазначено в **3.2.47**.

За наявності пристроїв групового керування збудженням на генераторах захист рекомендовано виконувати із залежною витримкою часу.

У разі роботи генераторів із резервним збудником захист ротора від перевантаження має залишатися в роботі. За неможливості використання захисту із залежною витримкою часу допускається передбачати на резервному збуднику захист з незалежною витримкою часу.

3.2.93 На блоках з турбогенераторами потужністю 120 МВт і більше для запобігання підвищенню напруги в режимі холостого ходу має бути передбачено захист від підвищення напруги. Уставка захисту за напругою має бути вищою від значення номінальної напруги генератора на 20 %. У режимі холостого ходу захист має діяти без витримки часу, а під час переходу генератора з режиму навантаження в режим холостого ходу захист треба вводити з витримкою часу, не більшою ніж 3 с. Під час дії захисту має бути забезпечено гасіння поля генератора. Стан холостого ходу потрібно визначати за відсутності струму генератора (для блоків з вимикачем у колі генераторної напруги) або за відсутності струму на боці ВН трансформатора (для блоків без вимикача в колі генераторної напруги). За умови використання МПРЗА рекомендовано застосовувати також захист від пониження напруги з дією на сигнал.

На блоках із гідрогенераторами для запобігання підвищенню напруги під час скидань навантаження має бути передбачено захист від підвищення напруги, який має діяти на вимкнення блока (генератора) і гасіння поля генератора. Допускається дія захисту на зупин агрегату.

3.2.94 Захист від замикань на землю в одній точці кола збудження має бути передбачено на гідрогенераторах, на турбогенераторах з водяним охолодженням обмотки ротора і на всіх турбогенераторах потужністю 120 МВт і вище. Захист має контролювати значення опору ізоляції ротора з колами збудження. У разі зниження опору ізоляції кіл збудження до 10 кОм для турбогенераторів з водяним охолодженням вентилів робочої системи збудження має поступати сигнал, а в разі зниження до 4 кОм – відбуватися вимкнення згідно з **3.2.81**. На гідрогенераторах захист має діяти на вимкнення, а на турбогенераторах потужністю, меншою ніж 120 МВт, – на сигнал.

Захист від замикань на землю в другій точці кола збудження турбогенераторів (крім турбогенераторів з безщітковою системою збудження) треба встановлювати на блоках потужністю, меншою ніж 120 МВт, відповідно до **3.2.49**.

3.2.95 На блоках з турбогенераторами потужністю 120 МВт і більше, які мають безпосереднє охолодження провідників обмоток, і з гідрогенераторами потрібно передбачати пристрої захисту від асинхронного режиму з втратою збудження.

Зазначені пристрої рекомендовано застосовувати і на турбогенераторах потужністю, меншою ніж 120 МВт, з безпосереднім охолодженням провідників обмоток. На цих турбогенераторах допускається також передбачати автоматичне виявлення асинхронного режиму лише в разі вимкнення положення пристроїв автоматичного гасіння поля або в разі зниження струму ротора, нижчого від номінального струму холостого ходу (без застосування захисту від асинхронного режиму).

Після переходу в асинхронний режим турбогенератора, який втратив збудження, зазначені вище пристрої захисту мають діяти з витримкою часу, не більшою ніж 2 с на гасіння поля генератора, подавати сигнал про втрату збудження і здійснювати автоматичне перемикання навантаження власних потреб на резервне джерело живлення, а також діяти на систему АСУТП для зниження навантаження турбіни до допустимого для роботи генератора в цьому режимі значення активної потужності.

Усі гідрогенератори та турбогенератори, які не допускають асинхронного режиму, а також решта турбогенераторів в умовах дефіциту реактивної потужності в системі під час дії зазначених пристроїв, потрібно вимикати від мережі згідно з **2.3.81**.

Для асинхронізованих турбогенераторів захист від асинхронного режиму має діяти без витримки часу на вимкнення АГП, увімкнення автоматів, які закорочують обидві обмотки ротора, та розвантаження турбіни до значення потужності, допустимої для цього режиму. Необхідно передбачати відмову одного або обох вимикачів, які закорочують обмотки ротора. За цих умов ротор замикається на опір самосинхронізації, і розвантаження турбіни має бути більш глибоким.

3.2.96 За наявності вимикача в колі генератора з безпосереднім охолодженням провідників обмоток або в колі трансформатора власних потреб на генераторній напрузі потрібно передбачати резервування в разі відмови цього вимикача (наприклад, застосуванням ПРВВ).

3.2.97 ПРВВ 110 кВ і вище на електростанціях має бути виконаним з урахуванням такого:

1) для запобігання зайвому вимкненню декількох блоків резервним захистом у разі виникнення на одному з них неповнофазного режиму в результаті відмови вимикача з пофазним приводом за його вимкнення на електростанціях з генераторами, які мають безпосереднє охолодження провідників обмоток, потрібно передбачати прискорення захистів з пуском ПРВВ (наприклад, від струмового захисту нульової послідовності трансформатора блока з боку мережі з великим струмом замикання на землю);

2) для електростанцій, на яких блоки генератор-трансформатор і лінії мають загальні вимикачі (наприклад, у разі застосування полуторної схеми або схеми багатокутника), необхідно передбачати пристрій телевимкнення для вимкнення вимикача і заборони АПВ на протилежному кінці лінії під час дії ПРВВ у разі його пуску від захисту блока. Крім того, потрібно передбачати дію ПРВВ на зупин передавача ВЧ захисту.

Для запобігання несинхронному неповнофазному увімкненню блока в режимі ремонту (вимкненого положення) шинного вимикача і вимкненні лінії з відмовою загального вимикача на непошкодженій фазі необхідно передбачати окрему команду пристрою телевимкнення для заборони АПВ на протилежному кінці лінії в разі дії захисту від неперемикання фаз.

3.2.98 На блоках з вимикачем, який відключає струми КЗ, захисти статора генератора від внутрішніх пошкоджень, а також захисти ротора генератора мають діяти на гасіння поля генератора та збудника, на вимкнення генераторного вимикача, пуск ПРВВ генераторного вимикача, а також діяти на систему АСУТП.

На блоках з вимикачем навантаження або за відсутності генераторного вимикача ці захисти мають діяти на гасіння поля генератора та збудника, вимкнення вимикача ВН, вимкнення вимикачів основного живлення власних потреб для їхнього переведення на живлення від резервного джерела за допомогою АВР, зупин турбіни, пуск ПРВВ, а також діяти на систему АСУТП.

Резервні захисти генератора і трансформатора блока в разі зовнішніх пошкоджень мають діяти відповідно до **3.2.88**, переліки 2)–4).

На теплових електростанціях з блоковою схемою в тепловій частині в разі вимкнення блока за внутрішніх пошкоджень має забезпечуватися повний зупин

блока. За зовнішніх пошкоджень, а також у разі дії захистів у тих випадках, коли може бути швидко відновлено роботу блока, блок треба переводити на навантаження власних потреб або в режим холостого ходу, якщо в такому режимі допускається робота з тепломеханічним устаткуванням.

На гідроелектростанціях за внутрішніх пошкоджень основного електричного обладнання блока, крім вимкнення блока, треба виконувати зупин агрегату. Зупин агрегату допускається виконувати також у разі вимкнення блока внаслідок зовнішніх пошкоджень.

3.2.99 На блоках генератор-трансформатор-лінія основний захист лінії та резервний захист з боку енергосистеми має бути виконано відповідно до вимог цієї глави щодо захисту ліній, а щодо блока функції резервного захисту лінії треба виконувати резервними (дублюючими) захистами блока.

Захист блока потрібно виконувати згідно з вищенаведеними вимогами.

Дію захисту блока на вимкнення вимикача і пуск ПРВВ з боку енергосистеми треба передавати за допомогою двох взаєморезервованих пристроїв телевимкнення високочастотним каналом, а за наявності ВОЛЗ – через відповідну апаратуру по каналах ВОЛЗ або через апаратуру по кабелю зв'язку. Крім того, рекомендовано передбачати одночасну дію захисту блока на зупин передавача високочастотного захисту.

Диференціальний захист блока генератор-трансформатор-лінія можна виконувати із застосуванням виділених окремих пар волокон каналів ВОЛЗ або проводів зв'язку.

На блоках з турбогенераторами (за блокової схеми в тепловій частині) з боку енергосистеми за допомогою пристрою телевимкнення на протилежний кінець лінії треба передавати дію захисту шин (за подвійної системи шин) або дію ПРВВ (за полуторної схеми або схеми багатокутника) відповідно на переведення блока в режим холостого ходу або на гасіння поля генератора і зупин блока. Крім того, рекомендовано застосовувати пристрій телевимкнення для прискорення гасіння поля генератора і вимкнення власних потреб у разі дії резервних захистів з боку енергосистеми.

За неповнофазного вимкнення вимикача з боку мережі з великим струмом замикання на землю потрібно проводити прискорений запуск ПРВВ так само, як це передбачено в **3.2.97**, перелік 1).

3.2.100 Для захисту генератора і силового трансформатора від перегрівання, пов'язаного з підвищенням магнітного потоку за умови зниження частоти за номінальної напруги на статорі, на блоки потужністю 120 МВт і більше має бути встановлено спеціальний захист від перезбудження. Захист має діяти на заборону збудження генератора під час початкового збудження та на гасіння поля генератора під час роботи генератора в режимі холостого ходу на зниженій частоті. За умови застосування МПРЗА захист має реагувати на відношення напруга/частота.

На АЕС, де згідно з вимогами на обладнання не дозволено тривало працювати як на пониженій, так і на підвищеній частоті, потрібно встановлювати захист від пониження/підвищення частоти, який має діяти на вимкнення вимикачів ВН з витримкою часу, яку визначають за вимогами на обладнання.

3.2.101 Захист від однофазних замикань на землю в обмотці трансформатора і на його виводах, приєднаних до мережі з великими струмами замикання на землю,

має бути виконано, як правило, з використанням трансформаторів струму нульової послідовності, увімкнених на струм нейтралі трансформатора блока. Захист має бути багатоступінчастим і діяти своїми ступенями на ділення шин, вимкнення вимикачів ВН та зупин блока (гасіння поля генератора, переведення власних потреб на резервне живлення та зупин турбіни). За допомогою захисту треба здійснювати прискорений пуск ПРВВ для ліквідації неповнофазних режимів.

Для трансформаторів, які працюють у режимі з ізольованою нейтраллю, захист треба виконувати з контролем напруги на вторинній обмотці трансформатора напруги шин, на які під'єднано блок, за схемою «розімкнутий трикутник», з контролем відсутності струму у нейтралі трансформатора і контролем спрацьовування захисту на суміжному блоці з заземленою нейтраллю.

3.2.102 Захист обмотки ротора від перенапруг треба виконувати за допомогою розрядника багаторазової дії, згідно з **3.2.47** (підрозділ «Захист турбогенераторів, що працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги»).

3.2.103 Захист від пошкоджень всередині бака трансформаторів (блокового і ВП), які супроводжуються виділенням газів, підвищенням або зниженням (скидом) тиску, а також зниженням рівня масла, потрібно виконувати згідно з **3.2.56**. Дія захисту повинна бути аналогічною дії диференціальних захистів трансформаторів. Пуск автоматики пожежогасіння за умови спрацьовування газового захисту треба здійснювати згідно з **3.2.59**.

Аналогічно має діяти захист від підвищення температури обмотки та масла в трансформаторах.

Захист зворотної потужності, яку визначають за переходом генератора в режим двигуна, призначено для запобігання пошкодженням турбіни в безпаровому режимі. Захист має діяти на вимкнення вимикача ВН, гасіння поля генератора і збудника та на переведення живлення власних потреб від резервного живлення. Для газотурбінних установок захист має діяти без витримки часу, для установок з паровими турбінами – витримку часу визначають допустимою тривалістю роботи в безпаровому режимі. Дія захисту має блокуватися за фактом відсутності струму генератора та пуску захисту зворотної послідовності.

3.2.104 Захист від часткового пробою ізоляції уводів 500 і 750 кВ трансформаторів блока треба виконувати відповідно до **3.2.60**.

3.2.105 Захист від випадкового увімкнення генератора в мережу призначають для запобігання увімкненню зупиненого генератора або генератора, який обертається з частотою, значно нижчою від номінальної. Для генераторів з вимикачем у колі генераторної напруги, який відключає струм КЗ, захист має діяти на вимкнення та пуск ПРВВ цього вимикача, а для генераторів з вимикачами навантаження чи без вимикача в колі генераторної напруги – на вимкнення та пуск ПРВВ вимикача ВН.

ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ І КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 3–10 кВ З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

3.2.106 Для ліній у мережах 3–10 кВ з ізольованою нейтраллю (у тому числі й з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор) треба передбачати пристрої РЗЛ від багатофазних і однофазних замикань на землю.

3.2.107 Захист від багатофазних замикань треба передбачати в двофазному виконанні і вмикати в одні й ті самі фази по всій мережі даної напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю лише одного місця пошкодження.

Захист має бути виконано дво- або трирелейним залежно від вимог чутливості та надійності.

3.2.108 На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних замикань потрібно встановлювати, як правило, двоступінчастий струмовий захист, перший ступінь якого виконано у вигляді струмової відсічки, а другий – у вигляді максимального струмового захисту з незалежною або залежною характеристикою витримки часу.

На нереактованих кабельних лініях з одностороннім живленням, які відходять від шин електростанцій, струмові відсічки має бути виконано без витримки часу, а зону їх дії має бути визначено за умови вимкнення КЗ, які супроводжуються залишковою напругою на шинах зазначених електростанцій, нижчою ніж 0,5–0,6 від номінальної. Для виконання зазначеної умови допускається виконувати захист неселективним у поєднанні з пристроями АПВ або АВР, які повністю або частково виправляють неселективну дію захисту. Відповідно до зазначених вимог відсічки рекомендовано встановлювати також на лініях, що відходять від шин підстанцій, які живлять синхронні електродвигуни значної потужності.

Якщо на нереактованих кабельних лініях з одностороннім живленням, які відходять від шин електростанцій, струмові відсічки за вимогами селективності не можна застосовувати, то для забезпечення швидкодії допускається передбачати захисти за **3.2.109**, перелік 2) або 3). Застосовувати ці захисти допускається також для робочих ліній власних потреб теплових електростанцій.

На реактованих лініях, вимикачі яких не розраховано на вимикання КЗ до реактора, застосування струмових відсічок не допускається.

3.2.109 На одиночних лініях з двостороннім живленням за наявності або відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, які входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, рекомендовано застосовувати такі самі захисти, що й на одиночних лініях з одностороннім живленням (див. **3.2.108**), виконуючи їх за необхідності направленими.

З метою спрощення захистів і забезпечення їх селективної дії допускається застосовувати автоматичний поділ мережі на радіальні ділянки в момент виникнення пошкодження з подальшим автоматичним її відновленням.

Якщо ненаправлений або направлений струмовий ступінчастий захист не забезпечує необхідної швидкодії та селективності, допускається передбачати такі захисти:

1) дистанційний захист у найпростішому виконанні;

2) поперечний диференціальний струмовий захист (для здвоєних кабельних ліній);

3) поздовжній диференціальний струмовий захист для коротких ділянок ліній (у разі необхідності прокладання спеціального кабелю лише для поздовжнього диференціального захисту, довжина якого має бути не більшою ніж 3 км).

Для направлених і дистанційних захистів відповідно до **3.2.8** треба передбачати функцію контролю несправності кіл напруги. Зазначена функція в захистах ліній

3–10 кВ має забезпечувати в необхідних випадках блокування відповідних ступенів захисту або їх переведення в ненаправлені струмові захисти з окремими уставками. У разі блокування треба передбачати ступені резервних струмових захистів, які продовжують працювати в разі блокування основних. Функцію контролю несправності кіл напруги має бути реалізовано найпростішими засобами, доступними за наявної схеми з'єднань кіл трансформаторів напруги.

Для захистів, зазначених у переліках 2) і 3), як резервний захист треба передбачати струмовий захист.

3.2.110 У разі виконання захисту паралельних ліній 3–10 кВ потрібно керуватися вказівками для паралельних ліній у мережах 35 кВ (див. **3.2.120**).

3.2.111 Захист від однофазних замикань на землю треба виконувати у вигляді:

– селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрямок), який діє на сигнал;

– селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрямок), який діє на вимкнення, коли це необхідно за вимогами безпеки (такий захист має бути встановленим на живильних елементах у всій електрично зв'язаній мережі);

– селективного захисту з дією на вимкнення (не за вимогами безпеки) і можливістю відновлення нормального режиму за допомогою АПВ, коли така дія є обґрунтованою;

– пристрою контролю ізоляції; при цьому відшукання пошкодженого елемента треба виконувати спеціальними пристроями; як виняток допускається відшукувати пошкоджений елемент почерговим вимкненням приєднань.

3.2.112 Захист від однофазних замикань на землю має бути виконаним, як правило, з використанням трансформаторів струму нульової послідовності. В разі відсутності трансформаторів струму нульової послідовності можливість використання фільтру струмів нульової послідовності іншого виду повинно бути підтверджено розрахунком рівня небалансу струмів для цього фільтру. Захист у першу чергу має реагувати на сталі замикання на землю; допускається також застосовувати пристрої, які реєструють короткочасні замикання без забезпечення повторності дії.

Захист від однофазних замикань на землю, який діє на вимкнення без витримки часу за вимогами безпеки або діє на вимкнення в разі обґрунтування доцільності такої дії (див. **3.2.111**), має вимикати лише елемент, що живить пошкоджену ділянку. При цьому як резервний по відношенню до захисту, що діє на вимкнення за вимоги безпеки, має бути передбачено захист, який виконують у вигляді захисту нульової послідовності з витримкою часу близько 0,5 с, і який діє на вимкнення всієї електрично зв'язаної мережі – системи (секції) шин або живильного трансформатора. Селективний захист від однофазних замикань на землю без витримки часу, якщо його виконують без пуску по напрузі нульової послідовності, повинен бути відстроєним від кидка зарядного струму лінії в разі її включення.

Збільшення струму промислової частоти спеціально для забезпечення дії захисту в мережі з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор, за допомогою розладу реактора, як правило, передбачати не допускається.

Для селективного захисту від однофазних замикань на землю в мережах з ізольованою, заземленою через активний опір нейтраллю або в мережах з комбінованим заземленням нейтралі (через дугогасний реактор і активний опір) переважно слід передбачати:

– при співвідношенні струму замикання на землю і часткових ємнісних струмів у непошкоджених приєднаннях більше двох-трьох – прості струмові захисти нульової послідовності, відстроєні від рівнів часткових струмів непошкоджених приєднань;

– в іншому випадку – направлений захист нульової послідовності.

Для селективного захисту від однофазних замикань на землю в мережах з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор, слід передбачати захист, що реагує на рівень вищих гармонійних складових струму нульової послідовності як такий, дія якого не залежить від зміни режиму компенсації.

У всіх видах захисту від однофазних замикань на землю для підвищення надійності визначення режиму замикання, коли це можливо, слід використовувати пуск по напрузі нульової послідовності незалежно від наявності інших пускових органів.

3.2.113 У всіх випадках, коли використовується заземлення нейтралі через активний опір, незалежно від дії при однофазних замиканнях на землю основних захистів приєднань на сигнал або відключення, заземлюючий опір має бути обладнано захистом, що діє на його відключення в разі однофазних замикань на землю з витримкою часу, відстроєною від максимальної витримки часу захистів приєднань. Термічну стійкість заземлюючого опору потрібно розраховувати на час дії його захисту.

ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ І КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 20 кВ І 35 кВ З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

3.2.114 Для ліній у мережах 20 кВ і 35 кВ з ізольованою нейтраллю треба передбачати пристрої релейного захисту від багатофазних і однофазних замикань на землю.

3.2.115 Захист від багатофазних замикань слід передбачати у двофазному двоабо трирелейному виконанні і вмикати в одні й ті самі фази по всій мережі даної напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю лише одного місця пошкодження. З метою підвищення чутливості до пошкоджень за трансформаторами із з'єднанням обмоток Y/Δ (зірка – трикутник) рекомендовано виконувати трирелейний захист.

Захист від однофазних замикань на землю слід виконувати з дією на сигнал або вимкнення. Використання захисту з дією на вимкнення повинно бути обґрунтованим. Захист з дією на сигнал треба виконувати селективним у всіх випадках, коли це можливо, а захист з дією на вимкнення – взагалі у всіх випадках. Захист з дією на вимкнення, якщо таку дію обґрунтовано не вимогами безпеки, переважно необхідно доповнювати АПВ. Як селективний захист переважно необхідно використовувати направлений захист нульової послідовності з пуском по струму і напрузі нульової послідовності. Використання фільтру струмів нульової послідовності, виконаного на основі трьох фазних трансформаторів струму, повинне супроводжуватись виконанням розрахунку допустимого небалансу. Як виняток, коли неможливе інше, для здійснення захисту допускається використовувати пристрій контролю ізоляції.

У разі використання в мережах 20 і 35 кВ складних режимів заземлення нейтралі (компенсованної, заземленої через активний опір або з комбінованим заземленням через дугогасний реактор і активний опір) для виконання захистів

від однофазних замикань на землю слід керуватися вимогами **3.2.112, 3.2.113**, які стосуються виконання захистів у таких режимах для мереж 3–10 кВ.

3.2.116 Під час вибору типу основного захисту треба враховувати вимоги щодо забезпечення сталості роботи енергосистеми та надійної роботи споживача аналогічно до **3.2.124.**

3.2.117 На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних замикань має бути встановлено переважно ступінчасті захисти струму або ступінчасті захисти струму і напруги; якщо такі захисти не задовольняють вимоги чутливості чи швидкості вимкнення пошкодження (див. **3.2.124**) (наприклад, на головних ділянках) то дистанційний ступінчастий захист установлюють переважно з пуском за струмом. У останньому випадку як додатковий захист рекомендовано застосовувати струмову відсічку без витримки часу.

Тут і далі у всіх випадках, якщо використовують дистанційні і направлені захисти відповідно до **3.2.8**, треба передбачати функцію контролю несправності кіл напруги. Зазначена функція в захистах ліній 20–35 кВ має забезпечувати в необхідних випадках блокування відповідних ступенів захисту або їх переведення в ненаправлені струмові захисти з окремими уставками. У разі блокування треба передбачати ступені резервних струмових захистів, які продовжують працювати в разі блокування основних. Функцію контролю несправності кіл напруги треба реалізувати переважно за схемою «Δ/Y» (трикутник/зірка) як таку, що дає змогу правильно виявляти пошкодження кіл напруги в найбільшій кількості випадків.

Для ліній, які складаються з декількох послідовних ділянок, з метою спрощення допускається застосовувати неселективні ступінчасті захисти струму і напруги в поєднанні з пристроями почергового АПВ.

3.2.118 На одиночних лініях, які мають живлення з двох або більше боків (останнє – на лініях з відгалуженнями), як за наявності, так і за відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, рекомендовано застосовувати такі самі захисти, що й на одиночних лініях з одностороннім живленням (див. **3.2.117**), виконуючи їх за необхідності направленими, а дистанційні – з пуском по опору. При цьому допускається неселективне вимкнення суміжних елементів у разі КЗ в «мертвій» зоні за напругою реле напрямку потужності, якщо струмову відсічку, яку застосовують як додатковий захист (див. **3.2.117**), не встановлюють (наприклад, через недостатню її чутливість). Захист установлюють, як правило, лише з тих боків, звідки може бути подано живлення.

3.2.119 На коротких одиночних лініях з двостороннім живленням, коли це потрібно за умови швидкості дії, допускається застосовувати поздовжній диференціальний захист як основний. При цьому довжина кабелю, який прокладають спеціально для цього захисту, не має перевищувати 4 км. Для контролю справності допоміжних проводів захисту треба передбачати спеціальні пристрої. На додаток до поздовжнього диференціального захисту як резервний має бути застосовано один із захистів за **3.2.118.**

3.2.120 На паралельних лініях, які мають живлення з двох або більше боків, а також на живильному кінці паралельних ліній з одностороннім живленням можна використовувати такі самі захисти, що й на відповідних одиночних лініях (див. **3.2.117** і **3.2.118**).

Для прискорення вимкнення пошкодження, особливо в разі використання струмових ступінчастих захистів або ступінчастих захистів струму і напруги, на лініях

з двостороннім живленням можна додатково застосовувати захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії. Цей захист можна виконувати у вигляді окремого поперечного струмового направленого захисту або лише у вигляді кола прискорення встановлених захистів (максимальний струмовий, дистанційний) з контролем напрямку потужності в паралельній лінії.

На приймальному кінці двох паралельних ліній з одностороннім живленням, як правило, треба застосовувати поперечний диференціальний направлений захист.

3.2.121 Якщо захист за **3.2.120** не задовольняє вимоги швидкодії, а захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії є непридатним або небажаним, то як основний захист (у разі роботи двох паралельних ліній) на двох паралельних лініях з двостороннім живленням і на живильному кінці двох паралельних ліній з односторонім живленням треба застосовувати поперечний диференціальний направлений захист.

При цьому в режимі роботи однієї лінії, а також як резервний (у разі роботи двох ліній) потрібно застосовувати ступінчастий захист за **3.2.117** і **3.2.118**. Допускається вмикати цей захист або окремі його ступені на суму струмів обох ліній (наприклад, резервний ступінь з метою збільшення його чутливості до пошкоджень на суміжних елементах). Допускається також застосовувати поперечний диференціальний направлений захист на додаток до ступінчастих струмових захистів для зменшення часу вимкнення пошкодження на лініях, які захищають, якщо за умови швидкості дії встановлювати його не обов'язково.

В окремих випадках на коротких паралельних лініях допускається застосовувати поздовжній диференціальний захист (див. **3.2.119**).

ЗАХИСТ ЛІНІЙ У МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 110–750 кВ З ЕФЕКТИВНО ЗАЗЕМЛЕНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

3.2.122 Для ліній у мережах 110–750 кВ з ефективно заземленою нейтраллю треба передбачати пристрої РЗА від багатофазних замикань, від замикань на землю, від неповнофазного режиму та від перевантажень. Під час проектування нових ліній та реконструкції діючих потрібно застосовувати МПРЗА, які поряд з перевагами, зазначеними в **3.2.4**, є більш швидкодійними, мають кращу здатність до налаштування, більші можливості компенсації впливу перехідних процесів і більшу гнучкість у реалізації уставок і схемних рішень.

3.2.123 Захисти має бути обладнано функціями або пристроями, які блокують їх дію в разі коливань або асинхронного ходу, за яких імовірні зайві спрацьовування захисту. Допускається виконувати захист без блокувальних пристроїв, якщо його час дії складає 1,5–3,5 с, що більше періоду коливань за розрахунками стійкості.

3.2.124 Для ліній 330 кВ і вище як основний треба передбачати захист, що діє без уповільнення в разі КЗ у будь-якій точці ділянки, яку захищають.

Для ліній напругою 110–220 кВ питання про тип основного захисту, зокрема про необхідність застосування захисту, який діє без уповільнення в разі КЗ у будь-якій точці ділянки, що захищається, треба вирішувати в першу чергу з урахуванням вимоги збереження стійкості роботи енергосистеми. Якщо за результатами розрахунків стійкості не пред'явлено інших, жорсткіших вимог щодо роботи енергосистеми, то може бути прийнято, що вимога до стійкості енергосистеми, як правило, задовольняється в разі, коли КЗ, за яких залишкова напруга на шинах електро-

станцій і підстанцій є нижчою ніж 0,6–0,7 $U_{ном}$, відключають без витримки часу. Менше значення залишкової напруги (0,6 $U_{ном}$) може допускатися для ліній 110 кВ, менш відповідальних ліній 220 кВ (у дуже розгалужених мережах, де живлення споживачів надійно забезпечується з декількох боків), а також для ліній 220 кВ, на яких КЗ не призводить до значного скидання навантаження споживачів.

Під час вибору типу захистів, які встановлюють на лініях 110–220 кВ, крім вимоги збереження стійкості роботи енергосистеми треба враховувати таке:

1) на лініях, які відходять від АЕС, і на всіх елементах прилеглої до АЕС мережі, на яких багатофазні КЗ призводять до зниження залишкової напруги прямої послідовності з боку ВН блоків АЕС більше ніж до 0,45 $U_{ном}$, потрібно забезпечувати резервування швидкодійних захистів з витримкою часу, який враховує дію ПРВВ і не перевищує 1,5 с;

2) пошкодження, вимкнення яких з витримкою часу може призвести до порушення роботи відповідальних споживачів, треба відключати без витримки часу (наприклад, пошкодження, за яких залишкова напруга на шинах електростанцій та підстанцій буде нижчою ніж 0,6 $U_{ном}$, і вимкнення їх з витримкою часу може призвести до саморозвантаження споживачів унаслідок лавини напруги, або пошкодження, за яких залишкова напруга становить 0,6 $U_{ном}$ і більше, але вимкнення їх з витримкою часу може призвести до порушення технології);

3) у разі запровадження швидкодійного АПВ на лінії має бути встановлено швидкодійний захист, який забезпечить вимкнення пошкодженої лінії без витримки часу з обох боків;

4) у разі вимкнення з витримкою часу пошкоджень зі струмами, які в декілька разів перевищують номінальний, необхідно враховувати допустиме перегрівання провідників;

5) для кабельних ліній та змішаних кабельно-повітряних ліній напругою 110 кВ і вище, з урахуванням вимог, викладених у **3.2.9**, необхідно як основний передбачати захист, що забезпечує вимкнення КЗ на лінії без витримки часу. На кабельних лініях 220 кВ і вище зазначений захист рекомендовано виконувати дубльованим;

6) швидкодійний захист має бути встановлено в разі, якщо повітряна лінія проходить через територію населеного пункту або в інших місцях, де затягування з відключенням КЗ є реальною загрозою для життя людини;

7) для захисту системоутворювальних ЛЕП основної мережі з ОАПВ напругою 330 кВ і вище, крім основного захисту, треба передбачати встановлення двох комплектів резервних захистів з телеприскоренням. За належного обґрунтування може бути передбачено встановлення двох комплектів основних захистів та окремий комплект резервного захисту з телеприскоренням.

У складних мережах допускається застосовувати швидкодійні захисти і за відсутності викладених вище умов, якщо це необхідно для забезпечення селективності.

3.2.125 Під час оцінювання забезпечення вимог стійкості виходячи зі значень залишкової напруги за **3.2.124** необхідно керуватися таким:

1) для одиночного зв'язку між електростанціями або енергосистемами зазначену в **3.2.124** залишкову напругу має бути перевірено на шинах підстанцій та електростанцій цього зв'язку у разі КЗ на їх шинах і лініях, які відходять від цих шин; для одиночного зв'язку, що містить частину ділянок з паралельними лініями, – також у разі КЗ на кожній із цих паралельних ліній;

2) за наявності декількох зв'язків між електростанціями або енергосистемами зазначене в **3.2.124** значення залишкової напруги треба перевіряти на шинах лише тих підстанцій або електростанцій, які з'єднано цими зв'язками; у разі КЗ – на лініях зв'язків та на інших лініях, які живляться від їх шин, а також на лініях, що живляться від шин проміжних підстанцій зв'язків;

3) залишкову напругу має бути перевірено в разі КЗ у кінці зони, охоплюваної першим ступенем захисту в режимі каскадного вимкнення пошкодження, тобто після вимкнення вимикача з протилежного кінця лінії захистом без витримки часу.

3.2.126 На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних замикань необхідно встановлювати ступінчасті струмові захисти або ступінчасті захисти струму і напруги. Якщо такі захисти не задовольняють вимоги чутливості або швидкості вимкнення пошкодження (див. **3.2.124**), наприклад на головних ділянках, або якщо це доцільно за умови узгодження захистів суміжних ділянок із захистом даної ділянки, то треба передбачати ступінчастий дистанційний захист. У останньому випадку як додатковий захист рекомендовано застосовувати струмову відсічку без витримки часу.

Від замикань на землю треба передбачати, як правило, ступінчастий струмовий направлений або ненаправлений захист нульової послідовності. Захист треба встановлювати, як правило, лише з тих боків, звідки може подаватися живлення.

Якщо дія захистів дальнього резервування суміжних приєднань у разі КЗ не забезпечується на цій лінії, то необхідно передбачати захисти для ближнього резервування згідно з **3.2.15**.

На лініях має бути передбачено захист від неповнофазного режиму, виконаний з контролем неперемикання фаз і спрацьовування струмового органу чутливого ступеня захисту від струмів нульової послідовності з дією на передачу команди на вимкнення протилежного кінця, зупин ВЧ передавача (за наявності такої можливості) і на сигнал черговому персоналу.

На лініях рекомендовано встановлювати захист від перевантаження, виконаний як максимальний струмовий, що діє з незалежною витримкою часу на сигнал черговому персоналу зі струмом спрацьовування, максимально допустимим з точки зору навантаження лінії.

Для ліній, які складаються з декількох послідовних ділянок, з метою спрощення допускається застосовувати неселективні ступінчасті захисти струму і напруги (від багатофазних замикань) і ступінчасті струмові захисти нульової послідовності (від замикань на землю) у поєднанні з пристроями почергового АПВ.

3.2.127 На одиночних лініях, які живляться з двох або більше боків (останнє – на лініях з відгалуженнями), як за наявності, так і за відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, від багатофазних замикань як резервний або основний треба застосовувати ступінчастий дистанційний захист (останнє – лише на лініях 110–220 кВ).

Як додатковий захист рекомендовано застосовувати струмову відсічку без витримки часу. В окремих випадках допускається використовувати струмову відсічку для дії за помилкового увімкнення на трифазну закоротку в місці встановлення захисту, якщо струмова відсічка в режимах двостороннього живлення лінії не задовольняє вимоги чутливості (див. **3.2.27**).

Від замикань на землю можна передбачати, як правило, ступінчастий струмовий направлений або ненаправлений захист нульової послідовності; додатково, у разі

застосування МПРЗА можна використовувати дистанційний захист від однофазних КЗ за належної ефективності його використання.

Якщо дія захистів дальнього резервування суміжних приєднань у разі КЗ не забезпечується на цій лінії, то захисти для ближнього резервування необхідно передбачати згідно з **3.2.15**.

3.2.128 Як основний захист від багатофазних замикань на приймальному кінці головних ділянок кільцевої мережі з однією точкою живлення рекомендовано застосовувати одноступінчастий струмовий направлений захист; на інших одиночних лініях (переважно 110 кВ) в окремих випадках допускається застосовувати ступінчасті струмові захисти або ступінчастий захист струму і напруги, виконуючи їх за потреби направленими. Захист потрібно установлювати, як правило, лише з тих боків, звідки може подаватися живлення.

3.2.129 На паралельних лініях із живленням з двох або більше боків, а також на живильному кінці паралельних ліній з одностороннім живленням можна застосовувати такі самі захисти, що й на відповідних одиночних лініях (див. **3.2.126** і **3.2.127**).

Для прискорення вимкнення замикань на землю, а в окремих випадках – і замикань між фазами, на лініях з двостороннім живленням можна застосовувати додатковий захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії. Цей захист можна виконувати у вигляді окремого поперечного струмового захисту (з увімкненням реле на струм нульової послідовності або на фазні струми) або лише у вигляді кола прискорення встановлених захистів (струмового нульової послідовності, максимального струмового, дистанційного тощо) з контролем напрямку потужності в паралельних лініях.

З метою підвищення чутливості захисту нульової послідовності допускається передбачати виведення з роботи окремих його ступенів у разі вимкнення вимикача паралельної лінії.

На приймальному кінці двох паралельних ліній з одностороннім живленням, як правило, треба передбачати поперечний диференціальний направлений захист.

3.2.130 Якщо захист за **3.2.129** не задовольняє вимоги швидкодії (див. **3.2.124**), то як основний захист (у разі роботи двох паралельних ліній) на живильному кінці двох паралельних ліній 110–220 кВ з одностороннім живленням і на двох паралельних лініях 110 кВ з двостороннім живленням (переважно в розподільних мережах) можна застосовувати поперечний диференціальний направлений захист.

При цьому в режимі роботи однієї лінії, а також як резервний у разі роботи двох ліній застосовують захист за **3.2.126** і **3.2.127**. Допускається вмикати цей захист або окремі його ступені на суму струмів обох ліній (наприклад, останній ступінь струмового захисту нульової послідовності) з метою підвищення її чутливості до пошкоджень на суміжних елементах.

Застосовувати поперечний диференціальний направлений захист допускається додатково до ступінчастих струмових захистів паралельних ліній 110 кВ для зменшення часу вимкнення пошкодження на лініях у випадках, якщо за умов швидкодії (див. **3.2.124**) його використання не обов'язкове.

3.2.131 Якщо захист за **3.2.127**–**3.2.129** не задовольняє вимогу швидкодії (див. **3.2.124**) і при цьому забезпечується дальнє резервування дією захистів суміжних приєднань, то як основні захисти одиночних і паралельних ліній з двостороннім живленням потрібно передбачати мікропроцесорні високочастотні та поздовжні

диференціальні захисти, суміщені з резервними ступінчастими захистами, а зазначені ступінчасті захисти застосовувати для дальнього резервування. У разі, якщо захист за **3.2.127–3.2.129** не задовольняє вимогу швидкодії (див. **3.2.124**) і при цьому не забезпечується дальнє резервування дією захистів суміжних приєднань, то як основні захисти одиночних і паралельних ліній з двостороннім живленням потрібно передбачати мікропроцесорні високочастотні та поздовжні диференціальні захисти, а зазначені ступінчасті захисти застосовувати для ближнього і дальнього резервування згідно з **3.2.15**.

Для ПЛ 110–220 кВ виконувати основний захист рекомендовано із застосуванням високочастотного блокування дистанційного та струмового направленого нульової послідовності захистів або диференціально-фазний захист, якщо це доцільно за умови чутливості та швидкодії (наприклад, на лініях з відгалуженнями) або для спрощення захисту.

За необхідності прокладання спеціального кабелю застосування поздовжнього диференціального захисту треба обґрунтовувати техніко-економічним розрахунком.

Для кабельних ліній 110 кВ і вище з урахуванням **3.2.9** та **3.2.124** як основний необхідно передбачати поздовжній диференціальний захист лінії із застосуванням ВОЛЗ або кабельних ліній зв'язку.

У разі застосування ВОЛЗ для захистів як каналів обміну даними по кінцях лінії треба передбачати окремі виділені пари волокон волоконно-оптичної лінії зв'язку з узгодженням параметрів оптичного кабелю з параметрами оптичних інтерфейсів захистів. Допускається резервування каналів захисту з використанням мультиплексорного обладнання за наявності належного обґрунтування.

У разі несправності каналу треба здійснювати автоматичний контроль справності каналу з можливістю блокування захисту.

На лініях 330–400 кВ додатково до високочастотного захисту необхідно передбачати використання канальної апаратури для передавання команд (вимикання або дозвільних) по окремих ВЧ каналах, кабельних лініях зв'язку або виділених волокнах ВОЛЗ для прискорення дії ступінчастих резервних захистів і забезпечення передавання команд з телевимкнення на протилежний кінець лінії. За наявної можливості рекомендовано передбачати дублювання передавання команд телевимкнення та телеприскорення. На лініях 500–750 кВ необхідно передбачати дублювання передавання зазначених команд по окремих каналах.

Допускається у випадках, якщо це потрібно за умов швидкодії (див. **3.2.124**) або чутливості (наприклад, на лініях з відгалуженнями), застосовувати команду вимикання для прискорення дії ступінчастих захистів ліній 110–220 кВ.

3.2.132 Під час виконання основного захисту за **3.2.131** як резервні захисти необхідно застосовувати:

– від багатофазних КЗ, як правило, – дистанційні захисти, у разі МПРЗА – переважно п'ятиступінчасті з виконанням дії одного із ступенів у зворотному напрямку;

– від замикань на землю – ступінчасті струмові направлені або ненаправлені захисти нульової послідовності, а за відсутності ускладнень під час виконання, пов'язаних із впливом взаємоіндукції, наявністю відгалужень тощо, – також однофазні дистанційні захисти.

У разі виведення з дії основного захисту, зазначеного в **3.2.131**, якщо цей захист встановлено на вимогу швидкого вимкнення пошкодження (див. **3.2.124**), допус-

кається передбачати неселективне оперативне прискорення резервних захистів. Для МПРЗА вищезазначене можна реалізовувати переходом на інший набір уставок.

3.2.133 Основні захисти, швидкодійні ступені резервних захистів від усіх видів замикань, органи визначення напрямку потужності і вибіркові органи пристрою ОАПВ для ліній 330–750 кВ мають бути спеціального виконання, що забезпечує їх нормальне функціонування (із заданими параметрами) в умовах інтенсивних перехідних електромагнітних процесів і значної ємнісної провідності ліній та їх електромагнітну сумісність за конкретних електромагнітних обставин на об'єкті використання. Для цього треба передбачати:

– у комплектах захистів і вимірювальних органах ОАПВ – заходи, які обмежують вплив перехідних електромагнітних процесів (наприклад, низькочастотні фільтри для обмеження впливу гармонійних складових);

– у диференціально-фазному високочастотному захисті, установленому на лініях завдовжки понад 150 км, – пристрої компенсації струмів, зумовлених ємнісною провідністю лінії;

– застосування екранованих кабелів, установлення в МПРЗА на дискретних входах шунтувальних резисторів та необхідних уповільнень для запобігання їх спрацюванню від комутаційних та електромагнітних завад.

У разі увімкнення швидкодійних захистів на суму струмів двох або більше трансформаторів струму за неможливості виконання вимог **3.2.30** рекомендовано передбачати спеціальні заходи для запобігання зайвим спрацьовуванням захистів у разі зовнішніх пошкоджень (наприклад, загрублення захистів) або встановлювати в колі лінії окремий комплект трансформаторів струму для живлення захисту.

У захистах, установлених на лініях 330–750 кВ, обладнаних пристроями поздовжньої ємнісної компенсації, треба передбачати заходи для запобігання зайвим спрацьовуванням захисту в разі зовнішніх пошкоджень, зумовлених впливом вищезазначених пристроїв (наприклад, може бути використано реле напрямку потужності зворотної послідовності або дозвільний сигнал).

3.2.134 У разі застосування ОАПВ пристрої РЗА потрібно виконувати таким чином, щоб:

1) у разі замикання на землю однієї фази, а в окремих випадках – і в разі замикань між двома фазами було забезпечено вимкнення лише однієї фази (з подальшим її автоматичним повторним вмиканням);

2) за неуспішного повторного вмикання на пошкодження, зазначені в переліку 1), було забезпечено вимкнення трьох фаз з забороною АПВ, оскільки тривалий неповнофазний режим роботи лінії потребує виконання заходів згідно з **3.3.8**, а виконання ТАПВ після неуспішного ОАПВ, як правило, є недопустимим через технічні умови на вимикачі;

3) за інших видів пошкодження захист діяв на вимкнення трьох фаз.

ЗАХИСТ ШИН. ЗАХИСТ НА ОБХІДНОМУ, ШИНОЗ'ЄДНУВАЛЬНОМУ ТА СЕКЦІЙНОМУ ВИМИКАЧАХ

3.2.135 Для збірних шин 110 кВ і вище електростанцій і підстанцій необхідно передбачати окремі пристрої РЗА у разі:

1) двох систем шин (подвійна система шин, полуторна схема тощо) і одиночної секціонованої системи шин;

2) одиночної несекціонованої системи шин, якщо вимкнення пошкоджень на шинах дією захистів приєднаних елементів є неприпустимим за умов, аналогічних наведеним у **3.2.124**, або якщо на лініях, які живлять ці шини, є відгалуження.

На шинах електростанцій 110 кВ і вище з метою недопущення експлуатації станції в умовах відсутності диференціального захисту шин з будь-яких причин рекомендовано встановлювати підмінний дублюючий комплект захисту шин.

3.2.136 Для збірних шин 35 кВ електростанцій і підстанцій окремі пристрої РЗА необхідно передбачати:

– за умов, аналогічних наведеним у **3.2.124**;

– для двох систем або секцій шин, якщо в разі застосування для їх розділення захисту, установленого на шиноз'єднувальному (секційному) вимикачі, або захистів, установлених на елементах, які живлять ці шини, не задовольняються вимоги надійності живлення споживачів (з урахуванням можливостей, які забезпечуються пристроями АПВ і АВР).

3.2.137 Як захист збірних шин електростанцій і підстанцій 35 кВ і вище необхідно передбачати, як правило, диференціальний струмовий захист без витримки часу, що охоплює всі елементи, приєднані до системи або секції шин. Захист треба виконувати із застосуванням спеціальних реле струму, відстроєних від спрацювань за перехідних і сталих струмів небалансу (наприклад, реле, увімкнених через насичувані трансформатори струму, реле з гальмуванням).

У разі приєднання трансформатора (автотрансформатора) 330 кВ і вище більше ніж через один вимикач рекомендовано передбачати диференціальний струмовий захист ошиновки даної сторони трансформатора.

3.2.138 Для подвійної системи шин електростанцій і підстанцій 35 кВ і вище з одним вимикачем на приєднання диференціальний захист шин треба передбачати у виконанні для фіксованого розподілу приєднань.

У захисті шин 110 кВ і вище потрібно передбачати можливість зміни фіксації в разі переведення приєднання з однієї системи шин на іншу з використанням положення роз'єднувачів приєднань, існуючих технічних можливостей для мікропроцесорного диференціального захисту і додаткових випробувальних блоків у диференціальних захистах на електромеханічних реле.

3.2.139 Диференціальний захист згідно з **3.2.137** і **3.2.138** треба виконувати з пристроєм контролю справності вторинних кіл задіяних трансформаторів струму, який діє з витримкою часу на виведення захисту з роботи і на сигналізацію несправності струмових кіл.

Небаланс диференціального захисту в разі застосування МПРЗА треба фіксувати на внутрішньому реєстраторі аварійних подій, а в разі його збільшення рекомендовано забезпечувати дію на попереджувальну сигналізацію.

3.2.140 Для секціонованих шин 6–10 кВ електростанцій має бути передбачено двоступінчастий неповний диференціальний захист, перший ступінь якого виконано у вигляді струмової відсічки за струмом і напругою або дистанційного захисту, а другий – у вигляді максимального струмового захисту (МСЗ). Захист має діяти на вимкнення живильних приєднань і трансформатора власних потреб.

Якщо другий ступінь неповного диференціального захисту не забезпечує необхідної чутливості в разі КЗ в кінці реактованих ліній, які живляться (велике навантаження на шинах генераторної напруги, вимикачі ліній установлено за реакторами), то його необхідно виконувати у вигляді окремих комплектів максимальних струмових захистів із пуском або без пуску напруги, які встановлюють у колах реакторів; дію цих комплектів на вимкнення живильних приєднань треба контролювати за допомогою додаткового пристрою, який встановлений на них і спрацьовує в разі виникнення КЗ. При цьому на секційному вимикачі має бути передбачено захист (призначений для ліквідації пошкоджень між реактором і вимикачем), який вводять у дію на час вимкнення вимикача приєднання. У разі переведення частини живильних приєднань на резервну систему шин має бути передбачено встановлення неповного диференціального захисту шин у виконанні для фіксованого розподілу приєднань.

Якщо можливі часті режими роботи з розподілом живильних елементів на різні системи шин, допускається передбачати окремі дистанційні захисти, які установлюють на всіх живильних елементах, крім генераторів.

3.2.141 Для секціонованих шин 6–10 кВ електростанцій із генераторами потужністю 12 МВт і менше допускається не передбачати спеціального захисту; при цьому ліквідацію КЗ на шинах треба здійснювати дією максимальних струмових захистів генераторів.

3.2.142 Спеціальних пристроїв РЗА для одиночної секціонованої та подвійної систем шин 6–10 кВ знижувальних підстанцій, як правило, не треба передбачати, а ліквідацію КЗ на шинах треба здійснювати дією захистів трансформаторів від зовнішніх КЗ і захистів, установлених на секційному або шиноз'єднувальному вимикачі. Рекомендовано застосовувати логічний захист шин, виконаний на основі окремих ступенів максимального струмового захисту з боку НН трансформаторів, секційного або шиноз'єднувального вимикача, з блокуванням його спрацьовування в разі факту пуску МСЗ приєднань, які живляться від даного вводу трансформаторів, з урахуванням можливої дії АВР.

З метою підвищення чутливості і прискорення дії захисту шин потужних підстанцій допускається застосовувати захист, увімкнений на суму струмів живильних елементів. За наявності реакторів на лініях, які відходять від шин підстанцій, захист шин допускається виконувати аналогічно до захисту шин електростанцій.

3.2.143 За наявності трансформаторів струму, вбудованих у вимикач, для диференціального захисту шин і для захистів приєднань, які відходять від цих шин, треба застосовувати трансформатори струму, розміщені з різних боків вимикача, щоб пошкодження у вимикачі входили в зони дії цих захистів.

Якщо вимикачі не мають вбудованих трансформаторів струму, то з метою економії потрібно передбачати виносні трансформатори струму лише з одного боку вимикача і встановлювати їх по можливості таким чином, щоб вимикачі входили в зону дії диференціального захисту шин. При цьому в захисті подвійної системи шин із фіксованим розподілом елементів має бути передбачено застосування двох осердь трансформаторів струму в колі шиноз'єднувального вимикача. Як виняток, допускається застосовувати одне осердя трансформаторів струму в колі шиноз'єднувального вимикача для мікропроцесорного диференціального захисту, за умови його виконання згідно з **3.2.138**, із урахуванням протилежної полярності підключення його в струмові кола зон захисту відповідних систем шин. У цьому

випадку треба унеможливлювати врахування струму приєднання в диференціальному струмі обох зон захисту як у разі вимкненого положення принаймні одного роз'єднувача, так і в разі вимкненого положення вимикача.

У разі застосування окремих дистанційних захистів для захисту шин трансформатори струму цих захистів у колі секційного вимикача треба встановлювати між секцією шин і реактором.

3.2.144 Захист шин потрібно виконувати таким чином, щоб у разі випробовування пошкодженої системи або секції шин забезпечувалося селективне вимкнення системи шин (секції) без витримки часу.

3.2.145 На обхідному вимикачі шин 110 кВ і вище за наявності шиноз'єднувального (секційного) вимикача треба передбачати захисти, які застосовують під час перевірки й ремонту захисту, вимикача і трансформаторів струму будь-якого приєднання цих шин. З цією метою рекомендовано застосовувати мікропроцесорний захист з достатнім числом наборів уставок для заміни всіх приєднань, які обслуговує цей обхідний вимикач, і до складу якого входять:

– не менше ніж три ступеня дистанційного захисту і струмова відсічка від багатофазних КЗ;

– чотириступінчастий струмовий направлений захист нульової послідовності від замикання на землю, а також дистанційний захист від однофазних КЗ (за необхідності).

При цьому на шиноз'єднувальному (секційному) вимикачі треба передбачати такі захисти (для поділу систем або секцій шин за відсутності ПРВВ або виведення його чи захисту шин із дії, а також для підвищення ефективності дальнього резервування):

– двоступінчастий струмовий захист від багатофазних КЗ;

– триступінчастий струмовий захист нульової послідовності від замикань на землю.

Допускається встановлювати складніші захисти на шиноз'єднувальному (секційному) вимикачі, у тому числі ті, які підключено на суму струмів трансформаторів струму шиноз'єднувального та секційного вимикачів, якщо це потрібно для підвищення ефективності дальнього резервування.

На шиноз'єднувальному (секційному) вимикачі 110 кВ і вище, призначеному для виконання функції обхідного вимикача, треба передбачати ті самі захисти, що й на обхідному і шиноз'єднувальному (секційному) вимикачах у разі їх роздільного виконання.

Рекомендовано передбачати переведення основних швидкодійних захистів ліній і трансформаторів 110 кВ і вище на обхідний вимикач, а для приєднань 220 кВ і вище зазначена вимога є обов'язковою.

На шиноз'єднувальному (секційному) вимикачеві 3–35 кВ має бути передбачено двоступінчастий струмовий захист від багатофазних КЗ.

3.2.146 Окрему або підмінну панель захисту, призначену спеціально для застосування замість захисту лінії, в разі його відсутності (виведення для відновлення, на перевірку тощо), потрібно передбачати за схем електричних з'єднань шин, у яких відсутній обхідний вимикач (наприклад, чотирикутник, полуторна схема тощо); таку окрему панель захисту рекомендовано передбачати для ліній 330–500 кВ, а також для ліній 220 кВ, які не мають окремого основного захисту.

Допускається передбачати окрему панель захисту для ліній 110 кВ, які не мають окремого основного захисту, при схемах електричних з'єднань «місток» з вимикачами у колах ліній і «багатокутник», якщо під час перевірки захисту лінії

ліквідовувати пошкодження на ній відповідно до поставлених вимог простішими засобами технічно неможливо.

ЗАХИСТ СИНХРОННИХ КОМПЕНСАТОРІВ

3.2.147 Пристрої релейного захисту синхронних компенсаторів потрібно виконувати аналогічно до тих, які передбачаються для турбогенераторів відповідних потужностей з такими відмінностями:

1) захист від струмів, зумовлених симетричним перевантаженням, яке діє на сигнал, треба виводити на період пуску, якщо в цьому режимі можлива його дія;

2) необхідно передбачати мінімальний захист напруги, який діє на вимкнення вимикача синхронного компенсатора. Значення напруги спрацьовування захисту має бути таким, що дорівнює 0,1–0,2 $U_{ном}$, витримка часу – близько 10 с;

3) необхідно передбачати захист, який діє в разі короткочасного зникнення живлення підстанції (наприклад, у безструмову паузу АПВ живильної лінії). Захист треба виконувати у вигляді мінімального захисту частоти і діяти на вимкнення вимикача синхронного компенсатора або на АГП. Допускається застосовувати захист, виконаний на інших засадах, наприклад, захист, який реагує на швидкість зниження частоти;

4) на синхронних компенсаторах потужністю 50 МВАр і більше необхідно передбачати захист від втрати збудження (зниження струму збудження нижче від допустимої межі) з дією на вимкнення синхронного компенсатора або на сигнал. Для синхронних компенсаторів, на яких передбачено можливість переведення на режим роботи з негативним струмом ротора, цей захист можна не застосовувати;

5) на синхронних компенсаторах, що не мають обмоток від'ємного збудження, має бути встановлено і постійно бути в роботі захист обмотки ротора від перенапруг (розрядник, гасильний опір тощо). Захист має бути виконано аналогічно до **3.2.47**;

6) для синхронного компенсатора, який працює в блоці з трансформатором, у разі замикання на землю в обмотці статора має бути передбачено дію захисту, установленого з боку НН трансформатора;

7) струмовий захист зворотної послідовності повинен мати сигнальний орган, який діє з витримкою часу, не більшою ніж 10 с. Струм зворотної послідовності для сигналізації має становити не більше ніж 12 % від номінального.

Якщо струм замикання на землю з боку НН трансформатора перевищує 5 А, допускається не встановлювати дугогасний реактор і виконувати захист з двома витримками часу; з меншою витримкою часу передбачають вимкнення вимикача синхронного компенсатора, а з більшою – подачу сигналу.

У разі струму замикання на землю до 5 А захист має бути виконано з однією витримкою часу і з дією на сигнал. Для синхронних компенсаторів потужністю 50 МВАр і більше має бути передбачено можливість дії захисту на сигнал або на вимикання.

3.2.148 На підстанціях без постійного чергування персоналу захист від перевантаження синхронного компенсатора треба виконувати з незалежною витримкою часу; він має діяти з меншою витримкою часу на сигнал та зниження струму збудження, а з більшою – на вимкнення синхронного компенсатора (якщо запобігання тривалим перевантаженням не забезпечено пристроями автоматичного регулювання збудження).

3.2.149 Захист від замикань на землю в колі збудження синхронного компенсатора потрібно виконувати так само, як для гідрогенераторів (див. **3.2.94**).

БІБЛІОГРАФІЯ

1 IEC 61869-2:2012 Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers (Вимірювальні трансформатори – Частина 2: Додаткові вимоги до трансформаторів струму).

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 13 листопада 2015 р. № 726

ГЛАВА 3.3
АВТОМАТИКА ТА ТЕЛЕМЕХАНІКА

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

3.3.1 Ця глава Правил поширюється на автоматичні та телемеханічні пристрої енергосистем, електричних мереж, електроустановок споживачів та електростанцій з електричною частиною їх АСУТП, які призначено для здійснення:

1) автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) ліній або окремих фаз ліній, шин та інших електроустановок після їх автоматичного вимкнення;

2) автоматичного ввімкнення резерву (АВР) живлення устаткування або його власних потреб;

3) увімкнення на паралельну роботу синхронних генераторів і синхронних компенсаторів;

4) регулювання напруги і реактивної потужності регулюванням збудження електричних машин;

5) регулювання частоти і активної потужності;

6) запобігання порушенням стійкості;

7) припинення асинхронного режиму;

8) обмеження зниження частоти;

9) обмеження підвищення частоти;

10) обмеження зниження напруги;

11) обмеження підвищення напруги;

12) запобігання перевантаженню устаткування;

13) автоматичного моніторингу режимів енергосистеми (регіону);

14) автоматичного та автоматизованого диспетчерського контролю і управління обладнанням енергооб'єктів і режимами енергосистеми (регіону).

Функції пристроїв (переліки 4–12) визначаються повністю або частково за умовами роботи енергосистеми та технічними характеристиками устаткування, на які вони діють.

Автоматизовані системи управління технологічними процесами підстанцій енергосистем (АСУТП ПС) мають відповідати вимогам глави 3.5 цих Правил. АСУТП електричних станцій у цих Правилах не розглядаються.

В енергосистемах і на енергооб'єктах можна встановлювати пристрої (комплекси) автоматичного управління, не охоплені цими Правилами, якщо їх застосування регламентовано іншими документами. Дії таких пристроїв (комплексів) мають бути узгодженими між собою, а також з дією пристроїв (комплексів) та систем, які розглядаються в цих Правилах.

В електричних мережах зовнішнього і внутрішнього електропостачання підприємств-споживачів електроенергії треба застосовувати пристрої автоматики, які не допускають за короткочасних перерв електропостачання, зумовлених дією захистів і автоматики, порушень найбільш відповідальних технологічних процесів (див. також **5.3.52, 5.3.53** і **5.3.58**).

Деякі функції (наприклад АРЧП, АОЗЧ, АОПЧ тощо) можна інтегрувати в АСУТП електростанцій. У цьому випадку їх дії повинні відповідати цим Правилам.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ IEC 60050-604:2004 Словник електротехнічних термінів. Глава 604. Вироблення, передавання та розподіляння електричної енергії. Експлуатація електроустановок (IEC 60050-604:1987, IDT)

ДСТУ4265:2003 Системи збудження турбогенераторів, гідрогенераторів та синхронних компенсаторів. Загальні технічні умови

IEC 60870-5-104:2006 Telecontrol equipment and system – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport prolfies (Пристрої та системи телемеханіки. Частина 5-104. Протоколи передавання. Доступ до мережі згідно з IEC 60870-5-101 із використанням стандартних профілів передавання даних)

IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation (Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств)

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення).

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цій главі Правил використано терміни та визначення означених ними понять, установлені в ДСТУ IEC 60050-604: ***автоматичне ввімкнення резерву***, ***автоматичне повторне ввімкнення***, ***швидкодійне автоматичне повторне ввімкнення***.

ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

У цій главі Правил використано такі скорочення:

АВР – автоматичне ввімкнення резерву;

АВВП – автоматичне відділення всіх або частини блоків електростанцій на навантаження власних потреб;

АВЗН – автоматичне відділення усіх або частини блоків електростанцій на збалансоване навантаження власних потреб і споживання прилеглого до електростанції району мережі;

АГП – автоматичне гасіння поля;

АЗПС – автоматичне запобігання порушенням стійкості;

АЛАР – автоматична ліквідація асинхронного режиму;
АОЗН – автоматичне обмеження зниження напруги;
АОЗЧ – автоматичне обмеження зниження частоти;
АОПН – автоматичне обмеження підвищення напруги;
АОПЧ – автоматичне обмеження підвищення частоти;
АПВ – автоматичне повторне ввімкнення;
АР – асинхронний режим;
АРЗ – автоматичне регулювання збудження;
АРН – автоматичне регулювання напруги;
АРЧП – автоматичне регулювання частоти і активної потужності;
АСОЕ – автоматизована система обліку електроенергії;
АСУТП – автоматизована система управління технологічними процесами;
АЧД – автоматика частотна ділильна;
АЧП – автоматичний частотний пуск;
АЧР – автоматичне частотне розвантаження;
ГА – гідроагрегат;
ДАР – додаткове автоматичне розвантаження;
ЕС – електроенергетична система;
ЕРС – електрорушійна сила;
КВН – контроль відсутності напруги;
КЗ – коротке замикання;
КНН – контроль наявності напруги;
КП – контрольований пункт;
КС – контроль синхронізму;
НАПВ – несинхронне АПВ;
ОАПВ – однофазне АПВ;
ОЕС – об'єднана енергосистема;
ОІК – оперативно-інформаційний комплекс;
ПА – протиаварійна автоматика;
ПРВВ – пристрій резервування відмови вимикача;
ПР – первинне регулювання;
ПУ – пункт управління;
ПС – підстанція;
РПН – пристрій регулювання напруги трансформаторів під навантаженням;
РУ – розподільна установка;
САВН – спеціальне автоматичне вимкнення навантаження;
САРЧП – система автоматичного регулювання частоти та потужності;
СЗТМІ – система збору телемеханічної інформації;
ТАПВ – трифазне АПВ;
ТВ – телевимірювання;
ТВП – телевимірювання поточні;
ТК – телекерування;
ТС – телесигналізація;
ЧАВР – частотне автоматичне введення резерву;
ЧАПВ – частотне АПВ;
ШАПВ – швидкодійне АПВ.

АВТОМАТИЧНЕ ПОВТОРНЕ ВВІМКНЕННЯ

3.3.2 Пристрої автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) треба передбачати для швидкого відновлення живлення споживачів або міжсистемних і внутрішньосистемних зв'язків шляхом автоматичного ввімкнення вимикачів, вимкнутих пристроями релейного захисту.

Потрібно передбачати АПВ:

1) повітряних і змішаних (кабельно-повітряних) ліній усіх класів напруги вище 1 кВ.

Відмова від застосування АПВ має бути в кожному окремому випадку обґрунтованою. На кабельних лініях 35 кВ і нижче АПВ рекомендовано застосовувати у випадках, коли воно буде ефективним не дивлячись на значну ймовірність пошкоджень з утворенням відкритої дуги (наприклад, за наявності декількох проміжних збірок або живлення по одній лінії декількох підстанцій), а також з метою виправлення неселективної дії захисту. Питання про застосування АПВ на кабельних лініях 110 кВ і вище має вирішуватися в кожному окремому випадку з урахуванням конкретних умов під час проектування схем комутацій. За наявності телекерування (ТК) в мережах напругою від 1 до 35 кВ АПВ улаштовують, як правило, на лініях, які забезпечують живлення споживачів I і II категорій надійності електропостачання;

2) шин електростанцій та підстанцій (див. **3.3.24** і **3.3.25**);

3) трансформаторів (див. **3.3.26**);

4) відповідальних електродвигунів, які вимикаються для забезпечення самозапуску інших відповідальних електродвигунів (див. **3.3.38**).

Для здійснення АПВ за переліками 1)–3) потрібно також передбачати пристрої АПВ на обхідних, шиноз'єднувальних і секційних вимикачах.

3.3.3 Пристрої АПВ треба виконувати таким чином, щоб вони не діяли в разі:

1) вимкнення вимикача персоналом дистанційно або за допомогою ТК;

2) автоматичного вимкнення від релейного захисту безпосередньо після ввімкнення персоналом дистанційно або за допомогою ТК;

3) вимкнення вимикача:

– захистом від внутрішніх пошкоджень трансформаторів, автотрансформаторів і обертових машин;

– пристроями ПА;

– у разі відключень вимикача, коли дія АПВ є неприпустимою;

4) АПВ після дії АЧР повинно виконуватися відповідно до **3.3.80**.

Схемні рішення пристроїв АПВ треба виконувати таким чином, щоб:

– забезпечити їх автоматичне введення (повернення) після успішного ввімкнення вимикача;

– унеможливити багаторазове ввімкнення на КЗ за будь-якої несправності в схемі пристрою.

3.3.4 У разі застосування АПВ потрібно, як правило, передбачати прискорення дії релейного захисту на випадок неуспішного АПВ. Прискорення дії релейного захисту після неуспішного АПВ виконують за допомогою пристрою прискорення після вмикання вимикача, яке, як правило, має використовуватися і в разі ввімкнення вимикача ключем керування, за командою ТК або пристроєм АВР. У разі прискорення захисту після вмикання вимикача треба вжити заходів проти його

можливого вимикання захистом від поштовху струму (наприклад, у разі неодночасного ввімкнення фаз вимикача). Не слід прискорювати дію релейного захисту після ввімкнення вимикача, коли лінію вже ввімкнено під напругу іншим своїм вимикачем (тобто за наявності симетричної напруги на лінії).

Допускається не прискорювати після АПВ дію релейних захистів ліній напругою 35 кВ і нижче, виконаних на змінному оперативному струмі, якщо для цього потрібне значне ускладнення захистів і час їх дії в разі металевого КЗ поблизу місця встановлення не перевершує 1,5 с.

3.3.5 Пристрої трифазного АПВ (ТАПВ) застосовують переважно за невідповідності між раніше поданою оперативною командою і вимкненим положенням вимикача; допускається також застосовувати пристрої ТАПВ від захисту.

3.3.6 Можна застосовувати, як правило, пристрої ТАПВ одноразової або дворазової дії (останнє – якщо це припустимо за умовами роботи вимикача). Пристрій ТАПВ дворазової дії рекомендовано застосовувати для повітряних ліній, особливо для одиничних з одностороннім живленням. У мережах напругою 35 кВ і нижче пристрій ТАПВ дворазової дії рекомендовано застосовувати в першу чергу для ліній, які не мають резервування по мережі.

У мережах з ізольованою або заземленою через дугогасні реактори (компенсованою) нейтраллю, як правило, застосовують блокування другого циклу ТАПВ у разі замикання на землю після ТАПВ першого циклу (наприклад, за наявності напруги нульової послідовності). Витримка часу ТАПВ в другому циклі має бути не меншою ніж 15–20 с.

3.3.7 Для прискорення відновлення нормального режиму роботи лінії електропередавання витримку часу пристрою ТАПВ (особливо для першого циклу ТАПВ двократної дії на лініях з одностороннім живленням) треба приймати мінімально можливою з урахуванням часу згасання дуги та деіонізації середовища в місці пошкодження, а також з урахуванням часу готовності вимикача та його приведення до повторного увімкнення.

Витримку часу пристрою ТАПВ на лінії з двостороннім живленням треба вибирати також з урахуванням можливого неодночасного відключення пошкодження з обох кінців лінії; при цьому час дії захистів, призначених для дальнього резервування, враховувати не потрібно. Допускається не враховувати неодночасність вимикання вимикачів по кінцях лінії, коли вони вимикаються дією високочастотного захисту.

Для підвищення ефективності ТАПВ одноразової дії допускається збільшувати його витримку часу, враховуючи можливості режиму роботи споживача.

3.3.8 На одиночних лініях 110 кВ і вище з одностороннім живленням, для яких припустимий у разі неуспішного ТАПВ перехід на тривалу роботу двома фазами, треба передбачати ТАПВ дворазової дії на живильному кінці лінії. Переведення лінії на роботу двома фазами може проводити персонал ПС на місці або за допомогою ТК.

Для можливості переведення лінії після неуспішного ТАПВ на роботу двома фазами треба передбачати пофазне керування роз'єднувачами або вимикачами на живильному і приймальному кінцях лінії.

У разі переведення лінії на тривалу роботу двома фазами за необхідності вживають заходів до зменшення перешкод у роботі ліній зв'язку через неповнофазний режим роботи лінії електропередавання. Для цього допускається обмежувати

потужність, яка передається по лінії в неповнофазному режимі (якщо це можливо за умовами роботи споживача).

В окремих випадках за наявності спеціального обґрунтування допускається також перерва в роботі лінії зв'язку на час неповнофазного режиму лінії електропередавання.

3.3.9 На лініях, вимкнення яких не призводить до порушення електричного зв'язку між генерувальними джерелами (наприклад, на паралельних лініях з одностороннім живленням) слід установлювати пристрої ТАПВ без перевірки синхронізму.

3.3.10 На одиночних лініях з двостороннім живленням (за відсутності шунтувальних зв'язків) має передбачатися один з таких видів ТАПВ (або їх комбінацій):

а) швидкодійне ТАПВ (ШАПВ);

б) несинхронне ТАПВ (НАПВ);

в) ТАПВ з контролем синхронізму (ТАПВ КС).

Крім того, можна передбачати однофазне АПВ (ОАПВ) у поєднанні з різними видами ТАПВ, якщо вимикачі обладнано пофазним керуванням і не порушується стійкість паралельної роботи частин енергосистеми в циклі ОАПВ.

Вибирати вид АПВ потрібно виходячи із сукупності конкретних умов роботи системи і устаткування з урахуванням **3.3.11–3.3.15**.

3.3.11 ШАПВ (одночасне ввімкнення вимикачів з мінімальною витримкою часу з обох кінців лінії) рекомендовано передбачати згідно з **3.3.10**, як правило, за невеликої розбіжності кута між векторами ЕРС з'єднуваних систем, який виникає за час паузи ШАПВ, та за допустимих струмів несинхронного ввімкнення для генерувального обладнання. ШАПВ можна застосовувати за наявності вимикачів, які допускають ШАПВ, якщо після ввімкнення забезпечується збереження синхронної паралельної роботи систем (максимальні електромагнітні моменти синхронних генераторів та компенсаторів є меншими з урахуванням необхідного запасу від електромагнітного моменту, який виникає в разі трифазного КЗ на виводах цих машин).

ШАПВ повинно вмикатися від швидкодійних захистів та блокуватися в разі спрацьовування резервних захистів або під час роботи ПРВВ.

Якщо зберегти стійкість енергосистеми за неуспішного ШАПВ без обмежень від протиаварійної автоматики (на електростанціях та/або у споживачів) неможливо, то ШАПВ, як правило, не застосовують.

3.3.12 Несинхронне АПВ (НАПВ) можна застосовувати на лініях згідно з **3.3.10** (в основному в мережі 110–220 кВ), якщо:

а) максимальні електромагнітні моменти синхронних генераторів і компенсаторів, які виникають за несинхронного увімкнення, є меншими (з урахуванням необхідного запасу) від електромагнітного моменту, який виникає за трифазного КЗ на виводах цих машин. При цьому як практичні критерії оцінювання допустимості НАПВ необхідно приймати розрахункові початкові значення періодичних складових струмів статора за кута ввімкнення 180°;

б) максимальний струм через трансформатор (автотрансформатор) за кута ввімкнення 180° є меншим від струму КЗ на його виводах з розрахунку живлення від шин нескінченної потужності;

в) після НАПВ досить швидко відновлюється синхронна робота. Якщо внаслідок НАПВ можливе виникнення тривалого асинхронного ходу, то треба вживати спеціальних заходів для його запобігання або припинення.

За дотримання цих умов НАПВ допускається застосовувати також у режимі ремонту на паралельних лініях.

Під час виконання НАПВ необхідно вживати заходів щодо запобігання зайвим спрацьовуванням захисту. Для цього рекомендовано, зокрема, здійснювати ввімкнення вимикачів за НАПВ у певній послідовності, наприклад виконанням АПВ з одного з боків лінії з контролем наявності напруги на ній після успішного ТАПВ з протилежного боку.

3.3.13 АПВ з контролем синхронізму (АПВ КС) можна застосовувати на лініях згідно з **3.3.10** для ввімкнення лінії за значних ковзань частоти (приблизно до 4 %) з контролем допустимого кута розбіжності між векторами ЕРС з'єднуваних систем (кута випередження).

На кінці лінії, який треба вмикати першим, установлюють прискорене ТАПВ (з пуском від швидкодійного захисту, зона дії якого охоплює всю лінію) без контролю напруги на лінії (БК) або ТАПВ з контролем відсутності напруги на лінії (ШАПВ ТАПВ КВН), а на другому її кінці – ТАПВ з контролем синхронізму (ТАПВ КС). Останнє проводять за умови, що увімкнення першого кінця лінії було успішним (це може бути визначено, наприклад, за допомогою контролю наявності напруги на лінії).

Для контролю синхронізму можна застосовувати пристрої, побудовані за принципом синхронізатора з постійним кутом випередження.

Пристрої АПВ треба виконувати таким чином, щоб була можливість змінювати черговість увімкнення вимикачів на кінцях лінії.

Під час виконання пристрою ТАПВ КС необхідно прагнути до забезпечення його дії за можливо більшої різниці частот. Максимальний допустимий кут увімкнення в разі застосування ТАПВ КС треба приймати з урахуванням умов, зазначених у **3.3.12**. У разі застосування пристрою ТАПВ КС його рекомендовано використовувати для ввімкнення лінії персоналом (напівавтоматична синхронізація).

3.3.14 На лініях, обладнаних трансформаторами напруги, для контролю відсутності напруги (КВН) і контролю наявності напруги (КНН) на лінії за різних видів ТАПВ рекомендовано використовувати органи, які реагують на лінійну (фазну) напругу і на напругу зворотної та нульової послідовностей. У деяких випадках, наприклад на лініях без шунтувальних реакторів, напругу нульової послідовності можна не використовувати.

3.3.15 ОАПВ без автоматичного переведення лінії на довготривалий неповнофазний режим у разі стійкого пошкодження фази треба застосовувати:

а) на одиничних значно навантажених міжсистемних або внутрішньосистемних лініях електропередавання;

б) на значно навантажених міжсистемних лініях 220 кВ і вище з двома і більше обхідними зв'язками за умови, що вимкнення одного з них може призвести до порушення динамічної стійкості енергосистеми;

в) на міжсистемних і внутрішньосистемних лініях різних класів напруги, якщо трифазне вимкнення лінії вищої напруги може призвести до неприпустимого перевантаження ліній нижчої напруги з можливістю порушення стійкості енергосистеми;

г) на лініях, які пов'язують з системою великі блокові електростанції без значного місцевого навантаження;

д) на лініях електропередавання, де здійснення ТАПВ пов'язане зі значним скиданням навантаження внаслідок пониження напруги.

Пристрій ОАПВ треба виконувати таким чином, щоб у разі виведення його з роботи або зникнення живлення автоматично здійснювалося переведення дії захистів лінії на вимкнення трьох фаз.

Вибір пошкоджених фаз у разі КЗ на землю має здійснюватися за допомогою вибірних органів, які можуть бути також використані як додатковий швидкодійний захист лінії в циклі ОАПВ і ТАПВ, а також у разі одностороннього ввімкнення лінії оперативним персоналом. Витримка часу ОАПВ має відстроюватися від часу згасання дуги в неповнофазному режимі з урахуванням можливості неодночасного спрацьовування захисту по кінцях лінії, а також від каскадної дії вибірних органів. Для підвищення динамічної стійкості шляхом зменшення витримки часу ОАПВ рекомендовано застосовувати адаптивні ОАПВ, які контролюють процес деіонізації середовища та згасання дуги в місці однофазного КЗ.

3.3.16 На лініях за **3.3.15** ОАПВ треба застосовувати в поєднанні з різними видами ТАПВ. При цьому має бути передбачено можливість заборони ТАПВ у всіх випадках ОАПВ або лише за неуспішного ОАПВ. Залежно від конкретних умов допускається ТАПВ після неуспішного ОАПВ спочатку на одному кінці лінії з контролем відсутності напруги на лінії та зі збільшеною (відносно ОАПВ) витримкою часу.

3.3.17 На одиничних лініях з двостороннім живленням, які пов'язують систему з електростанцією невеликої потужності, можна застосовувати ТАПВ з автоматичною самосинхронізацією гідрогенераторів для гідроелектростанцій і ТАПВ у поєднанні з ділильними пристроями – для гідро- і теплоелектростанцій.

3.3.18 На лініях з двостороннім живленням за наявності декількох обхідних зв'язків треба застосовувати:

1) за наявності двох зв'язків, а також трьох зв'язків (якщо ймовірне одночасне тривале вимкнення двох зв'язків, наприклад, двоколової лінії):

– НАПВ (в основному для ліній 110–220 кВ і за дотримання умов, зазначених у **3.3.12** для випадку вимкнення всіх зв'язків);

– АПВ КС (у разі неможливості виконання несинхронного АПВ з причин, зазначених у **3.3.12**, для випадку вимкнення всіх зв'язків).

Для відповідальних ліній за наявності двох зв'язків, а також за наявності трьох зв'язків, два з яких – двоколова лінія, за неможливості застосування ТАПВ з причин, зазначених у **3.3.12**, дозволено застосовувати пристрої ОАПВ, ШАПВ або АПВ КС (див. **3.3.11**, **3.3.13**, **3.3.15**). При цьому пристрої ОАПВ і ШАПВ треба доповнювати пристроями контролю синхронізму;

2) за наявності трьох (якщо всі лінії одноколові) і більше зв'язків або якщо в післяаварійному режимі залишається два і більше зв'язків – АПВ без контролю синхронізму.

3.3.19 Пристрої АПВ КС потрібно виконувати на одному кінці лінії з контролем відсутності напруги на лінії та з контролем синхронізму (АПВ КВН КС), на другому кінці – лише з контролем синхронізму (АПВ КС). Схеми пристрою АПВ КС лінії треба виконувати однаково на обох кінцях з урахуванням можливості зміни черговості увімкнення вимикачів лінії в разі АПВ.

Рекомендовано використовувати пристрої АПВ КС для перевірки синхронізму з'єднуваних систем у разі увімкнення лінії персоналом.

3.3.20 Допускається спільне застосування декількох видів трифазного АПВ на лінії, наприклад ШАПВ і АПВ КС. Допускається також використовувати різні види пристроїв АПВ на різних кінцях лінії, наприклад ШАПВ без контролю напруги (див. **3.3.13**) на одному кінці лінії і ТАПВ КНН КС – на другому.

3.3.21 Допускається поєднувати ТАПВ з неселективними швидкодійними захистами для виправлення неселективної дії останніх. У мережах, які складаються з ряду послідовно ввімкнених ліній, у разі застосування на них неселективних швидкодійних захистів для виправлення їх дії рекомендовано застосовувати почергове АПВ; можна також застосовувати пристрої АПВ з прискоренням захисту до АПВ або з кратністю дії (не більше трьох), яка зростає в напрямку до джерела живлення.

3.3.22 У разі застосування одноразового ТАПВ ліній, які живлять трансформатори, з боку вищої напруги яких установлено короткозамикачі і віддільники, для вимкнення віддільника в безструмову паузу час дії пристрою АПВ має бути відстроєним від сумарного часу ввімкнення короткозамикача і вимкнення віддільника. У разі застосування ТАПВ дворазової дії (див. **3.3.6**) час дії АПВ у першому циклі за вказаною умовою не повинен збільшуватися, якщо вимкнення віддільника передбачається у безструмову паузу другого циклу АПВ.

Для ліній, на які замість вимикачів встановлено віддільники, вимкнення віддільників у разі неуспішного АПВ у першому циклі треба виконувати в безструмову паузу другого циклу АПВ.

3.3.23 Якщо внаслідок дії АПВ можливе несинхронне увімкнення синхронних компенсаторів або синхронних електродвигунів і якщо таке увімкнення для них є неприпустимим, а також для вимкнення підживлення від цих машин місця пошкодження передбачають автоматичне вимкнення цих синхронних машин у разі зникнення живлення або переведення їх у асинхронний режим вимкненням АГП з подальшим автоматичним увімкненням або відновленням синхронної роботи після відновлення напруги в результаті успішного АПВ.

Для ПС із синхронними компенсаторами або синхронними електродвигунами треба застосовувати заходи, які запобігають зайвим спрацьовуванням АЧР у разі дії АПВ.

3.3.24 АПВ шин електростанцій і ПС за наявності спеціального захисту шин та вимикачів, які допускають АПВ, треба виконувати за одним з двох варіантів:

1 Автоматичне випробування шин напругою від АПВ вимикача одного з живильних елементів з подальшим оперативним відновленням схеми;

2 Автоматичне збирання схеми; при цьому першим від пристрою АПВ вмикається один із живильних елементів (наприклад, лінія, трансформатор) за успішного увімкнення цього елемента проводиться подальше, якомога повніше автоматичне відновлення схеми доаварійного режиму шляхом увімкнення інших елементів.

АПВ шин за варіантом 2 рекомендовано застосовувати в першу чергу для ПС без постійного чергування оперативного персоналу.

Під час виконання АПВ шин треба застосовувати заходи, які унеможливлюють несинхронне ввімкнення (якщо воно є неприпустимим).

Має забезпечуватися достатня чутливість захисту шин на випадок неуспішного АПВ.

Вимоги варіантів 1 і 2 поширюються лише на ПС із відкритими розподільними пристроями (ВРП, КРП).

Для розподільних пристроїв з елегазовою ізоляцією внутрішнього виконання АПВ шин не виконують. Дозволено не виконувати АПВ шин відкритих розподільних пристроїв, якщо відключення системи шин не призводить до знеструмлення споживачів або обмеження видачі (передавання) потужності.

3.3.25 На двотрансформаторних знижувальних ПС за роздільної роботи трансформаторів, як правило, треба передбачати пристрої АПВ шин середньої та нижчої напруги в поєднанні з пристроями АВР; за внутрішніх пошкоджень трансформаторів має діяти АВР, за інших пошкоджень – АПВ (див. **3.3.42**).

Для двотрансформаторної ПС, у нормальному режимі якої передбачають паралельну роботу трансформаторів на шинах даної напруги, допускається додатково до пристрою АПВ установлювати пристрій АВР, призначений для режиму, коли один із трансформаторів виведено в резерв.

3.3.26 Пристроями АПВ треба обладнувати всі одиничні знижувальні трансформатори потужністю понад 1 МВ • А на ПС енергосистем, які мають вимикач і максимальний струмовий захист з живильного боку, якщо вимкнення трансформатора призводить до знеструмлення електроустановок споживачів.

3.3.27 За неуспішного АПВ, яке вмикається першим вимикачем елемента, приєднаного за допомогою двох або більше вимикачів, АПВ решти вимикачів цього елемента, як правило, має бути забороненим.

3.3.28 За наявності на ПС або електростанції вимикачів з електромагнітним приводом, якщо від пристрою АПВ можуть бути одночасно ввімкнутими два або більше вимикачів, для забезпечення необхідного рівня напруги акумуляторної батареї в разі увімкнення та для зниження перерізів кабелів кіл живлення електромагнітів увімкнення АПВ, як правило, треба виконувати таким чином, щоб одночасне ввімкнення декількох вимикачів було неможливим (наприклад, застосування на приєднаннях АПВ з різними витримками часу).

Допускається в окремих випадках (переважно за напруги 110 кВ і великого числа приєднань, обладнаних АПВ) одночасно вмикати від АПВ два вимикачі.

3.3.29 Дію пристроїв АПВ треба фіксувати вказівними реле, вбудованими в реле покажчиками спрацьовування, лічильниками числа спрацьовувань чи іншими пристроями аналогічного призначення відповідно до вимог глави 3.5 цих Правил.

АВТОМАТИЧНЕ ВВІМКНЕННЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ТА УСТАТКУВАННЯ

3.3.30 Пристрої автоматичного ввімкнення резерву (АВР) застосовують для відновлення живлення споживачів шляхом їх автоматичного приєднання до резервного джерела живлення за вимкнення робочого джерела живлення та знеструмлення електроустановок споживача. Пристрої АВР треба передбачати для відновлення живлення споживачів I категорії надійності електропостачання шляхом автоматичного ввімкнення резервного устаткування після вимкнення робочого устаткування для недопущення порушення технологічного процесу.

Пристрої АВР також рекомендовано передбачати, якщо в разі їх застосування можливе спрощення релейного захисту, зниження струмів КЗ і здешевлення апаратури за рахунок заміни кільцевих мереж радіально-секціонованими тощо.

Пристрої АВР можна встановлювати на трансформаторах, лініях, секційних і шиноз'єднувальних вимикачах, електродвигунах тощо.

3.3.31. Пристрій АВР, як правило, має діяти в разі зникнення напруги на шинах електроустаткування, яке резервується, з будь-якої причини, у тому числі в разі дії захисту шин (у разі КЗ за відсутності АПВ шин (див. також **3.3.42**).

Дію пристроїв АВР, які подають резервне живлення на розподільні пристрої власних потреб напругою 6 і 0,4 кВ ТЕС і АЕС (крім секцій надійного живлення на АЕС), необхідно автоматично блокувати на час відновлення робочого живлення секції власних потреб у разі успішної роботи пристроїв захисту (струмового, дистанційного, дугового) та ПРВВ приєднань власних потреб.

З метою зменшення струмів навантаження, викликаних самозапуском двигунів власних потреб, у разі переходу з резервного на робоче живлення передбачено зворотне АВР для зменшення часу перерви живлення споживачів.

3.3.32 Пристрій АВР у разі вимкнення вимикача робочого джерела живлення має вмикати, як правило, без додаткової витримки часу, вимикач резервного джерела живлення (див. також **3.3.41**). При цьому має бути забезпечено одноразовість дії пристрою.

3.3.33 Для забезпечення дії АВР у разі знеструмлення шин електроустаткування внаслідок зникнення напруги з боку робочого джерела живлення (наприклад, у разі вимкнення вимикача з протилежного кінця живильної лінії у випадках, коли релейний захист діє лише на вимкнення вимикачів з боку живлення) в схемі АВР додатково до зазначеного в **3.3.32** потрібно передбачати пристрій КНН, який у разі зникнення напруги на шинах електроустаткування з контролем наявності напруги з боку резервного джерела живлення має діяти з витримкою часу на вимкнення вимикача робочого джерела живлення з приймального боку. Пристрій КНН в АВР не потрібно передбачати, якщо робочий і резервний елементи мають одне джерело живлення.

3.3.34 Для трансформаторів і ліній малої довжини з метою прискорення дії АВР доцільно виконувати релейний захист з дією на вимкнення не лише вимикача з боку живлення, а й вимикача з приймального боку. З цією самою метою в найбільш відповідальних випадках (наприклад, на власних потребах електростанцій) у разі вимкнення з будь-яких причин вимикача лише з боку живлення треба забезпечувати негайне вимкнення по колу блокування вимикача з приймального боку.

3.3.35 Пристрій КНН пускового органу АВР, що реагує на зникнення напруги робочого джерела, має бути налаштованим на неспрацьовування від режиму самозапуску електродвигунів і від зниження напруги в разі віддалених КЗ. Напруга спрацьовування пристрою КНН на шинах резервного джерела пускового органу АВР має вибиратися по можливості виходячи з умови самозапуску електродвигунів. Час дії пускового органу АВР має бути більшим від часу вимкнення зовнішніх КЗ, за яких зниження напруги викликає спрацьовування пристрою КНН пускового органу, і, як правило, більшим від часу дії АПВ з боку живлення.

Пристрій КНН пускового органу АВР, як правило, має бути виконано таким чином, щоб унеможливлювалася його помилкова робота в разі перегоряння одного із запобіжників трансформатора напруги з боку обмотки вищої або нижчої напруги; у разі захисту обмотки нижчої напруги автоматичним вимикачем за його вимкнення дія пускового органу має блокуватися. Допускається не враховувати цю вимогу під

час виконання пристроїв АВР у розподільних мережах напругою 1–60 кВ, якщо для цього потрібне спеціальне встановлення трансформатора напруги.

3.3.36 Якщо в разі використання пуску АВР за напругою час його дії може виявитися неприпустимо тривалим (наприклад, за наявності у складі навантаження значної частки синхронних електродвигунів) рекомендовано додатково до пускового органу за напругою застосовувати пускові органи інших типів (наприклад, таких, які реагують на зникнення струму, зниження частоти, зміну напрямку потужності тощо).

У разі застосування пускового органу АВР за зниженням частоти у разі зниження частоти з боку робочого джерела живлення до заданого значення і за нормальної частоти з боку резервного живлення пусковий орган АВР має діяти з витримкою часу на вимкнення вимикача робочого джерела живлення.

За технологічної необхідності можна виконувати пуск пристрою автоматичного вмикання резервного устаткування від різних спеціальних датчиків (тиску, рівня тощо).

3.3.37 Схема пристрою АВР джерел живлення власних потреб електростанцій після вмикання резервного джерела живлення замість одного з робочих джерел, яке вимикається, має зберігати можливість дії в разі вимкнення інших робочих джерел живлення.

3.3.38 Під час виконання пристроїв АВР треба перевіряти умови перевантаження резервного джерела живлення і можливість самозапуску електродвигунів, і якщо має місце надмірне перевантаження або не забезпечується самозапуск, виконують розвантаження під час дії АВР (наприклад, вимкнення невідповідальних, а в деяких випадках і частини відповідальних електродвигунів; для останніх рекомендовано застосовувати АПВ).

3.3.39 Під час виконання АВР потрібно враховувати неприпустимість його дії на вмикання споживачів, вимкнутих пристроями АЧР. З цією метою треба застосовувати спеціальні заходи (наприклад, блокування за частотою).

3.3.40 У разі дії пристрою АВР, коли можливе ввімкнення вимикача на КЗ, як правило, потрібно передбачати прискорення дії захисту цього вимикача (див. також **3.3.4**). При цьому має бути вжито заходів для запобігання вимкненню резервного живлення по колу прискорення захисту за рахунок стрибків струму увімкнення.

З цією метою на вимикачах джерел резервного живлення власних потреб електростанцій прискорення захисту треба передбачати лише в разі, якщо його витримка часу перевищує 1–1,2 с; при цьому до кола прискорення має бути введено витримку часу близько 0,5 с. Для інших електроустановок значення витримок часу приймають виходячи з конкретних умов.

3.3.41 У випадках, якщо в результаті дії АВР можливе несинхронне вмикання синхронних компенсаторів або синхронних електродвигунів і якщо воно для них є неприпустимим, а також для вимикання підживлення від цих машин місця пошкодження, в разі зникнення живлення треба виконувати АВР з контролем синхронізму, або автоматично вимикати синхронні машини або переводити їх в асинхронний режим вимкненням АГП з подальшим автоматичним увімкненням або відновленням синхронізму після відновлення напруги внаслідок успішного АВР.

Для запобігання ввімкненню резервного джерела від АВР до вимкнення синхронних машин допускається застосовувати уповільнення АВР. Якщо останнє є

неприпустимим для решти навантаження, допускається за спеціального обґрунтування вимикати від пускового органу АВР лінію, що зв'язує шини робочого живлення з навантаженням, яке містить синхронні електродвигуни.

Для ПС із синхронними компенсаторами або синхронними електродвигунами треба застосовувати заходи, які запобігають неправильній роботі АЧР під час дії АВР (див. **3.3.80**). З метою запобігання зайвим спрацьовуванням АЧР у безструмових паузах АПВ і АВР, обумовлених вибігом електродвигунів і синхронних компенсаторів, треба блокувати дію АЧР на час безструмової паузи.

3.3.42 Для запобігання вмиканню резервного джерела живлення на КЗ, його перевантаженню, полегшенню самозапуску електродвигунів, а також для відновлення найбільш простими засобами нормальної схеми електроустановки після аварійного вимкнення і дії пристрою автоматики рекомендовано застосовувати поєднання пристроїв АВР і АПВ. Пристрої АВР мають діяти в разі внутрішніх пошкоджень робочого джерела; пристрій АПВ – у разі інших пошкоджень.

Після успішної дії пристроїв АПВ або АВР як правило, має забезпечуватися більш повне автоматичне відновлення схеми доаварійного режиму (наприклад, для ПС із спрощеними схемами електричних з'єднань з боку вищої напруги – вимкнення ввімкненого в разі дії АВР секційного вимикача з боку нижчої напруги після успішного АПВ живильної лінії).

УВІМКНЕННЯ ГЕНЕРАТОРІВ

3.3.43 Увімкнення генераторів на паралельну роботу треба виконувати одним із таких способів: точною синхронізацією (ручною, напівавтоматичною і автоматичною) або самосинхронізацією (ручною, напівавтоматичною і автоматичною).

3.3.44 Спосіб точної автоматичної або напівавтоматичної синхронізації як основний спосіб увімкнення на паралельну роботу за нормальних режимів треба передбачати для:

– турбогенераторів з непрямим охолодженням обмоток потужністю понад 3 МВт, які працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги і з значенням періодичної складової перехідного струму понад $3,5 \cdot I_{ном}$;

– турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмоток типів ТВВ, ТВФ, ТГВ і ТВМ;

– гідрогенераторів потужністю 50 МВт і більше.

У разі аварійних режимів у електричній системі увімкнення на паралельну роботу всіх генераторів незалежно від системи охолодження і потужності можна виконувати способом самосинхронізації виходячи з допустимості режиму роботи енергосистеми в кожному конкретному випадку.

3.3.45 Спосіб самосинхронізації як основний спосіб увімкнення на паралельну роботу можна передбачати для:

– турбогенераторів потужністю до 3 МВт;

– турбогенераторів з непрямим охолодженням потужністю понад 3 МВт, які працюють безпосередньо на збірні шини, якщо періодична складова перехідного струму в разі увімкнення в мережу способом самосинхронізації не перевищує $3,5 \cdot I_{ном}$;

– турбогенераторів з непрямим охолодженням, які працюють у блоці з трансформаторами;

– гідрогенераторів потужністю до 50 МВт;

– гідрогенераторів, електрично жорстко пов'язаних між собою, і таких, які працюють через загальний вимикач за їх сумарної потужності до 50 МВт.

У зазначених в цьому пункті випадках можна не передбачати пристрої напівавтоматичної та автоматичної точної синхронізації.

3.3.46 У разі використання способу самосинхронізації як основного способу увімкнення генераторів на паралельну роботу передбачають установлення на гідрогенераторах пристроїв автоматичної самосинхронізації, на турбогенераторах – ручної або напівавтоматичної самосинхронізації пристроїв.

3.3.47 У разі використання способу точної синхронізації як основного способу увімкнення генераторів на паралельну роботу, як правило, треба передбачати встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації. Для генераторів потужністю до 15 МВт допускається застосовувати ручну точну синхронізацію з блокуванням від несинхронного увімкнення.

3.3.48 Відповідно до зазначених положень усі генератори мають бути обладнаними відповідними пристроями синхронізації, розташованими на центральному пункті керування або на місцевому пункті керування – для гідроелектростанцій; на головному щиті керування або на блокових щитах керування – для теплоелектростанцій.

Незалежно від застосованого способу синхронізації всі генератори мають бути обладнаними пристроями, які дають змогу в необхідних випадках виконувати ручну точну синхронізацію з блокуванням від несинхронного увімкнення.

3.3.49 У разі увімкнення в мережу способом точної синхронізації двох або більше гідрогенераторів, які працюють через один вимикач, генератори попередньо синхронізуються між собою способом самосинхронізації і з мережею – способом точної синхронізації.

3.3.50 На транзитних ПС та електростанціях, де потрібна синхронізація окремих частин електричної системи, треба передбачати пристрої для напівавтоматичної або ручної точної синхронізації.

АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЗБУДЖЕННЯ, НАПРУГИ ТА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.3.51 Пристрої автоматичного регулювання збудження (АРЗ), напруги та реактивної потужності призначено для:

– підтримування заданих графіків напруги в електричній системі в нормальних режимах її роботи;

– розподілу реактивного навантаження між джерелами реактивної потужності відповідно до заданого закону;

– підвищення статичної та динамічної стійкості електричних систем і демпфування коливань у перехідних режимах.

3.3.52 Синхронні машини (генератори, компенсатори, електродвигуни) мають бути обладнаними пристроями АРЗ.

Автоматичні регулятори збудження АРЗ мають відповідати існуючим технічним умовам на устаткування систем збудження і вимогам ДСТУ4265.

Для генераторів і синхронних компенсаторів потужністю, меншою ніж 2,5 МВт, за винятком генераторів електростанцій, які працюють ізольовано або в енергосистемі невеликої потужності, допускається застосовувати лише пристрої релейного

форсування збудження. Синхронні електродвигуни має бути обладнано пристроями АРЗ відповідно до **5.3.12** і **5.3.13.**

3.3.53 Має бути забезпечено високу надійність живлення відповідних кіл АРЗ та інших пристроїв системи збудження від трансформаторів напруги.

У разі підключення АРЗ до трансформаторів напруги, які мають запобіжники на стороні вищої напруги:

– АРЗ та інші пристрої системи збудження треба приєднувати до їх вторинних виводів без запобіжників і автоматичних вимикачів;

– пристрій релейного форсування потрібно виконувати таким чином, щоб унеможливити його помилкову роботу в разі перегоряння одного із запобіжників з первинного боку трансформаторів напруги.

У разі підключення АРЗ до трансформаторів напруги, які не мають запобіжників на стороні вищої напруги:

– АРЗ та інші пристрої системи збудження треба приєднувати до їх вторинних виводів через автоматичні вимикачі;

– має бути передбачено заходи щодо використання допоміжних контактів автоматичного вимикача у відповідних колах АРЗ для обмеження недопустимого перевантаження або зниження збудження машини в разі його вимкнення.

До трансформаторів напруги, до яких підключають АРЗ та інші пристрої системи збудження, як правило, не приєднують інші пристрої і прилади. В окремих випадках ці пристрої і прилади допускається приєднувати через окремі автоматичні вимикачі або запобіжники.

3.3.54 Пристрої АРЗ гідрогенераторів треба виконувати таким чином, щоб у разі скидання навантаження за справного регулятора швидкості унеможливлювалося спрацьовування захисту від підвищення напруги. За необхідності пристрій АРЗ можна доповнювати релейним пристроєм швидкодійного зменшення магнітного потоку гідрогенератора.

3.3.55 Схема пристрою релейного форсування збудження має передбачати можливість переведення його дії з основного на резервний збудник (у разі заміни основного збудника).

3.3.56 Пристрої компаундування збудження треба приєднувати до трансформаторів струму з боку виводу генератора або синхронного компенсатора (з боку шин).

3.3.57 Для синхронних генераторів і компенсаторів з безпосереднім охолодженням генераторів потужністю до 200 МВт і компенсаторів потужністю 15 МВАр і більше, електростанцій та підстанцій без постійного оперативного персоналу в приміщенні щита керування має бути передбачено автоматичне обмеження перевантаження з витримкою часу, залежною від кратності перевантаження.

Пристрій автоматичного обмеження перевантаження не має перешкоджати форсуванню збудження протягом часу, який допускається для відповідного виконання машини.

3.3.58 Для генераторів потужністю 100 МВт і більше та для компенсаторів потужністю 100 МВАр і більше треба встановлювати швидкодійні системи збудження з АРЗ сильної дії.

В окремих випадках, які визначаються умовами роботи електростанції в енергосистемі, допускається встановлювати АРЗ іншого типу.

3.3.59 Система збудження і пристрої АРЗ мають забезпечувати стійке регулювання в межах від найменшого допустимого до найбільшого допустимого значення

струму збудження. Для синхронних компенсаторів з нереверсивною системою збудження регулювання треба забезпечувати починаючи від значення струму ротора, який практично дорівнює нулю, а для компенсаторів з реверсивною системою збудження – від найбільшого допустимого значення від'ємного струму збудження.

Для машин, які працюють у блоці з трансформаторами, треба передбачати можливість струмової компенсації втрати напруги в трансформаторі.

3.3.60 Генератори потужністю 2,5 МВт і більше гідро- і теплових електростанцій з числом агрегатів чотири і більше треба оснащувати загальностанційними АСУТП (включаючи групове управління збудженням).

3.3.61 Трансформатори (автотрансформатори) з РПН ПС з вищою напругою 220–750 кВ, пристанційних вузлів сонячних і вітрових електростанцій та власних потреб електростанцій, а також лінійні регулятори розподільних ПС для підтримування заданої напруги треба оснащувати системою автоматичного регулювання напруги (АРН). У разі необхідності автоматичні регулятори мають забезпечувати зустрічне регулювання напруги.

Підстанції, на яких передбачено паралельну роботу трансформаторів (автотрансформаторів) з автоматичним регулюванням напруги, треба оснащувати загальнопідстанційними АСУТП, які унеможливлюють появу неприпустимих зрівняльних струмів між трансформаторами (автотрансформаторами).

АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.3.62 Системи автоматичного регулювання частоти і активної потужності (АРЧП) призначено для:

– підтримування частоти в енергооб'єднаннях та ізольованих енергосистемах у нормальних режимах згідно з вимогами ГОСТ 13109 шляхом первинного, вторинного та третинного регулювання частоти і потужності;

– регулювання добового графіка зовнішніх обмінних потоків потужностей енергооб'єднань та підтримання в допустимих межах перетікань потужності по контрольованих зовнішніх і внутрішніх зв'язках енергооб'єднань і енергосистем;

– економічного перерозподілу потужності між об'єктами керування на всіх рівнях диспетчерського управління (між об'єднаними енергосистемами, енергосистемами в ОЕС, електростанціями в енергосистемах і агрегатами або енергоблоками в межах електростанцій).

3.3.63 Система АРЧП ОЕС, за наявності необхідного регулювального діапазону на виділених електростанціях, має забезпечувати:

– підтримування середнього відхилення частоти від заданого значення в межах ±0,01 Гц за будь-які 0,5 години доби, з метою переважного утримання поточної частоти в межах зони регулювання ±0,02 Гц для запобігання зайвій роботі нормованого первинного регулювання і обмеження перетікання потужності за контрольованими зв'язками з усуненням не менше ніж на 70% амплітуди коливань перетікання потужності з періодом 2 хв і більше;

– спільно з нормованим первинним регулюванням утримування відхилення поточної частоти від установлених значень ±0,05 Гц (нормальний рівень) і в межах±0,2 Гц (допустимий рівень) з відновленням установленого рівня частоти

і заданих сумарних зовнішніх і внутрішніх контрольованих перетікань за час, не більший ніж 15 хв.

Засобами нормованого і загального первинного регулювання частоти ОЕС має забезпечуватися утримання поточної частоти з динамічним відхиленням, яке виникає в разі значних аварійних небалансів потужності, не більше максимально допустимих ±0,8 Гц (миттєве значення).

3.3.64 До системи АРЧП мають входити:

– пристрої на диспетчерських пунктах енергосистем та ОЕС для автоматичного регулювання частоти та обміну і обмеження перетікань потужності по контрольованих зовнішніх і внутрішніх зв'язках;

– пристрої розподілу керівних дій від систем АРЧП вищого рівня між керованими електростанціями і пристрої обмеження перетікань потужності контрольованими внутрішніми зв'язками на диспетчерських пунктах енергосистем;

– станційні та/або блочні пристрої керування активною потужністю на електростанціях;

– датчики перетікань активної потужності та засоби телемеханіки.

3.3.65 Пристрої АРЧП на диспетчерських пунктах мають забезпечувати виявлення відхилень фактичного режиму роботи від заданого, формування і передавання керівних дій для диспетчерських пунктів нижчого рівня керування і для електростанцій, які залучають до автоматичного керування потужністю.

3.3.66 Пристрої АРЧП електростанцій мають забезпечувати:

– первинне (нормоване і/або загальне) регулювання частоти в енергосистемі шляхом зміни активної потужності блоків і агрегатів електростанцій з метою усунення/зменшення небалансу потужності в ОЕС;

– можливість участі у вторинному регулюванні в ОЕС для компенсації небалансу потужності, ліквідації перевантаження транзитних зв'язків, відновлення частоти і заданих зовнішніх перетікань та відновлення резервів первинної регулюючої потужності, витраченої під час дії первинного регулювання;

– можливість участі в третинному регулюванні – автоматичній зміні потужності спеціально виділених енергоблоків (агрегатів) з метою відновлення вторинного резерву в міру його вичерпання, а також для здійснення оперативної корекції режиму ОЕС в інших цілях.

Участь у вторинному і третинному регулюванні станційні системи АРПЧ здійснюють шляхом:

– приймання і перетворення керуючих дій, які надходять з диспетчерських пунктів вищого рівня керування, і формування керівних дій на рівні управління електростанцій;

– формування керівних дій на окремі агрегати (енергоблоки);

– підтримування потужності агрегатів (енергоблоків) відповідно до отриманих керівних дій.

3.3.67 Керування потужністю електростанції треба здійснювати зі статизмом за частотою, змінним у межах від 4 до 6 % (максимально до 10 % в окремих випадках) з дискретністю не гірше 1 %.

3.3.68 На гідроелектростанціях системи керування потужністю повинні бути автоматичні пристрої, які забезпечують пуск і зупин агрегатів, а за необхідності також переводять агрегати в режими синхронного компенсатора і генераторний

залежно від умов і режиму роботи електростанцій та енергосистеми з урахуванням наявних обмежень у роботі агрегатів.

Гідроелектростанції, потужність яких визначають за режимом водотоку, рекомендовано обладнувати автоматичними регуляторами потужності за водотоком.

3.3.69 Пристрої АРЧП мають допускати оперативну зміну параметрів налаштувань у разі зміни режимів роботи об'єкта керування, оснащуватися елементами сигналізації, блокуваннями і захистами, які запобігають неправильним їх діям під час порушення нормальних режимів роботи об'єктів керування і в разі несправностей у самих пристроях АРЧП.

Пристрої АРЧП не повинні перешкоджати функціонуванню пристроїв протиаварійної автоматики.

На електростанціях пристрої АРЧП, які регулюють потужність агрегатів (енергоблоків), має бути обладнано елементами, які запобігають змінам технологічних параметрів агрегатів (енергоблоків) понад допустимі межі.

3.3.70 Засоби телемеханіки та зв'язку мають забезпечувати збір, оброблення та введення інформації про напрямок та величину перетікання потужності по контрольованих внутрішніх і міжсистемних зв'язках, передавання керівних дій і сигналів від пристроїв АРЧП на об'єкти керування, а також передавання необхідної інформації на вищий рівень керування.

Сумарне запізнення сигналів у засобах телемеханіки і пристроях АРЧП не має перевищувати 5 с.

АВТОМАТИЧНЕ ЗАПОБІГАННЯ ПОРУШЕННЯМ СТІЙКОСТІ

3.3.71 Пристрої автоматичного запобігання порушенням стійкості (АЗПС) енергосистем треба передбачати залежно від конкретних умов там, де це технічно і економічно доцільно, – для збереження динамічної, статичної та термічної стійкості в нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах роботи енергосистеми.

Пристрої АЗПС, відповідно до діючих вимог до цих пристроїв, необхідно передбачати у випадках, коли за їх відсутності при нормативних коефіцієнтах запасу з активної потужності та напруги в нормальному (доаварійному) режимі не забезпечується динамічна стійкість та/або нормативний коефіцієнт запасу з активної потужності та/або напруги в післяаварійному (вимушеному) режимі в разі:

– аварійного вимкнення лінії контрольованого перетину;

– відмови вимикача з дією ПРВВ у разі КЗ у нормальному режимі роботи енергосистеми і в нормальній схемі роботи мережі;

– значного аварійного дефіциту або надлишку потужності в одній із з'єднуваних частин енергооб'єднання.

3.3.72. Пристрої АЗПС можуть діяти на:

1) зміну генерації електростанцій шляхом:

– вимкнення частини генераторів;

– швидкого зниження або збільшення навантаження паровими турбінами в межах можливостей теплосилового устаткування;

2) вимкнення (у виняткових випадках) частини навантаження споживачів, які легко переносять короткочасну перерву електропостачання, із застосуванням апаратури спеціального автоматичного вимкнення навантаження (САВН) та АЧР;

3) поділ енергосистем (якщо зазначених вище заходів недостатньо).

Пристрої АЗПС можуть змінювати режим роботи пристроїв поздовжньої і поперечної ємнісної компенсації та іншого устаткування ліній електропередавання (наприклад, шунтувальних реакторів), автоматичних регуляторів збудження генераторів тощо.

3.3.73 Інтенсивність керуючих дій пристроїв АЗПС (потужність генераторів чи споживачів, які вимикаються/ вмикаються, або глибина їх розвантаження/ навантаження тощо) має автоматично визначатися за параметрами вихідного режиму та інтенсивністю збурення (наприклад, навантаженням лінії, яка аварійно вимикається з КЗ або без нього, та видом і тривалістю КЗ або величиною аварійного дефіциту чи надлишку потужності).

АВТОМАТИЧНЕ ПРИПИНЕННЯ АСИНХРОННОГО РЕЖИМУ

3.3.74 Для швидкого припинення асинхронного режиму (АР) у разі його виникнення в енергосистемах треба застосовувати пристрої автоматичної ліквідації асинхронного режиму (АЛАР). Відновлення синхронної роботи як із застосуванням АЛАР, так і самочинне, необхідно резервувати поділом енергосистем.

Допустиму тривалість АР та заходи щодо його припинення необхідно встановлювати для кожного перетину з урахуванням необхідності запобігання пошкодженню устаткування енергосистем, додатковим порушенням синхронізму та порушенням електропостачання споживачів.

Пристрої АЛАР мають відрізняти АР від синхронних коливань та КЗ.

3.3.75 Якщо тривалий АР є припустимим, то дію пристроїв АЛАР має бути спрямовано перш за все на створення або полегшення умов відновлення синхронної роботи за рахунок швидкого набирання навантаження турбінами або часткового вимкнення споживачів у тій частині енергосистеми, в якій виник дефіцит потужності, та/або зменшення генерувальної потужності шляхом дії на регулятори швидкості турбін або вимкнення частини генераторів у тій частині енергосистеми, в якій виник надлишок потужності.

3.3.76 Якщо відсутні умови для швидкого відновлення синхронної роботи або передбачені заходи виявилися неефективними, то пристрої АЛАР мають автоматично за мінімальний час поділити енергосистему в попередньо заданих точках на несинхронно працюючі частини.

3.3.77 Під час розміщення в мережі енергосистеми пристроїв АЛАР та вибору алгоритму їх дії необхідно керуватися такими вимогами:

– пристрої АЛАР мають бути розміщеними якнайближче до електричного центру коливання (мінімальний рівень напруги) за асинхронного режиму на електричних зв'язках між частинами енергосистеми та забезпечувати поділ енергосистеми з мінімальними небалансами обох частин і кількістю точок поділу;

– перші ступені пристроїв АЛАР повинні виявляти АР на першому циклі та блокуватися в разі КЗ, а резервні ступені – після, як правило, двох-чотирьох циклів.

Час дії резервних пристроїв АЛАР необхідно відстроювати від часу ліквідації КЗ за рахунок витримки часу або циклів АР.

АВТОМАТИЧНЕ ОБМЕЖЕННЯ ЗНИЖЕННЯ АБО ПІДВИЩЕННЯ ЧАСТОТИ

3.3.78 Пристрої автоматичного обмеження зниження частоти (АОЗЧ) або її підвищення (АОПЧ) мають забезпечувати живучість ОЕС України в разі аварійного виникнення в ОЕС чи окремих її частинах (регіонах) значного дефіциту або надлишку активної потужності, у тому числі з аварійним відділенням від суміжних енергосистем і недопустимо тривалим та значним (нижче ніж 49,2 Гц) зниженням або підвищенням (50,5 Гц і більше) частоти, що загрожує пошкодженням обладнання та безпечній роботі електростанцій, включаючи АЕС, порушує нормальну роботу обладнання споживачів і створює умови повного його знеструмлення в разі виникнення лавиноподібного падіння напруги та частоти.

3.3.79 Для запобігання аваріям, у тому числі й системним, які можуть виникнути внаслідок порушення нормального режиму роботи основного обладнання та механізмів власних потреб електростанцій або стійкості енергосистем через зниження/підвищення частоти електричного струму в разі аварійного дефіциту/надлишку активної потужності і їх ліквідації, необхідно, щоб:

1) пристрої АОЗЧ забезпечували:

– живучість ОЕС України або її окремих частин за всіх розрахункових аварійних дефіцитів потужності, незалежно від схеми та режиму роботи ОЕС із сусідніми енергосистемами (паралельно чи автономно);

– зменшення дефіциту потужності і повну ліквідацію процесу аварійного зниження частоти та повернення частоти до доаварійного рівня;

– захист від тривалого аварійного зниження частоти в ОЕС України чи її відокремленій частині до рівня спрацювання уставок технологічного захисту на вимкнення блоків АЕС;

– умови роботи енергосистеми, які унеможливлюють виникнення лавиноподібного падіння напруги та частоти у споживачів і їх повне знеструмлення;

– часткове або повне автоматичне ввімкнення споживачів, яких було відключено засобами частотного розвантаження, після ліквідації аварійного дефіциту потужності та нормалізації частоти;

– автоматичне відділення усіх або частини блоків електростанцій на навантаження власних потреб (АВВП) або на збалансоване навантаження власних потреб і споживання прилеглого до електростанції району мережі (АВЗН), якщо не вдалося унеможливити зниження частоти до рівня, небезпечного для обладнання електростанцій;

2) пристрої АОПЧ (у разі аварійного відокремлення від енергосистеми району з надлишком активної потужності) забезпечували захист від тривалого підвищення частоти до рівня, небезпечного для обладнання електростанцій, електричних мереж і споживачів цього району шляхом зниження потужності електростанцій, розташованих у відокремленому районі, за рахунок:

– розвантаження енергоблоків (агрегатів) електростанцій первинними регуляторами частоти та потужності із заданим статизмом (САРЧП);

– переведення ГА ГАЕС у насосний режим;

– відключення окремих блоків АЕС станційним технологічним захистом у разі підвищення частоти до небезпечного для обладнання АЕС рівня (≥50,5 Гц);

– відключення від мережі або відділення на збалансоване навантаження блоків ТЕС і ГЕС та відключення від мережі ВЕС і СЕС у разі підвищення частоти до рівня, небезпечного для обладнання цих електростанцій.

3.3.80 АОЗЧ під час ліквідації аварійного зниження частоти має використовувати резерви потужності електростанцій і вимкнення частини навантаження споживачів за рахунок спрацювання автоматичних пристроїв:

1) автоматичного частотного введення резерву (АЧВР) електростанцій, призначеного для скорочення часу ліквідації аварійного дефіциту потужності в енергосистемах за рахунок термінового введення в роботу наявного резерву потужності електростанцій (включаючи ВЕС та СЕС потужністю, більшою ніж 25 МВт). АЧВР складається з пристроїв:

– централізованої системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП),

– нормованого та загального первинного регулювання (ПР) енергоблоків (агрегатів) електростанцій;

– автоматичного частотного пуску (АЧП) резервних гідрогенераторів, газотурбінних і парогазових установок, переведення в генераторний режим гідрогенераторів, які працюють у режимі синхронних компенсаторів, та автоматичне переведення у генераторний режим агрегатів ГАЕС, які працюють у насосному режимі, або їх автоматичне вимкнення. Уставки АЧП за частотою задають в межах від 49,3 до 49,6 Гц, також задається уставка обмеження АЧП (як правило, на 0,2 Гц вище), при досягненні якої припиняється автоматичний набір потужності;

2) автоматичного частотного розвантаження (АЧР), яке призначене для запобігання небезпечному зниженню частоти нижче аварійного значення (49,2 Гц) у разі виникнення аварійного дефіциту активної потужності шляхом вимкнення частини навантаження споживачів:

– невеликими чергами (обсягами) за відносно повільного зниження (сповзання) частоти із швидкістю, не більшою ніж 1,7 Гц/с, для припинення її зниження. Повільне зниження частоти є характерним для паралельної роботи ОЕС України із суміжними енергосистемами або в разі незначних аварійних дефіцитів потужності;

– чергами (обсягами) відповідно до аварійного дефіциту потужності, який виник, у разі зниження частоти із швидкістю понад 1,7 Гц/с. Як правило, значна швидкість зниження частоти є характерною для автономної роботи ОЕС України або її окремої частини при виникненні аварійного дефіциту потужності;

– невеликими чергами (обсягами) для підвищення частоти після закінчення процесу її зниження.

АЧР повинне мати децентралізовану структуру і виконуватися у вигляді сукупності окремих автономних пристроїв, які діють на вимкнення заданих приєднань на електростанціях, а також на ПС електроенергетичних систем, електропередавальних компаній і споживачів. Пристрої АЧР, як правило, необхідно розташовувати на об'єктах електроенергетичних систем чи електропередавальних компаній.

Під час визначення сумарного обсягу навантаження, яке має відключатися дією пристроїв АЧР, треба виходити, як правило, з можливості виникнення аварійного дефіциту потужності в разі:

– вимкнення всіх живильних ліній споживача або дефіцитного району;

– вимкнення потужності найбільшого блока або двох блоків електростанції, якщо вони працюють на шини електростанції через загальний вимикач;

– виникнення асинхронного ходу по окремому перетину і, як наслідок, розвиток аварії з вимкненням частини потужності, яка генерується;

– вимкнення потужності окремих блоків та електростанцій у дефіцитній частині ОЕС з наступним вимкненням «слабких» зв'язків у окремих перетинах унаслідок збільшення потужності, яка передається через перетин, понад межу його стійкості;

– повного відділення ОЕС від суміжних енергосистем або поділу її на частини з вимкненням міжсистемних (магістральних) зв'язків у разі порушення їх стійкості внаслідок виникнення значних аварійних дефіцитів активної потужності (наприклад, у разі знеструмлення, посадки на «0» найбільшої електростанції або розвантаження енергоблоків АЕС відповідно до їх технологічного регламенту за зниження частоти нижче 49,0 Гц);

– виникнення непередбачуваного в розрахунках аварійного дефіциту активної потужності, що перевищує розрахунковий дефіцит (наприклад, у разі розвитку каскадної аварії);

– зниження потужності навантаження, заведеного на вимкнення від пристроїв АЧР, у вихідні та святкові дні, а також на час нічного провалу.

Обсяг споживання, зведений під всі черги АЧР, потрібно уточнювати під час виконання конкретних розрахунків. Обсяг споживання має становити:

– для гостродефіцитних районів – не менше ніж 70 % від споживання з переважним заведенням навантаження верхніх черг під швидкодійну АЧР-1Ш;

– у цілому по ОЕС України – не менше ніж 60 % від споживання.

Пристрої АЧР необхідно розташовувати таким чином, щоб можна було ліквідувати дефіцит потужності у всіх можливих аварійних режимах (від місцевих до загальносистемних).

Потужність споживачів, які відключаються пристроями АЧР, та їх розміщення мають бути такими, щоб при їх роботі не порушувалася стійкість міжсистемних зв'язків і унеможливлювалося під час виникнення лавиноподібного падіння напруги та частоти в усіх реально можливих випадках аварійного дефіциту потужності.

Для безпечної експлуатації енергоблоків АЕС і ТЕС налаштовувати пристрої АЧР треба з таким розрахунком, щоб:

– короткочасне зниження частоти нижче ніж 46 Гц було цілком унеможливленим;

– тривалість роботи з частотою, нижчою ніж 47 Гц, була меншою ніж 10 с;

– тривалість роботи з частотою, нижчою ніж 48 Гц, була меншою ніж 1 хв;

– тривалість роботи з частотою, нижчою ніж 49 Гц, була меншою ніж 5 хв.

3) автоматики частотної ділильної (АЧД), яку призначено для відділення окремих енергоблоків (агрегатів) електростанцій на навантаження власних потреб або на збалансоване навантаження прилеглого району разом з навантаженням власних потреб електростанції.

АЧД дає можливість успішно мінімізувати збитки від аварій із значним дефіцитом потужності і створює умови для прискореного відновлення паралельної роботи енергосистем чи їх частин після частотних аварій.

Пристрої АЧД застосовують:

– у разі, якщо схема прилеглої до електростанцій мережі, а також блокові та загальностанційні системи автоматичного регулювання і автоматики це дозволяють;

– для резервування дії пристроїв АЧР і додаткового автоматичного розвантаження (ДАР) під час аварій;

– замість пристроїв ДАР, якщо відсутня економічна доцільність їх застосування, в енергорайонах з особливо великим дефіцитом активної потужності, або якщо з якихось причин може мати місце недостатній обсяг розвантаження споживачів, що за місцевими факторами пов'язано із серйозними технічними труднощами реалізації потрібного обсягу вимкнень (немає можливості швидко вимкнути навантаження потужного споживача або потужну живильну лінію або навантаження споживачів значно розосереджено по енергосистемі тощо);

– у разі, якщо необхідно забезпечити без обмежень електропостачання від шин електростанції споживачів особливої категорії;

– у разі, якщо електростанції визначено як резервні джерела енергії для розвороту з «нуля» інших електростанцій за їх знеструмлення.

На електростанціях з потужними блоками застосування АЧД можливе за наявності блочної автоматичної системи аварійного розвантаження блока, яка забезпечує збалансовану, тривалу і надійну (стійку) роботу блока на навантаження відокремленого району та/або власних потреб.

АЧД треба встановлювати на всіх електростанціях та блок-станціях, для яких її можна виконати за умовами їх роботи (схема електростанції або блок-станції, її положення в мережі, обмеження за теплофікаційним режимом тощо).

Розроблювати і виконувати АЧД (проведення реконструкції) необхідно з дотриманням таких положень:

– для електростанцій малої потужності, а також для блокових електростанцій у першу чергу треба розглядати дію АЧД на виділення електростанції (або її частини для блочних електростанцій) із приблизно збалансованим навантаженням прилеглого району. При цьому необхідно використовувати мінімальне число вимикачів, які повинні спрацьовувати, та уникати складних операцій перемикань і телевимикань. Під час виділення електростанції на приблизно збалансоване навантаження кращим є утворення невеликого надлишку генерувальної потужності, яка виділяється (з урахуванням дії пристроїв АЧР-ЧАПВ у районі, який виділяється);

– на блокових електростанціях, для яких відсутня можливість створення автоматики, яка відділяє електростанцію чи її частину, треба передбачати дію АЧД на відділення одного блока з його власними потребами. При цьому має бути забезпечено та експериментально перевірено надійну роботу блока з навантаженням його власних потреб протягом не менше 15 хв у всіх режимах і технологічних схемах, зокрема за умови забезпечення живлення теплових власних потреб відокремлюваного блока. За необхідності треба передбачати переведення дії АЧД на інший у такий же спосіб підготовлений блок.

АЧД для виділення ТЕС, ГЕС великої та середньої потужності, агрегатів блок-станцій (ТЕЦ) на приблизно збалансоване навантаження та/або на навантаження власних потреб, як правило, необхідно виконувати з двома пусковими органами: один з частотою і часом спрацьовування відповідно від 46,8 Гц до 47,2 Гц і 0,5 с, а інший – з частотою близько 47,5 Гц з затримкою на спрацювання від 30 до 40 с.

Можливість вибору дещо різних уставок пуску АЧД доцільно використовувати для створення відносної селективності (наприклад, для випереджувального виділення раніше тієї з двох ТЕС, від якої залежить водопостачання);

4) частотного автоматичного повторного ввімкнення (ЧАПВ), яке призначене для автоматичного відновлення живлення частини споживачів, відключених пристроями АЧР, після підвищення частоти за рахунок мобілізації резервів потужності енергосистеми та відключення навантаження.

Сумарна потужність споживачів, яку підключають до ЧАПВ, не регламентується і має визначатися місцевими умовами роботи енергосистем.

Під час налаштування пристроїв ЧАПВ необхідно враховувати, що:

– у першу чергу пристрої ЧАПВ необхідно встановлювати в найбільш відповідальних споживачів і споживачів, які живляться від ПС без постійного обслуговуючого персоналу;

– черговість включення споживачів від ЧАПВ має бути, як правило, зворотною до черговості вимкнення їх пристроями АЧР: ЧАПВ із більш низькими уставками за частотою мають підключати споживачів, які відключаються від АЧР-1 і АЧР-2н нижніми уставками за частотою, з інтервалом між чергами, не меншим ніж 5 с;

– з мінімальним часом до ЧАПВ мають підключатися споживачі, які відключилися нижніми чергами АЧР із максимальним часом;

– до однієї черги ЧАПВ за частотою та часом допустимо підключати не більше ніж 1 % енергосистем усього обсягу споживання.

Для запобігання розвитку аварії чи збільшенню часу на її ліквідацію через дію пристроїв ЧАПВ і одночасно для забезпечення включення більшої частини навантаження дією пристроїв ЧАПВ можна застосовувати пристрої ЧАПВ із контролем процесу зміни частоти після їхнього спрацювання.

3.3.81 Склад та налаштування пристроїв, які входять до складу АОЗЧ та АОПЧ, повинні забезпечувати:

– такі значення та тривалість процесу аварійного зниження або підвищення частоти (частотно-часову характеристику), які не призводять до порушення технологічного режиму роботи електростанцій і вимог чинних директивних документів з експлуатації обладнання АЕС, яке встановлює тривалість роботи в аварійних режимах з частотою, нижчою ніж 49,0 Гц, – не більше ніж 300 с, із частотою, нижчою ніж 48,0 Гц, – не більше ніж 60 с, а з частотою, нижчою ніж 47,0 Гц або більшою ніж 50,5 Гц, –не більше ніж 10 с;

– сумарну потужність навантаження, яку відключають пристроями АЧР, та витримку часу вимкнення відповідно до виникаючого аварійного дефіциту потужності з урахуванням, за необхідності, можливого розвантаження енергоблоків АЕС технологічними захистами;

– ліквідацію як місцевих, так і загальносистемних дефіцитів/надлишків потужності з аварійним зниженням/підвищенням частоти в ОЕС України або в її відокремленій частині;

– врахування організації та налаштування аналогічних підсистем ПА, зокрема пристроїв АЧР, у суміжних енергосистемах інших країн, які працюють в одній синхронній зоні з ОЕС України або її частинами;

– їх періодичне корегування за результатами аналізу ефективності їх роботи під час реальних перехідних процесів у енергосистемі, зареєстрованих пристроями системи моніторингу перехідних режимів (СМПР).

3.3.82 Усі пристрої АОЗЧ та АОПЧ мають відповідати існуючим загальним вимогам до пристроїв релейного захисту і ПА та вимогам до вимірювання контрольованих параметрів, які повинні бути не гірше ніж:

– періодичність вимірювання частоти та швидкості відхилення частоти – 0,1 с, усереднення на інтервалі – 0,1 с, похибка – не більше 0,01 Гц та 0,05 Гц/с відповідно;

– діапазон зміни уставок за частотою – від 45,00 до 59 Гц з дискретністю 0,01 Гц, за часом – від 0,1 до 300 с з дискретністю 0,1 с;

– діапазони зміни уставок за швидкістю відхилення частоти – від 0,1 до 5 Гц/с з дискретністю 0,1 Гц/с, за часом – від 0,1 до 300 с з дискретністю 0,1 с;

– періодичність вимірювання активної потужності та напруги – не більше 1 с, усереднення на інтервалі – 1 с, похибка – не більше 1 % від повного діапазону вимірювання датчика параметра.

АВТОМАТИЧНЕ ОБМЕЖЕННЯ ЗНИЖЕННЯ НАПРУГИ

3.3.83 Пристрої автоматичного обмеження зниження напруги треба передбачати з метою унеможливлення порушення стійкості енергосистем та навантаження споживачів у разі виникнення лавини напруги.

Пристрої АОЗН мають контролювати крім значення напруги інші параметри, включаючи похідну напруги, і впливати на форсування збудження синхронних машин, форсування пристроїв компенсації, вимкнення реакторів і, як виняток, за недостатності заходів у мережах і наявності обґрунтування – на вимкнення споживачів.

АВТОМАТИЧНЕ ОБМЕЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ НАПРУГИ

3.3.84 Для обмеження перенапруг на лініях електропередавання 400, 500, 750 кВ (обладнаних реакторами з можливістю регулювання) в перехідних (комутаційних, резонансних) і квазістаціонарних режимах треба застосовувати пристрої автоматичного керування шунтувальними і компенсаційними реакторами, а також пристрої керованої комутації вимикачів.

Силові вимикачі таких ПЛ мають забезпечувати безпечне та надійне керування в будь-яких перехідних і квазістаціонарних режимах. Використання передувімкнених до вимикачів резисторів має бути обґрунтовано техніко-економічними розрахунками.

Структуру взаємозв'язків пристроїв РЗ і ПА з пристроями АШР, АКР та керованої комутації визначає проектна організація.

Пристрої автоматичного обмеження підвищення напруги (АОПН) призначено для обмеження тривалості дії підвищеної напруги на електроустаткування електричної мережі, яке виникає за комутацій фаз дальніх ліній 750–330 кВ в перехідних та квазістаціонарних режимах.

Пристрої АОПН передбачають на протяжних лініях, одностороннє вимкнення яких за рахунок зарядної потужності лінії призводить до значного підвищення напруги на її протилежному кінці. Пристрої АОПН мають спрацьовувати в разі

підвищення напруги вище 110–130 % від номінальної, за необхідності з контролем значення і напрямку реактивної потужності по лінії електропередавання.

У разі підвищення напруги понад 110–130 % від номінальної пристрої АОПН з витримкою часу, яка враховує допустиму для обладнання тривалість перенапруги і є відстроєною від комутаційних та атмосферних перенапруг і коливань, мають діяти:

– на увімкнення шунтувальних реакторів (якщо такі є на електростанції або підстанції);

– на вимкнення лінії із забороною АПВ (якщо на ПС відсутні шунтувальні реактори, або якщо вмикання реакторів не призводить до необхідного зниження напруги).

АВТОМАТИЧНЕ ЗАПОБІГАННЯ ПЕРЕВАНТАЖЕННЮ УСТАТКУВАННЯ

3.3.85 Пристрої автоматичного запобігання перевантаженню устаткування призначено для обмеження тривалості струму в лініях, трансформаторах, пристроях поздовжньої компенсації, який перевищує найбільше тривало допустиме значення, і допускається на час менше ніж 10–20 хв.

Зазначені пристрої мають, перш за все, розвантажувати обладнання (наприклад, шляхом розвантаження електростанцій або вимкнення споживачів, або поділу системи), а в разі неефективності вжитих заходів щодо розвантаження – вимикати устаткування, яке перевантажується, вживаючи, за необхідності, заходів щодо запобігання порушенню стійкості та іншим несприятливим наслідкам такого вимкнення.

ТЕЛЕМЕХАНІКА

3.3.86 Системою збору телемеханічної інформації є програмно-апаратний комплекс, який виконує функції збору, передавання, оброблення та відображення необхідних даних про стан технологічних процесів на об'єктах електроенергетики.

Систему збору телемеханічної інформації (СЗТМІ) створюють для:

– забезпечення диспетчерських служб усіх рівнів інформацією про поточні топологію мережі, навантаження блоків електростанцій (атомних, теплових, гідравлічних) та споживання електричної енергії;

– забезпечення оперативного персоналу енергосистем і енергооб'єктів поточною інформацією про параметри роботи та стану обладнання;

– контролю небезпечних з точки зору сталості ЕС перетоків;

– контролю часу роботи обладнання в режимах регламентованого перевантаження;

– контролю заданих графіків перетоків потужності по міждержавних ПЛ;

– контролю заданих графіків навантаження електростанцій;

– збору інформації для забезпечення роботи системи АРЧП, ПА та інших системних пристроїв регулювання та керування.

3.3.87 Структура СЗТМІ має бути ієрархічною і складатися з рівнів:

– центрального;

– регіонального;

– локального (об'єктового).

Обладнання СЗТМІ повинне мати можливість інтеграції з електронними системами та пристроями із стандартних інтерфейсів.

Локальна (об'єктова) СЗТМІ має бути комплексом програмних і технічних (програмно-технічних) засобів, яка може використовуватися автономно або як підсистема в складі АСУТП енергооб'єкта.

3.3.88 Програмно-технічні засоби локальної СЗТМІ складаються з підрівнів:

– вимірювального, який включає вторинні кола вимірюваних трансформаторів, вимірювальні перетворювачі, дво- або багатопозиційні дискретні датчики телесигналізації (датчики ТС);

– комунікаційного, який включає програмно-технічні засоби для збору інформації;

– оброблення, відображення та передавання інформації на інші рівні (у тому числі зв'язок з АСУТП), який включає телекомунікаційне обладнання, засоби зв'язку та відповідне програмне забезпечення.

3.3.89 Засоби СЗТМІ мають забезпечувати:

1) приймання/передавання дискретних сигналів ТС та спрацювання охоронної сигналізації з додаванням мітки реального часу до кожного повідомлення. Усі вхідні канали ТС мають бути гальванічно розділеними.

2) приймання/передавання результатів телевимірювань та виконання (ТВ):

– аналого-цифрового перетворювання неперервних у часі сигналів із визначеною циклічністю;

– збір інформації від інтелектуальних вимірювальних перетворювачів;

– оцінки достовірності ТВ;

– додавання мітки реального часу для кожного ТВ.

Передавання результатів ТВ по каналах зв'язку від контрольованого пункту (КП) до пункту управління (ПУ) потрібно передбачати для таких випадків:

– досягнення вимірюваною величиною порогового значення;

– досягнення вимірюваною величиною граничного значення;

– досягнення вимірюваною величиною порогового значення і потім постійно до досягнення граничного значення;

– циклічно, наприклад через 1 с, 2 с, 5 с, 10 с, 20 с, 30 с, 0,25 год, 0,5 год, 1 год, 2 год, 4 год, 12 год тощо. Час передавання треба встановлювати для кожного каналу окремо шляхом параметризації;

– за викликом;

– за генеральним запитом;

3) приймання по каналах зв'язку від ПУ до КП різних видів команд телекерування (ТК) для виконання:

– одиничного і групового телерегулювання (ТР);

– імпульсного ТК;

– послідовного ТК.

Усі канали керування мають бути гальванічно розділеними.

3.3.90 Телесигналізацію треба використовувати для:

– відображення на диспетчерських пунктах положення і стану основного комутаційного устаткування тих електроустановок, які перебувають у безпосередньому оперативному керуванні або віданні диспетчерських пунктів;

– передавання інформації до ОІК та/або інших пристроїв її оброблення;

– передавання аварійних і попереджувальних сигналів.

Телесигналізацію з електроустановок, які перебувають в оперативному керуванні декількох диспетчерських пунктів, треба передавати на диспетчерський пункт вищого рівня шляхом ретрансляції або відбору з диспетчерського пункту нижчого рівня. Систему передавання сигналів ТС треба виконувати з одним ступенем ретрансляції.

Для ТС про оперативний стан устаткування треба використовувати як датчик один допоміжний «сухий» контакт контрольованого устаткування, контакт релеповторювача, пару контактів «замкнуто-розімкнено» групи контактів.

Під час формування однобітного телесигналу реле-повторювачами РЗА включеного стану об'єкта рекомендовано використовувати розімкнуті контакти NO реле-повторювача.

3.3.91 Телевимірювання має забезпечувати визначення основних електричних або технологічних параметрів, які характеризують режими роботи окремих електроустановок, необхідних для встановлення і контролю оптимальних режимів роботи системи енергопостачання в цілому, а також для запобігання можливим аварійним процесам або їх ліквідації.

Телевимірювання найбільш важливих параметрів, а також параметрів, необхідних для подальшої ретрансляції, підсумовування або реєстрації треба виконувати безперервно.

Систему передавання результатів ТВ на диспетчерські пункти вищого рівня треба виконувати не більш ніж з одним ступенем ретрансляції.

Телевимірювання параметрів, які не потребують постійного контролю, треба здійснювати періодично або за викликом.

Під час улаштування ТВ потрібно враховувати необхідність місцевого відображення результатів вимірювань на КП. Вимірювальні перетворювачі (датчики телевимірювань), які забезпечують місцеве відображення результатів вимірювань, як правило, треба установлювати замість щитових приладів, якщо при цьому зберігається клас точності вимірювань (див. також главу 1.6 цих Правил).

3.3.92 Телекерування потрібно передбачати в обсязі, необхідному для централізованого розв'язання завдань щодо встановлення надійних і економічно вигідних режимів роботи електроустановок, які працюють у складних мережах, якщо ці завдання не може бути розв'язано засобами автоматики.

Телекерування треба застосовувати в першу чергу на об'єктах без постійного оперативного персоналу. Для телекерованих електроустановок операції ТК, так само, як і дія пристроїв захисту і автоматики, не мають вимагати додаткових оперативних перемикань на місці (з виїздом або викликом оперативного персоналу).

За приблизно рівноцінних техніко-економічних показників перевагу треба надавати автоматизації.

3.3.93 Локальна СЗТМІ має виконувати такі функції:

– збір інформації про стан двопозиційних і багатопозиційних об'єктів;

– збір інформації про поточні значення контрольованих параметрів;

– збір інтегральних значень контрольованих параметрів;

– збір інформації з аналогових перетворювачів неелектричних величин (термопари, термоопори, манометри, густиноміри тощо);

– збір інформації з цифрових вимірювальних перетворювачів різних типів, елементів АСУТП, мікропроцесорних пристроїв РЗ і ПА;

– виведення сигналів ТР;

– цифрова фільтрація сигналів телевимірювань поточних значень параметрів (ТВП) з метою зменшення завад ліній електропередавання;

– апроксимація нелінійних характеристик датчиків ТВП;

– первинне оброблення інформації (підсумовування, масштабування, фільтрація, контроль швидкості зміни тощо);

– передавання і приймання телеінформації в різних обсягах по різних каналах зв'язку в різних напрямках (не менше чотирьох) з різними протоколами зв'язку;

– видача інформації персоналу енергооб'єкта;

– тестування (самотестування) приймальної та каналоутворюючої апаратури;

– ретрансляція інформації від інших джерел (інші КП телемеханіки, елементи АСУТП, АСОЕ тощо);

– можливість віддаленої діагностики та налаштування апаратури (у тому числі зміни уставок РЗ і ПА), а також завантаження програмного забезпечення з диспетчерського центру;

– обмін інформацією з АСУТП об'єкта.

– зберігання телемеханічної інформації в локальних архівах;

– телекерування об'єктів;

– виведення аварійно-попереджувальної сигналізації;

– синхронізація часу з астрономічним або еталонним джерелом часу.

3.3.94 У передбачених завданням на проектування випадках локальна СЗТМІ має виконувати також розширені функції, до яких відносяться:

– телерегулювання потужності, яка генерується енергоблоками електростанцій (ручне або автоматичне);

– автоматичне регулювання частоти і потужності;

– оцінювання стану обладнання;

– автоматичне перемикання схем РУ за програмами;

– гнучкий (налаштовуваний) інтерфейс оператора (додатково покажчик роботи системи, інформаційний дисплей тощо);

– реєстрація та подання інформації у зручному вигляді;

– ведення архівів даних (короткочасного і довготривалого зберігання).

У КП має бути передбачено можливість збереження усієї телеінформації, яка приходить по вхідних каналах у разі порушення зв'язку між КП та ПУ або в разі зникнення електроживлення на КП.

Має бути забезпечено можливість архівування інформації за 72 год з інтервалом 1 с.

3.3.95 СЗТМІ має бути пристосованою до ремонту та обслуговування в умовах експлуатації навченим персоналом за наявності сервісного обладнання.

Для забезпечення ремонтопридатності мікропроцесорних пристроїв СЗТМІ схемно-конструктивні рішення мають передбачати стандартні широковживані конструктиви, які забезпечують:

– модульність конструкції з можливістю заміни несправного змінного елемента (плати, субблока, модуля, трансформатора, блока затискачів тощо);

– безперервну діагностику пристрою з повідомленнями про несправність та інформацією про характер відмови (код несправності) і про місце відмови (тип несправного модуля).

3.3.96 Під час застосування пристроїв телемеханіки треба передбачати можливість вимкнення на місці:

– одночасно всіх кіл ТК і ТС за допомогою пристроїв, які створюють, як правило, видимий розрив кола;

– кіл ТК і ТС кожного об'єкта за допомогою спеціальних затискачів, випробувальних блоків та інших пристроїв, які створюють видимий розрив кола.

3.3.97 Зовнішні зв'язки пристроїв телемеханіки треба виконувати відповідно до вимог глави 3.4 цих Правил.

3.3.98 Первинні перетворювачі (датчики ТВ) треба встановлювати відповідно до вимог глави 1.6 цих Правил.

3.3.99 СЗТМІ має передавати інформацію щодо:

– виділених ліній зв'язку;

– стандартних телефонних каналів тональної частоти;

– радіоканалів;

– оптоволоконних ліній зв'язку;

– радіорелейних ліній зв'язку;

– каналів супутникового зв'язку.

Посилання, які передаються по каналах зв'язку, мають відповідати серії міжнародних стандартів IEC 60870-5-104 та IEC 61850.

Швидкість передавання має бути зі стандартного ряду (100, 200, 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600, 115200 Бод); 10/100 Мб/с для IEC60870-5-104та IEC61850).

3.3.100 Інтерфейси комунікаційних модулів має бути обладнано:

– гальванічною розв'язкою між інтерфейсом та мережею живлення;

– захистом від перенапруг відносно землі.

Сигнальні лінії має бути захищено від перенапруг.

Треба застосовувати інтерфейси:

– U 24.(RS232) – для організації передавання даних на інші рівні управління з використанням модемів (швидкість обміну – до 115 Кбіт/с);

– R S485 або RS422 – для організації передавання даних між різними пристроями та контролерами всередині об'єктів (швидкість обміну – до 10 Мбіт/с);

– Enternet для обміну інформацією по локальній обчислювальній мережі, а також для віддаленої діагностики та налаштування.

3.3.101 Система передавання сигналів телемеханіки має працювати в режимі реального часу, часова розбіжність повних циклів отримання, передавання та оброблення інформації має бути не більшою ніж 1 с, а також мати високу надійність та ефективність.

3.3.102 Потрібно використовувати дубльовані канали телемеханіки (один канал складається з двох або більше незалежних каналів). Дубльовані канали рекомендовано виконувати за різними трасами або з використанням різних засобів передавання.

Коефіцієнт готовності каналів має бути не меншим ніж 0,999, а час відновлення – не більшим ніж 5 хв.

3.3.103 Пристрої телемеханіки відносяться до особливої групи I категорії надійності електропостачання. Живлення пристроїв телемеханіки (як основне, так і резервне) на ПУ і КП треба здійснювати разом із живленням апаратури каналів зв'язку.

Резервне живлення пристроїв телемеханіки на КП з оперативним змінним струмом треба передбачати за наявності джерел резервування (інші секції систем шин, резервні уводи, акумуляторні батареї пристроїв каналів зв'язку, трансформатори напруги на уводах, відбір від конденсаторів зв'язку тощо).

Засоби телемеханіки повинні мати гарантоване електроживлення, яке забезпечує їх роботу в разі втрати основного живлення не менше ніж:

– 1 год – на ПС із двостороннім живленням;
– 2 год – на ПС із одностороннім живленням.

Резервне живлення пристроїв телемеханіки на КП, які мають акумуляторні батареї оперативного струму, має здійснюватися через перетворювачі. Резервне живлення пристроїв телемеханіки, установлених на диспетчерських пунктах об'єднаних енергосистем і підприємств електромереж, має здійснюватися від незалежних джерел (акумуляторної батареї з перетворювачами постійного струму в змінний або генератора, який приводиться в дію двигуном внутрішнього згоряння) спільно з пристроями каналів зв'язку.

Перехід на роботу від джерел резервного живлення в разі порушення електропостачання основних джерел має бути автоматичним. Необхідність резервування живлення на диспетчерських пунктах промислових підприємств треба визначати залежно від вимог щодо забезпечення надійності електропостачання.

На енергооб'єктах допускається живлення пристроїв телемеханіки від секціонованих щитів постійного оперативного струму (за умови технічної можливості живлення зазначених пристроїв постійним струмом).

3.3.104 Уся апаратура і панелі телемеханіки повинні мати маркування; їх треба встановлювати в місцях, зручних для експлуатації.

3.3.105 Додаткові вимоги до улаштування СЗТМІ встановлюють згідно з чинними галузевими документами з відповідних питань.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 13 листопада 2015 р. № 726

ГЛАВА 3.4
ВТОРИННІ КОЛА

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

3.4.1 Ця глава Правил поширюється на вторинні кола (кола керування, сигналізації, контролю, вимірювань, автоматики, релейного захисту, обчислювальної техніки, зв'язку, телемеханіки тощо) електроустановок.

Марки проводів і кабелів для вторинних кіл, способи їх прокладання і захисту треба вибирати з урахуванням вимог глав 1.3, 1.4, 2.1, 2.3, 3.1 та 4.2 цих Правил в тій частині, в якій їх не змінено цією главою.

Вимоги цієї глави Правил не поширюються на кола протипожежної сигналізації і автоматики, які треба виконувати відповідно до вимог ДБН В.2.5-56, ГКД 343.000.003.004.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

3.4.2 У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ 4499-1:2005 Системи кабельних коробів. Частина 1. Загальні вимоги та методи випробування (IEC 61084-1:1991, NEQ)

ДСТУ 4754:2007 Системи кабельних лотків і драбин. Загальні вимоги та методи випробування (IEC 61537:2001, MOD)

ДСТУ 4809:2007 Ізольовані проводи та кабелі. Вимоги пожежної безпеки та методи випробування

ДСТУ IEC/TR 61000-5-2:2010 Електромагнітна сумісність. Частина 5-2. Настанови щодо встановлення обладнання та притлумлення завад. Уземлювання та прокладання кабелів (IEC/TR 61000-5-2:1997, IDT)

ГОСТ 2.709-89 ЕСКД Обозначения условные проводов и контактних соединений электрических элементов, оборудования и участков цепей в электрических схемах (ЄСКД Позначення умовні проводів і контактних з'єднань електричних елементів і ділянок кіл у електричних схемах)

ГОСТ 15845-80 Изделия кабельные. Термины и определения (Вироби кабельні. Терміни та визначення)

ДБН В.2.5-56:2014 Системи протипожежного захисту

ГКД 343.000.003.004-2002 (НАПБ 05.032-2002) Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

3.4.3 У цій главі Правил застосовано терміни і визначення позначених ними понять, які встановлено наступними документами:

ГОСТ 15845: ***кабель, провід***;

ДСТУ 4754: ***система кабельних лотків або система кабельних драбин, кабельна драбина, кабельний лоток***;

ДСТУ 4499-1: ***система кабельних коробів, кабельний короб.***

3.4.4 У цій главі Правил додатково застосовано такі терміни і визначення позначених ними понять:

вторинні (допоміжні) кола

Сукупність кабелів, проводів та затискачів, які з'єднують пристрої керування, захисту, автоматики, обчислювальної техніки, зв'язку, засоби вимірювань і сигналізації електростанції (підстанції)

випробувальний блок

Блок, призначений для багатополюсного штепсельного рознімання в колах релейного захисту, автоматики та вимірювань

дальнє резервування автоматичних вимикачів

Резервування відмови вимикання автоматичних вимикачів або релейного захисту суміжних елементів розподільної мережі, викликаної зменшенням сили струму короткого замикання по мірі віддалення від джерела живлення, вимиканням автоматичних вимикачів або релейним захистом наступної, ближчої до джерела живлення, ділянки

затискач гвинтовий

Затискач для гвинтового з'єднання електричних провідників з захистом їх від механічних пошкоджень, непередбачуваного погіршення контактного тиску та унеможливлення замикання на корпус

затискач з розмикачем

Затискач, який обладнано керованим вручну контактом з покажчиком стану контактного з'єднання

затискач пружинний

Виконаний із спеціальної пружної сталі затискач для приєднання електричних провідників, який автоматично створює нормоване зусилля стискання відповідно до діаметра (перерізу) струмовідної жили без її пошкодження

приєднання в електричній розподільній установці (приєднання)

Електричне коло (обладнання, шини тощо) одного призначення (найменування, напруги), приєднане до шин розподільної установки (генератора, щита, збірки), яке розміщене в межах одного об'єкта або окремої його частини.

ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

3.4.5 У цій главі Правил застосовано такі скорочення:

АСУТП – автоматизована система управління технологічними процесами;

АПВ – автоматичне повторне ввімкнення;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ЗРУ – закрита розподільна установка;

КЗ – коротке замикання;
КРУ – комплектна розподільна установка;
КРУЕ – комплектна розподільна установка елегазова;
КТЗАЗ – комплект технічних засобів апаратури зв'язку;
МО – монтажна одиниця;
ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;
ПА – протиаварійна автоматика;
РЗ – релейний захист;
РЗА – релейний захист і автоматика;
РУ – розподільна установка;
РЩ – розподільний щит.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

3.4.6 Робоча напруга вторинних кіл приєднання, яке не має зв'язку з іншими приєднаннями та апаратуру якого розташовано окремо від апаратури інших приєднань, має бути не більшою ніж 1 кВ. У решті випадків робоча напруга вторинних кіл має бути не більшою ніж 500 В.

Кліматичне виконання приєднуваних пристроїв і апаратів має відповідати умовам навколишнього середовища і вимогам безпеки.

3.4.7 Заборонено застосовувати кабелі і проводи з алюмінієвими жилами у вторинних колах:

– електростанцій з генераторами потужністю понад 30 МВт;

– розподільних установок (РУ) і підстанцій з вищою напругою 220 кВ і вище, а також РУ і підстанцій, які приєднано до міжсистемних транзитних ліній електропередавання;

– диференційних захистів шин і пристроїв резервування відмови вимикачів напругою 110 кВ і вище, а також засобів системної протиаварійної автоматики;

– технологічних захистів теплових електростанцій з робочою напругою до 60 В за діаметрів жил кабелів і проводів до 1 мм (див. також **3.4.8**);

– пожежо- і вибухонебезпечних зон;

– керування комутаційними апаратами напругою 6 кВ і вище;

– трансформаторів струму та напруги;

– електроприймачів I категорії;

– електроприймачів особливої групи I категорії;

– агрегатів безперебійного живлення;

– автоматизованих дизельних електростанцій;

– установок пожежогасіння і пожежної сигналізації.

На електростанціях і підстанціях для вторинних кіл треба застосовувати проводи і контрольні кабелі з мідними жилами. Кабелі і проводи з алюмінієвими жилами з напівтвердого алюмінію допускається застосовувати у вторинних колах на об'єктах допоміжних споруд електростанцій і підстанцій, які не впливають на виробництво та передачу електричної енергії: очисні, інженерно-побутові споруди, механічні майстерні, котельні тощо.

На промислових підприємствах для вторинних кіл застосовують, як правило, контрольні кабелі з алюмомідними або алюмінієвими жилами з напів-

твердого алюмінію. Контрольні кабелі з мідними жилами треба застосовувати тільки у вторинних колах, які розміщено в пожежо- і вибухонебезпечних зонах, у вторинних колах механізмів доменних і конвертерних цехів, головної лінії обтискних і безперервних високопродуктивних прокатних станів.

3.4.8 За умовою механічної міцності проводи і кабелі вторинних кіл мають відповідати таким вимогам:

– жили контрольних кабелів для приєднання під гвинт до затискачів панелей і апаратів повинні мати перерізи, не менші ніж 1,5 мм^2 (а в разі застосування спеціальних затискачів – не менші ніж 1 мм^2) для міді і 2,5 мм^2 – для алюмінію; для струмових кіл – 2,5 мм^2 для міді і 4 мм^2 для алюмінію;

– для невідповідальних вторинних кіл, для кіл контролю і сигналізації допускається приєднання під гвинт кабелів з мідними жилами перерізом 1 мм^2;

– у колах з робочою напругою 100 В і вище переріз мідних жил кабелів, які приєднують паянням, має бути не менше ніж 0,5 мм^2;

– у колах з робочою напругою 60 В і нижче діаметр мідних жил кабелів, які приєднують паянням, має бути не менше ніж 0,5 мм;

– переріз жил кабелів зовнішніх зв'язків КТЗАЗ, в основному, має бути 0,35 мм^2 або 0,5 мм^2.

Перевагу необхідно віддавати кабелям типу «вита пара» (скручені два проводи) або «вита зірка» (скручені три проводи);

– пристрої зв'язку, телемеханіки і подібні до них треба приєднувати до затискачів під гвинт;

– приєднання однодротових жил (під гвинт або паянням) допускається виконувати лише до нерухомих елементів апаратури;

– приєднання жил до рухомих або знімних елементів апаратури (втичних з'єднувачів, знімних блоків тощо), а також до панелей і апаратів, які піддаються вібрації, треба виконувати гнучкими (багатодротовими) жилами.

3.4.9 Перерізи жил кабелів і проводів мають задовольняти вимоги їх захисту від КЗ без витримки часу, допустимих тривалих струмів згідно з главою 1.3 цих Правил, термічної стійкості (для кіл змінного та постійного струму напругою до 1 кВ, у тому числі від трансформаторів струму, акумуляторної батареї, щита постійного струму та кіл власних потреб, які використовують для РЗА), а також забезпечувати роботу апаратів у заданому класі точності. При цьому треба дотримуватися таких умов:

1) навантаження вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів, до яких приєднують лічильники і вимірювальні перетворювачі, мають відповідати діапазону значень, для яких унормовано клас точності;

2) втрати напруги у вторинних колах трансформатора напруги не мають перевищувати:

– для лічильників електричної енергії і вимірювальних перетворювачів – значень, установлених в **1.5.19** цих Правил;

– для панелей (шаф) релейного захисту та автоматики – 3 %;

– для пристроїв автоматичного регулювання збудження – 1 %;

– для щитових приладів і датчиків, які використовуються для всіх видів вимірювання – 1,5 %.

У разі живлення зазначених навантажень спільними жилами їх переріз має бути вибраним за мінімальною з допустимих норм втрати напруги;

3) для кіл оперативного струму втрати напруги від джерела живлення мають становити:

– до панелі пристрою – не більше ніж 10 %;

– до електромагнітів керування, які не мають форсування, – не більше ніж 10 % за найбільшого струму навантаження;

– до електромагнітів керування, які мають триразове і більше форсування, – не більше ніж 25 % у разі форсованого значення струму.

3.4.10 За вимогами пожежної безпеки вторинні кола електроустановок поділяють на групи:

– кола електричної частини атомних електростанцій;

– кола підстанцій високої (110 кВ і вище) і надвисокої (330 кВ і вище) напруги, КРУЕ, енергоблоків або генераторів одиничною потужністю понад 50 МВт;

– кола підстанцій і РУ середньої (від 6 кВ до 35 кВ) напруги, електростанцій, енергоблоків і генераторів одиничною потужністю до 50 МВт;

– кола решти електроустановок.

У частині пожежної безпеки вторинні кола електроустановок мають відповідати таким вимогам:

– бути стійкими до поширення полум'я в разі одиночного прокладання – відповідно до ДСТУ 4809 (пункт 4.1, таблиця 1);

– бути стійкими до поширення полум'я в разі прокладання в пучках – відповідно до ДСТУ 4809 (пункт 4.2, таблиця 2).

Інші вимоги пожежної безпеки до проводів і кабелів відповідно до ДСТУ 4809 треба зазначати в галузевих вимогах до електрообладнання.

3.4.11 Для зменшення індуктивних опорів жил кабелів розподіл вторинних кіл трансформаторів струму і трансформаторів напруги необхідно виконувати таким чином, щоб сума струмів цих кіл у кожному кабелі дорівнювала нулю.

В одному контрольному кабелі не допускається об'єднувати вимірювальні кола струму та напруги; кола керування з колами вимірювань та сигналізації; кола керування, вимірювань і сигналізації із силовими колами 0,4/0,23 кВ.

Допускається застосовувати спільні кабелі для кіл різних приєднань (за винятком взаємно резервованих кіл і взаємно резервованих приєднань) за умови, що всі жили кабелю мають ізоляцію, яка відповідає найвищій напрузі, застосовуваній у цих електричних колах. При цьому має бути виконано умови із захисту вторинних кіл від імпульсних завад.

3.4.12 У контрольних кабелях, перекладання яких потребує значних трудовитрат, або час відновлення яких має бути мінімальним, потрібно передбачати резервні жили, кількість яких визначають за проектом, із урахуванням факторів, які сприяють імовірності пошкодження кабелів, та способу прокладання.

У разі прокладання кабелів у захисних трубах, коробах і пучками на лотках кількість резервних жил має становити 10 % від кількості робочих жил, але не менше однієї жили з урахуванням такого:

1) кількість резервних жил для кабелів з мідними жилами має становити:

– за кількості робочих жил від 2 до 7 – одна резервна жила;

– за кількості робочих жил від 8 до 26 – дві резервні жили;

– за кількості робочих жил понад 27 – три резервні жили;

2) кількість резервних жил для кабелів з алюмінієвими жилами має становити:

– за кількості робочих жил від 4 до 10 – одна резервна жила;

– за кількості робочих жил від 14 до 37 – дві резервні жили;

3) кількість резервних жил для кабелів з алюмомідними жилами має становити:

– за кількості робочих жил від 4 до 10 – одна резервна жила;

– за кількості робочих жил від 14 до 37 – дві резервні жили;

– за кількості робочих жил понад 37 – три резервні жили.

Резервні жили мають бути заізольованими, мати маркування «Резерв» та назву кабелю.

Кабелі треба приєднувати до збірок затискачів.

Кабелі вторинних кіл приєднань 0,4–35 кВ треба приєднувати через збірки затискачів, які містять гвинтові або пружинні клеми.

Кабелі вторинних кіл приєднань 110–750 кВ треба приєднувати через збірки затискачів, які містять лише гвинтові клеми.

Виконання затискачів має відповідати матеріалу і перерізу жил кабелів.

Кількість затискачів має бути такою, щоб кожна жила всіх кабелів з будь-якого матеріалу приєднувалась до індивідуальної клеми, а також мався деякий експлуатаційний та модернізаційний запас вільних клем. Щільність збірки затискачів та їх конструкція мають забезпечувати вільне читання маркувальних написів на провідниках, тобто без їхнього відгинання.

Приєднувати дві мідні жили кабелю під один гвинт не рекомендовано, а приєднувати дві алюмінієві жили заборонено.

У місцях приєднання дроти та жили кабелів не мають піддаватися механічному тяжінню.

До виводів трансформаторів струму, трансформаторів напруги, комбінованих трансформаторів або окремих апаратів кабелі дозволено приєднувати безпосередньо.

Виконання затискачів та їх збірок має задовольняти такі вимоги:

– затискаючий вузол клеми має відповідати матеріалу провідника;

– конструкція затискача має містити мінімальну кількість відкритих струмоведучих частин, а конструкція ряду затискачів – унеможливлювати випадкове об'єднання двох поряд розташованих клем через лопатку викрутки. Якщо таку можливість не виключено, треба застосовувати ізоляційні перегородки або пусті затискачі;

– затискні гвинти повинні мати метричну різьбу стандартного кроку, не меншу ніж М3;

– товщина одного затискача (з ізоляцією) має бути не менше ніж 8 мм;

– вимірювальні затискачі не повинні містити пружинних елементів, які призначено для відведення контактного містка. Місце розриву кола повинне мати можливість візуального контролю та сигнальні елементи, які привертають увагу до положення контактного містка. Потрібно передбачати оперування контактним містком за допомогою викрутки, видалення або фіксацію містка за розімкненого стану клеми.

3.4.13 Дозволено з'єднувати контрольні кабелі з метою збільшення їх довжини, якщо довжина траси перевищує будівельну довжину кабелю. Кабелі, які мають металеву оболонку, треба з'єднувати з установленням герметичних муфт.

Кабелі з неметалевою оболонкою або з алюмінієвими жилами треба з'єднувати на проміжних рядах затискачів або за допомогою спеціальних муфт, призначених для даної марки кабелів.

Місця з'єднань і відгалужень проводів і кабелів (крім прихованого прокладання) мають бути доступними для огляду і ремонту. Ізоляція з'єднань і відгалужень має бути рівноцінною ізоляції жил проводів та кабелів, які з'єднуються. У місцях з'єднання та відгалужень провідники і кабелі не повинні зазнавати механічних зусиль.

3.4.14 Кабелі вторинних кіл, жили кабелів і проводи, які приєднують до збірок затискачів або апаратів, повинні мати маркування відповідно до ГОСТ 2.709 (див. також **3.4.46**).

3.4.15 У разі прокладання проводів і кабелів по гарячих поверхнях або в місцях, де ізоляція може піддаватися дії масел та інших агресивних середовищ, треба застосовувати спеціальні проводи і кабелі (див. главу 2.1 цих Правил).

Проводи і жили кабелю, які мають несвітлостійку ізоляцію, має бути захищено від дії сонячного випромінювання.

3.4.16 Кабелі вторинних кіл трансформаторів напруги 110 кВ і вище, які прокладають від трансформатора напруги до щита, повинні мати металеву оболонку (броню) або екран, заземлені з обох кінців.

Кабелі, які не мають металевої оболонки (броні) або екрани, допускається застосовувати у вторинних колах трансформаторів напруги, якщо виключена можливість неправильної дії релейного захисту під впливом поздовжніх е.р.с.

Кабелі в колах основних і додаткових обмоток одного трансформатора напруги 110 кВ і вище по всій довжині траси треба прокладати поряд.

У колах приладів і пристроїв, чутливих до електромагнітних завад, треба застосовувати екрановані проводи, а також контрольні кабелі із загальним екраном або кабелі з екранованими жилами.

3.4.17 Проводи та апаратуру, які застосовують у вторинних колах, треба розраховувати на напругу відповідно до робочої напруги джерела живлення (або розділового трансформатора), яке живить ці кола.

Опір ізоляції електрично пов'язаних вторинних кіл з робочою напругою, вищою ніж 60 В, відносно землі та між електрично не пов'язаними вторинними колами різного призначення має бути в межах кожного приєднання не нижче ніж 1 МОм.

Опір ізоляції вторинних кіл з робочою напругою, не вищою ніж 60 В, крім кіл напругою 24 В та нижче, має бути не нижче ніж 0,5 МОм.

Опір ізоляції вторинних кіл напругою 24 В і нижче та пристроїв на мікроелектронній та мікропроцесорній базі регламентують і вимірюють відповідно до рекомендацій заводу-виробника.

3.4.18 Контроль ізоляції кіл оперативного постійного і змінного струмів треба передбачати на кожному незалежному джерелі (включаючи розділовий трансформатор), яке не має заземлення.

Безперервному контролю ізоляції підлягають усі кола мережі постійного струму, у тому числі і ті, які відокремлено від полюсів опором приймачів, значення яких перевищує поріг спрацьовування пристрою контролю ізоляції.

Пристрій контролю ізоляції має забезпечувати подавання сигналу в разі несиметрії напруг полюсів та в разі зменшення опору ізоляції нижче встановленого значення, а для постійного струму – також вимірювання значення опору ізоляції полюсів.

3.4.19 Мережа оперативного постійного струму повинна мати систему пошуку «землі», яка складається з двох основних частин:

– стаціонарної – для автоматичного виявлення секції шин, на приєднаннях якої виникло зниження ізоляції відносно землі;

– переносної – у вигляді спеціалізованого приладу для ручного пошуку місцезнаходження дефекту ізоляції.

Пристрої пошуку «землі» мають зберігати працездатність за будь-якої зміни комутаційної схеми мережі оперативного постійного струму.

Пристрої контролю ізоляції мають коректно визначати симетричне зниження опору ізоляції полюсів оперативного постійного струму.

Пристрої контролю ізоляції мають забезпечувати передавання інформації про напругу та опір ізоляції полюсів в АСУТП, пристрої реєстрації та звукової сигналізації.

Напругу оперативного постійного струму як між полюсами, так і між кожним полюсом і землею, треба реєструвати за допомогою автоматичних реєструвальних пристроїв.

Спосіб приєднання кабелів розподільної мережі до затискачів щита постійного струму має забезпечувати можливість застосування струмових кліщів під час пошуку «землі».

Пристрої контролю ізоляції та пошуку «землі» не повинні вносити в розподільну мережу оперативного постійного струму сигналів, здатних викликати хибні спрацьовування пристроїв РЗА.

Контроль ізоляції допускається не виконувати за нерозгалуженої мережі оперативного струму.

Схеми підключення вторинних кіл до дискретних входів мікропроцесорних пристроїв релейного захисту мають забезпечувати роботу пристроїв контролю ізоляції мережі постійного оперативного струму в разі замикання на землю в цих колах.

3.4.20 Живлення оперативним струмом вторинних кіл кожного приєднання треба виконувати через окремі автоматичні вимикачі.

Захисні апарати мають захищати вторинні кола від струмів короткого замикання (КЗ), перевантаження і бути чутливими до дугових КЗ.

Захисні апарати мають забезпечувати вимикання КЗ у будь-якій точці мережі оперативного струму, які супроводжуються зниженням напруги на збірках постійного оперативного струму глибиною, більшою ніж 80 %, з часом, який не перевищує 40 мс.

Струмо-часові характеристики захисних апаратів мають забезпечувати селективне вимикання в усьому діапазоні можливих значень надструмів.

Дальнє резервування автоматичних вимикачів вторинних кіл приєднань має забезпечуватися дією запобіжників або автоматичних вимикачів, установлюваних перед автоматичними вимикачами на верхньому рівні мережі живлення.

Запобіжники повинні мати датчики стану, а сигнали від них мають відображатися в місцевій індикації та передаватися до системи збирання інформації та АСУТП (за їх наявності).

3.4.21 Живлення оперативним струмом кіл релейного захисту, автоматики і керування вимикачами кожного приєднання слід передбачати через окремі захисні автоматичні вимикачі, не пов'язані з іншими колами.

Мережа оперативного постійного струму має забезпечувати робоче та резервне живлення таких основних електроприймачів:

- пристроїв РЗА;
- пристроїв керування та приводів високовольтних вимикачів;
- пристроїв сигналізації;
- пристроїв протиаварійної автоматики;
- пристроїв зв'язку, які забезпечують передавання сигналів РЗА;
- аварійного освітлення;
- приводів автоматичних ввідних і секційних вимикачів щитів власних потреб.

3.4.22 Збірки (секції) живлення пристроїв РЗА повинні мати окремі уводи від акумуляторної батареї, незалежні від кіл живлення інших електроприймачів.

Використовувати спільні захисні комутаційні апарати для кіл живлення пристроїв РЗА і кіл живлення приводів вмикання/ вимикання високовольтних вимикачів та інших силових електроприймачів заборонено.

Для приєднань напругою 110 кВ і вище, а також для генераторів (блоків) потужністю 60 МВт і більше має бути передбачено роздільне живлення оперативним струмом із окремими автоматичними вимикачами або запобіжниками (від різних акумуляторних батарей, через різні секції щитів постійного струму, різні шафи розподілу оперативного струму) основних і резервних захистів.

Для підвищення надійності живлення оперативним струмом пристроїв РЗА сторін ВН та НН трансформаторних підстанцій треба виконувати роздільним.

Схема організації кіл оперативного струму має забезпечувати можливість переведення пристроїв РЗА з основного джерела живлення оперативним струмом на резервне без перерви живлення пристроїв РЗА.

Для пристроїв РЗА має бути виділено окремі секції шин або збірки на щитах постійного струму та окремі шафи розподілу оперативного струму.

Кола взаємного резервування між збірками щитів постійного струму і шафами розподілу оперативного струму повинні мати два комутаційних та захисних апарати, розміщені в різних шафах.

3.4.23 Пристрої РЗА і керування мають підлягати контролю стану кіл живлення оперативним струмом, який діє постійно. Контроль можна здійснювати за допомогою окремих реле, блок-контактів автоматичних вимикачів кіл живлення, світлових індикаторів або апаратів, які передбачають для контролю справності кола для наступної операції комутаційних апаратів з дистанційним керуванням.

Контроль справності кіл для подальшої операції як увімкнення, так і вимкнення, треба здійснювати на всіх вимикачах 110–750 кВ. На вимикачах 6–35 кВ контроль справності кола вимкнення треба здійснювати у всіх випадках, а контроль справності кола увімкнення – на вимикачах відповідальних елемен-

тів, які вмикаються під дією пристроїв автоматичного введення резерву (АВР) або телекерування та на короткозамикачах.

Схемне виконання кіл приводів вимикачів на етапі їх виготовлення має забезпечувати можливість контролю справності кіл вимкнення та увімкнення.

3.4.24 В електроустановках, як правило, має бути забезпечено автоматичне подавання сигналу про порушення нормального режиму роботи і про виникнення будь-яких несправностей. Перевірку справності цієї сигналізації має бути передбачено періодичним її випробуванням.

В електроустановках, які працюють без постійного чергування персоналу, має забезпечуватися подавання сигналу до пункту перебування персоналу.

Схему сигналізації спрацьовування захистів треба виконувати таким чином, щоб оперативний персонал до розшифрування протоколів засобів реєстрації чітко міг визначити, які захисти спрацювали першими (технологічні чи пристрої релейного захисту і протиаварійної автоматики) та в якій послідовності.

3.4.25 Кола оперативного струму, в яких можлива помилкова робота різних пристроїв від імпульсних перенапруг, зумовлених роботою блискавкозахисту, комутаційних апаратів або короткими замиканнями у високовольтних розподільних пристроях, повинні мати пристрої захисту від перенапруг.

У щитах постійного струму для захисту від перенапруг застосовують, як правило, кремнієві діоди, які підключають через запобіжники між кожним із полюсів та землею. Номінальний струм діодів має бути не менше ніж 160 А. Значення струму витоку діодів протягом терміну експлуатації не має перевищувати допустимих значень, обумовлених нормованими значеннями опорів полюсів мережі постійного струму відносно землі (див. **3.4.17**).

3.4.26 Заземлення у вторинних колах трансформаторів струму треба передбачати в одній точці на найближчій від трансформаторів струму збірці затискачів або на затискачах трансформаторів струму.

Для захистів, які об'єднують декілька комплектів трансформаторів струму, заземлення треба передбачати в одній точці; у цьому разі допускається заземлення через пробивний запобіжник з пробивною напругою, не вищою ніж 1 кВ, і з шунтувальним опором 100 Ом для стікання статичного заряду.

Вторинні обмотки проміжних розділових трансформаторів струму допускається не заземлювати.

3.4.27 Вторинні обмотки трансформатора напруги треба заземлювати з'єднанням нейтральної точки або одного з кінців обмотки із заземлювальним пристроєм.

Заземлення вторинних обмоток трансформатора напруги має бути виконаним, як правило, на найближчій від трансформатора напруги збірці затискачів або на затискачах трансформатора напруги.

Допускається об'єднувати вторинні заземлювані кола декількох трансформаторів напруги одного розподільного пристрою загальною заземлювальною шинкою. Якщо згадані шинки належать до різних розподільних пристроїв і їх розташовано в різних приміщеннях (наприклад, релейні щити розподільних пристроїв різної напруги), то ці шинки, як правило, не треба з'єднувати між собою.

Для трансформаторів напруги, які використовують як джерела оперативного змінного струму, якщо не передбачається робоче заземлення одного з полюсів мережі оперативного струму, захисне заземлення вторинних обмоток трансформаторів напруги треба виконувати через пробивний запобіжник.

3.4.28 Трансформатори напруги мають бути захищені від КЗ у вторинних колах автоматичними вимикачами. Автоматичні вимикачі треба встановлювати у всіх незаземлених провідниках після збірки затискачів, за винятком кола нульової послідовності (розімкненого трикутника) трансформаторів напруги в мережах з великими струмами замикання на землю.

Для нерозгалужених кіл напруги автоматичні вимикачі допускається не встановлювати.

У вторинних колах трансформатора напруги має бути забезпечено можливість створення видимого розриву (рубильники, роз'ємні з'єднувачі тощо).

Установлювати пристрої, якими може бути викликано розрив провідників між трансформатором напруги і місцем заземлення його вторинних кіл, заборонено.

3.4.29 На трансформаторах напруги, установлених у мережах з малими струмами замикання на землю без компенсації ємнісних струмів (наприклад, на генераторній напрузі блока генератор-трансформатор, на напрузі власних потреб електростанцій та підстанцій), за необхідності треба передбачати захист від перенапруги в разі самовільних зміщень нейтралі та в разі виникнення феррорезонансу.

Для запобігання зсуву нейтралі необхідно в колі додаткової обмотки «розімкнений трикутник» трансформатора напруги встановлювати резистор 25 Ом, розрахований на тривале проходження струму 4 А.

Не дозволено встановлювати резистор у колі додаткової обмотки трансформаторів напруги типів НАМИ та ЗНМИ.

3.4.30 У вторинних колах трансформаторів напруги 110 кВ і вище має бути передбачено резервування від іншого трансформатора напруги з ручним переведенням кіл на інший трансформатор напруги.

У разі перефіксації приєднань роз'єднувачами на іншу систему шин має забезпечуватися автоматичне перемикання живлення кіл напруги пристроїв РЗА на трансформатор напруги цієї системи шин.

3.4.31 Трансформатори напруги мають підлягати контролю справності кіл напруги.

Релейний захист, кола якого живляться від трансформаторів напруги, має бути обладнано пристроями, які:

– автоматично виводять захист із дії в разі вимкнення автоматичних вимикачів, перегорання запобіжників та інших порушень кіл напруги (якщо ці порушення можуть призвести до помилкового спрацьовування захисту в нормальному режимі) та сигналізують про порушення цих кіл;

– сигналізують про порушення кіл напруги, якщо ці порушення не призводять до помилкового спрацьовування захисту в умовах нормального режиму, але можуть призвести до зайвого спрацьовування в інших умовах (наприклад, у разі КЗ поза захищуваною зоною).

Незалежно від наявності або відсутності в колах захисту зазначених пристроїв має бути передбачено подавання сигналу:

– у разі вимкнення автоматичних вимикачів – за допомогою їх допоміжних контактів;

– у разі порушення роботи реле-повторювачів шинних роз'єднувачів – за допомогою пристроїв контролю обриву кіл керування і реле-повторювачів;

– для трансформаторів напруги, у колі обмоток вищої напруги яких установлено запобіжники, у разі порушення цілості запобіжників – за допомогою пристроїв контролю справності кіл напруги.

3.4.32 Для контролю увімкненого стану автоматичних вимикачів, установлених у колах вторинних обмоток трансформатора напруги, який використовується в схемах релейного захисту, АПВ, протиаварійної автоматики та телекерування, треба застосовувати швидкодійні реле-повторювачі. Реле-повторювачі повинні мати окреме живлення і підключатися через окремі автоматичні вимикачі з обов'язковим контролем обриву кіл живлення.

У разі порушення роботи реле-повторювачів має бути передбачено сигнали від пристрою контролю обриву кіл керування, допоміжних контактів автоматичного вимикача живлення кіл керування та самих реле-повторювачів.

3.4.33 У місцях, які піддаються струсам і вібраціям, має бути вжито заходів проти порушення контактних з'єднань проводів, помилкового спрацьовування реле, а також проти передчасного зношування апаратів і приладів.

ПАНЕЛІ І ШАФИ КЕРУВАННЯ, ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ

3.4.34 Монтаж кіл постійного і змінного струму в межах щитових пристроїв (панелі, пульти, шафи, ящики тощо), а також внутрішніх схем з'єднань приводів вимикачів, роз'єднувачів та інших пристроїв за умовами механічної міцності має бути виконано проводами або кабелями з мідними жилами перерізом, який відповідає вимогам **2.1.14** цих Правил.

Механічні навантаження на місця приєднання до збірок затискачів і паяння проводів не допускаються.

Для переходів дверцята пристроїв має бути обладнано мідними багатодротовими проводами перерізом, не меншим ніж 0,5 мм^2; допускається також застосовувати проводи з мідними однодротовими жилами перерізом, не меншим ніж 1,5 мм^2, за умови, що джгут проводів працює лише на кручення.

Перерізи проводів щитових пристроїв та інших виробів заводського виготовлення визначають за вимогами їх захисту від КЗ без витримки часу та допустимими струмовими навантаженнями згідно з главами 1.3 і 2.1 цих Правил, а для кіл, які йдуть від трансформаторів струму, крім того, і термічною стійкістю відповідно до вимог глави 1.4 цих Правил.

Застосовувати проводи і кабелі з алюмінієвими жилами для внутрішнього монтажу щитових пристроїв заборонено.

3.4.35 Панелі (шафи) повинні мати написи з обслуговуваних боків, які вказують приєднання, до яких належить панель, її призначення, порядковий номер панелі (шафи) в щиті, а встановлена на панелях, у шафах апаратура повинна мати написи або маркування згідно зі схемами з лицьового та зворотнього боків.

3.4.36 З'єднання апаратів між собою в межах однієї панелі треба виконувати, як правило, безпосередньо без виведення з'єднувальних проводів на проміжні затискачі.

На затискачі або випробувальні блоки має бути виведено кола, в які потрібно вмикати випробувальні та перевірні апарати і прилади.

Не рекомендовано передбачати на рядах затискачів перемикання кіл, яке потрібне для зміни режиму роботи пристрою. Це треба виконувати згідно з **3.2.33** та **3.4.39** оперативно окремими апаратами.

3.4.37 Затискачі потрібно встановлювати лише там, де:

– провід переходить у кабель;

– об'єднуються однойменні кола (збірка затискачів кіл вимкнення, кіл напруги тощо);

– потрібно вмикати переносні випробувальні та вимірювальні апарати, якщо немає випробувальних блоків або аналогічних пристроїв;

– декілька кабелів переходить у один кабель або перерозподіляються кола різних кабелів (див. також **3.4.13**).

3.4.38 Затискачі, які належать до різних приєднань або пристроїв, має бути виділено в окремі збірки затискачів.

На рядах затискачів не можна розташовувати безпосередньо близько один від одного затискачі, випадкове з'єднання яких може викликати дію на керування первинним обладнанням, дію на інші пристрої РЗА, що в свою чергу викликає дію на первинне обладнання або КЗ в колах оперативного струму чи в колах збудження (див. також вимогу **3.4.42**).

У шафах РЗА і ПА приєднань 110 кВ і вище розводка кіл «+» та «–» власного оперативного струму має бути кільцевою (починатися від першого затискача еквіпотенціальної збірки і повертатися на останній, обходячи усі апарати на панелі).

У разі розміщення на панелі (у шафі) апаратури, яка належить до різних видів захистів або інших пристроїв одного приєднання, подавання живлення від полюсів оперативного струму через збірки затискачів, а також розведення цих кіл по панелі має бути виконано незалежно для кожного виду захистів або пристроїв.

Кожен пристрій РЗА і ПА повинен мати перемикальний пристрій, який комутує кола дії на первинне обладнання або на інші пристрої, які у свою чергу здатні діяти на первинне обладнання. Ці пристрої повинні бути розташовані на лицьовому боці панелі (шафи), створювати видимий розрив кіл, мати контроль положення пристрою і конструкцію, яка дає змогу оперативному персоналу за допомогою спеціальних індикаторів виконувати вимірювання потенціалів на його контактах перед їх замиканням.

Якщо в колах вимкнення від окремих комплектів захистів не передбачено накладок або випробовувальних блоків, то приєднання цих кіл до вихідного реле захисту або кіл вимкнення вимикача треба виконувати через окремі затискачі з розмикачами збірки затискачів; при цьому з'єднання по панелі зазначених кіл треба виконувати незалежно для кожного виду захистів.

3.4.39 Для проведення експлуатаційних перевірок і випробувань у колах РЗА треба передбачати випробувальні блоки або затискачі з розмикачами, які

забезпечують можливістю попереднього закорочування струмових кіл приєднання випробувальних апаратів для перевірки і налагодження пристроїв без від'єднання проводів і кабелів, вимкнення від джерела оперативного струму, трансформаторів напруги і трансформаторів струму.

Пристрої РЗА, які періодично виводять з роботи за вимогами режиму мережі, умовами селективності та з інших причин, повинні мати спеціальні перемикальні пристрої для виведення їх з роботи оперативним персоналом.

3.4.40 Збірки затискачів, допоміжні контакти вимикачів і роз'єднувачів і апарати треба встановлювати, а заземлювальні провідники вмонтовувати таким чином, щоб було забезпечено доступність і безпеку обслуговування збірок і апаратів вторинних кіл без зняття напруги з первинних кіл напругою, вищою ніж 1 кВ.

3.4.41 Для прокладання проводів і жил кабелів усередині шаф керування, захисту і автоматики потрібно застосовувати кабельні короби (лотки, драбини тощо). Виконання монтажу у вигляді джгутів не рекомендовано, за винятком ділянок, які прямують до окремого апарата.

Для виконання внутрішнього монтажу панелей (шаф) у коробах треба застосовувати одножильний дріт перерізом, не меншим за 1,5 мм^2, або гнучкий багатожильний дріт перерізом, не меншим за 1,0 мм^2, для оперативних кіл і 2,5 мм^2 та 1,5 мм^2 відповідно для кіл змінного струму і напруги. Затискати необроблені кінці гнучких дротів дозволено лише в затискні вузли клем та апаратів пуансонного типу.

Оброблення кінців багатожильних дротів має бути виконано гільзовими або кільцевими наконечниками такого типорозміру, який відповідає затискачам апарата. Дозволено виконувати лудіння кінців для придання їм штирьового або кільцевого вигляду.

Кріпити провідники (джгути) безпосередньо до металевих елементів конструкції шафи без застосування додаткової ізоляції в місці кріплення заборонено.

Кола вимірювальних трансформаторів потрібно прокладати окремо від решти вторинних кіл.

У нижній зоні панелі (шафи) на рівні близько 250 мм від підлоги потрібно передбачати вільну зону для підведення кабелів.

Проходи кабелів усередині панелей (шаф) потрібно виконувати за допомогою ущільнювальних пристроїв, виконаних з негорючого матеріалу, які запобігають потраплянню всередину пилу, вологи, гризунів, сторонніх предметів тощо.

Конструкція шаф має забезпечувати відведення тепла, яке утворюється всередині, без застосування примусової вентиляції шафи. Тепловий розрахунок шафи має передбачати можливість тривалої роботи шафи в умовах непрацездатного стану системи кондиціювання приміщення, де вона буде експлуатуватися. Шафи повинні мати суцільні бічні панелі з металу, навіть якщо їх установлюють в один ряд, та ущільнення в місцях заведення кабелів (як знизу, так і в разі застосування стельових кабельних конструкцій).

Для шаф, усередині яких монтують МП РЗА, необхідно передбачати вентиляційні отвори у верхній та нижній частинах задніх дверей.

3.4.42 Ряди затискачів треба встановлювати таким чином, щоб була вільною зона, достатня для прокладання та кріплення кабелів.

Ряди затискачів формують з набірних затискачів на струми від 16 до 40 А для під'єднання жил контрольних кабелів і внутрішніх проводів. Конструкція затискача (клеми) має забезпечувати можливість зняття і заміни без розбирання ряду затискачів та унеможливлювати випадкове замикання поряд розміщених клем або дотик до клем, які перебувають під напругою.

Під кожен гвинт затискача з боку панелі чи з боку кабелю можна приєднувати лише один дріт.

До одного затискача в разі застосування двоярусних затискачів можна приєднувати не більше двох провідників (жил) одного перерізу з кожного боку клемного затискача (див. також **3.4.12**).

3.4.43 У шафах РЗА треба застосовувати затискачі з розмикачами, пружинні і гвинтові з'єднувальні та/або вимірювальні (випробувальні) затискачі.

На панелях (шафах) РЗА приєднань 0,4–35 кВ треба застосовувати затискачі, які виконують функції прохідних і вимірювальних клем. У технічно обґрунтованих випадках для зазначених приєднань дозволено застосовувати затискачі з розмикачами.

На панелях (шафах) РЗА приєднань 110–750 кВ треба застосовувати лише прохідні і вимірювальні затискачі.

Затискачі з розмикачами використовують, як правило, для приєднання провідників у випадках, коли застосування вимірювальних блоків утруднене з огляду на їх значну кількість (кола сигналізації, вихідні кола релейного захисту, кола телесигналізації і телевимірювань).

З'єднувальні (місткові) затискачі застосовують для з'єднання:

– жил зовнішнього кабелю і внутрішнього провідника, який іде до апарата;

– жил контрольних кабелів (транзитних кіл);

– апаратів, установлених у шафі (на різних поверхнях шафи, або які відносяться до різних функціональних груп, або монтажних одиниць (МО).

За необхідності створення еквіпотенціального вузла затискачі об'єднують за допомогою контактного містка.

Вимірювальні (випробувальні) затискачі застосовують для:

– струмових кіл;

– забезпечення зручності експлуатації (у колах напруги, оперативного струму і увімкнення і вимкнення, які йдуть безпосередньо до приводу вимикача);

– вихідних кіл релейного захисту, якщо в них не передбачено пристроїв перемикання (перемикачі, накладки, блоки тощо);

– кіл телесигналізації, які йдуть безпосередньо до панелі телесигналізації, і кіл телевимірювання;

– кіл реєстрації, сигналізації, збору інформації.

Для візуального поділу кіл або для електричного розділення сусідніх затискачів застосовують розділювальні пластини.

Ряди затискачів на панелях (шафах) має бути розташовано таким чином, щоб було забезпечено можливість читання маркування дротів з обох боків клем та контролю положення контактних містків та перемичок. Розташування апаратів та кабелів не має затуляти клеми або унеможливлювати роботи на них.

3.4.44 У ряді затискачів потрібно передбачати маркувальні колодки для нанесення номера МО і її буквеного коду, найменування МО або функціонального призначення кіл. Напис на маркувальній колодці виконують не більше ніж у два рядки, кількість знаків у кожному рядку має бути не більше дванадцяти. Кожен напис займає одну цілу колодку. Колодки обов'язково треба передбачати на початку ряду; їх також можна встановлювати в будь-якому місці всередині ряду, якщо це потрібно для розрізнювання призначення кіл.

На початку і наприкінці клемного ряду монтують кінцеві фіксатори.

3.4.45 Ряди затискачів формують вертикально і розташовують на лівій і правій бічних стінках шафи за видом з боку монтажу. За проектного обґрунтування допускається горизонтальне розташування затискачів.

Максимальну кількість затискачів у одному вертикальному ряду визначають за корисною висотою шафи і типом застосованого затискача. Межі корисної висоти в разі вертикального розташування затискачів, як правило, мають бути: *верхня – не вищою ніж 2100 мм; нижня – не нижчою ніж 300 мм* від рівня підлоги. Кількість затискачів у ряду визначають за їх шириною.

У разі розміщення в шафі двох МО з однаковим функціональним призначенням відносно вертикальної осі шафи ряди затискачів цих МО треба розміщувати на різних бічних стінках. Якщо під час розміщування ряду затискачів однієї з МО на бічній стінці шафи максимально можлива кількість затискачів виявилася недостатньою, то можна продовжити розміщення цього ряду на іншій. У цьому разі на початку ряду затискачів на іншій бічній стінці обов'язково встановлюють маркувальну колодку.

Кола керування вимикачами через основні і дублюючі електромагніти треба розташовувати на різних бічних стінках.

Затискачі всередині ряду треба розташовувати з урахуванням розміщення апаратів, тобто з верхньої частини ряду затискачів проводи треба прокладати до верхніх апаратів, а з нижньої – до нижніх апаратів.

У межах однієї шафи (за винятком шаф з однаковими МО) нумерацію виконують наскрізною, починаючи з одиниці, рахуючи зверху вниз. Відлік клем починають з лівої бічної стінки.

Допускається окремо нумерувати затискачі для кожної МО шафи (якщо МО однакові).

3.4.46 На кінцях провідників, які приєднують до апаратів або затискачів, розміщують маркування XX/XXX–XXXX, яке означає:

– XX – позначення елемента, від якого відходить провід;

– XXX – позначення елемента, до якого приходить провід;

– XXXX – маркування затискача, до якого приєднують провід, або позначення проводу.

Маркування наносять на маркувальні бирки з ізоляційного матеріалу.

Кола з однаковими марками з'єднують між собою в шафі і виводять на ряд затискачів, якщо це потрібно, від апарата, найближчого до ряду затискачів.

3.4.47 У шафах, де розташовано декілька окремих захистів, живлення яких здійснюється від загального джерела оперативного постійного струму, під'єднувати кожний захист до джерела треба окремо через ряд затискачів.

3.4.48 Кола в сусідніх рядах затискачів, перемикання яких може призвести до вимикання основного обладнання або короткого замикання, мають бути розділеними. Для унеможливлення помилкових операцій у разі випадкового перемикання сусідні клеми необхідно розділяти вільними затискачами, перегородками або проміжними колами. До таких проміжних кіл відносяться:

– кола «+» оперативних кіл і кола вмикання або вимикання;

– кола «+» і «–» оперативного струму;

– кола різного функціонального призначення (струмові, напруги, оперативні, сигналізації).

3.4.49 За можливості треба додержуватися такої послідовності розміщення кіл у рядах затискачів:

– струмові кола (фази A, B, C, N) в межах кожної групи трансформаторів струму;

– транзитні струмові кола;

– кола напруги (фази A, B, C, N, H, U, K, F) в межах кожного трансформатора напруги;

– кола оперативного струму: «+», проміжні кола «+», кола вмикання, кола вимикання, проміжні кола «–»;

– вихідні контакти

– кола сигналізації: «+», кола реєстрації, допоміжні шинки, проміжні кола сигналізації, «–»;

– кола телемеханіки.

Передбачати транзитні оперативні кола через панель (шафу) заборонено.

ЗАХИСТ ВТОРИННИХ КІЛ ВІД ЗАВАД

3.4.50 Розподільні та групові лінії, що використовуються для живлення мікропроцесорних пристроїв РЗА, установлених у розподільних пристроях (ЗРУ, ВРУ, КРУЕ, КРУ), треба виконувати екранованими кабелями.

Застосування неекранованих кабелів має бути обґрунтовано розрахунками.

3.4.51 Живлення пристроїв РЗА на електромеханічній базі та на мікроелектронній базі необхідно виконувати від різних фідерів мережі живлення.

Не рекомендовано підключати до однієї панелі (збірки) щита постійного струму кола живлення пристроїв, чутливих до перенапруг і високочастотних завад (мікропроцесорні пристрої РЗА, пристрої зв'язку тощо), та кола, які виходять за межі приміщення (кола приводів вмикання/вимикання високовольтних вимикачів).

У пристроях РЗА для захисту від імпульсних завад необхідно використовувати захисні засоби (*RC*-кола, діоди, варистори тощо). Застосування зазначених засобів не має впливати на корисний сигнал і знижувати надійність роботи РЗА.

3.4.52 Кола живлення змінним струмом пристроїв, чутливих до електромагнітних завад (РЗА, АСУ ТП, телемеханіки, системи зв'язку тощо), треба виконувати окремими розподільними лініями (фідерами).

Для живлення пристроїв РЗА, АСУТП, телемеханіки та інших відповідальних споживачів необхідно використовувати джерела безперебійного живлення

з подвійним перетворенням і фільтрами для притлумлення високочастотних та імпульсних завад.

3.4.53 У разі прокладання кабелів вторинних кіл з метою зниження рівня дії електромагнітних, радіочастотних, магнітних завад на цифрові пристрої РЗА і АСУТП необхідно виконувати такі вимоги:

1) силові кабелі і кабелі вторинних кіл потрібно, за можливості, прокладати по різних трасах;

2) у разі прокладання їх по одній трасі відстань між ними має бути не менше ніж:

- 0,45 м – для кабелів з колами напругою до 220 В;
- 0,6 м – для кабелів з колами напругою до 380 В;
- 1,2 м – для кабелів напругою до 6–10 кВ.

Застосовувати для внутрішнього освітлення панелей (шаф), які містять мікроелектронні або мікропроцесорні пристрої, люмінесцентні лампи (незалежно від типу пускорегулювальної апаратури) заборонено.

3.4.54 Вибір траси для прокладання кабелів вторинних кіл потрібно виконувати згідно з вимогами глави 4.2 цих Правил таким чином, щоб розрахунковий рівень завад мав найменше значення. З цією метою траси кабелів вторинних кіл треба розташовувати в безпосередній близькості від горизонтальних заземлювачів на можливо максимальній довжині.

За необхідності вздовж кабельних трас прокладають додаткові горизонтальні заземлювачі.

3.4.55 Траси кабелів вторинних кіл треба прокладати на відстані, не меншій ніж 10 м від основ (фундаментів,опор) з вентильними розрядниками, ОПН і блискавковідводами.

Допускається зменшувати зазначену відстань до 5 м, при цьому між фундаментами і кабелями необхідно прокладати додатковий поздовжній заземлювач довжиною, не меншою ніж 15 м, на відстані 0,5 м від кабельної траси. Зазначений поздовжній заземлювач треба розташовувати симетрично відносно фундаменту і з'єднувати із заземлювальним пристроєм по кінцях та в місці перетину з іншими горизонтальними заземлювачами.

3.4.56 Металеву оболонку (броню) кабелю вторинних кіл треба заземлювати з обох кінців кабелю. При цьому приєднання металевої оболонки (броні) до заземлювального пристрою треба виконувати в місці введення кабелю в приміщення РЩ, а також у місцях кінцевих розробок кабелів.

Екрани з фольги заземлюють лише в місцях кінцевих розробок кабелю з обох сторін відповідно до ДСТУ IEC/ TR 61000-5-2. Заземлення екранів виконують шляхом приєднання до заземлювальної поверхні затискача, яким охоплюється та стискається екрануюча фольга, загорнена на оболонку кабелю.

Заземлення екрана кабелю повинно мати достатню механічну міцність, що дозволяє під час експлуатації неодноразово від'єднувати і приєднувати екрануючий провідник. Приєднання заземлень екранів кабелів до контуру заземлення має бути гвинтовим. Заземлювальні провідники мають бути маркованими відповідно до назв кабелів.

Резервні жили контрольних кабелів, які виходять з приміщення, треба заземлювати.

3.4.57 У разі прокладання кабелів вторинних кіл в металевих коробах (лотках, кабельних драбинах) останні заземлюють по кінцях та в проміжних точках з кроком 5–10 м.

3.4.58 Для зв'язку технічних засобів АСУ ТП, які знаходяться в різних приміщеннях або кабельні траси яких проходять через РУ, як правило, необхідно застосовувати оптоволоконні кабелі. При цьому кабелі треба вибирати відповідно до умов прокладання (внутрішнє, зовнішнє).

Під час вибору оптоволоконних кабелів для внутрішнього прокладання необхідно передбачати їх захист від пошкоджень гризунами.

3.4.59 Для всіх шаф вторинних кіл зовнішнього встановлення необхідно передбачати антиконденсатне обігрівання.

У шафах, панелях, у приміщеннях релейних щитів або інших місцях, де є можливість пошкодження вторинних кіл гризунами, треба вживати додаткових заходів щодо запобігання їх появі або їх знищення.

РОЗДІЛ 4

РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ І ПІДСТАНЦІЇ

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 22 серпня 2014 р. № 598

ГЛАВА 4.1
РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ НАПРУГОЮ ДО 1,0 кВ ЗМІННОГО СТРУМУ І ДО 1,5 кВ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

4.1.1 Ця глава Правил поширюється на зовнішні і внутрішні розподільні установки і низьковольтні комплектні установки напругою до 1,0 кВ змінного струму і до 1,5 кВ постійного струму загального призначення.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі[*]*, та визначення позначених ними понять:*

4.1.2 електрична розподільна установка (РУ)

Електроустановка, призначена для приймання та розподілу електричної енергії однієї напруги пристроями керування та захисту.

Примітка. Згідно з ДСТУ 3429-96 «Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення» до пристроїв керування належать апарати разом із з'єднувальними елементами, які забезпечують контроль, вимірювання, сигналізацію та виконання команд

4.1.3 низьковольтна комплектна установка (НКУ)

Сукупність низьковольтних комутаційних апаратів і пристроїв керування, вимірювання, сигналізації, захисту, електромагнітного блокування, автоматики,

[*] Див. також главу 4.2.

регулювання та освітлення з усіма внутрішніми електричними і механічними з'єднаннями, змонтованих на єдиній конструктивній основі у вигляді щитів, шаф, пультів, шинних приєднань тощо

4.1.4 головне (первинне) коло НКУ

Усі струмопровідні частини НКУ, які увімкнуто в коло, призначене для передавання та розподілу електричної енергії

4.1.5 допоміжне (вторинне) коло НКУ

Усі струмопровідні частини НКУ, які увімкнуто в коло, призначене для керування, вимірювання, сигналізації, захисту, електромагнітного блокування, регулювання, оброблення і передавання інформації тощо, і які не є головним колом

4.1.6 кабельний увід НКУ

Елемент конструкції НКУ з отворами, які забезпечують введення кабелів.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

4.1.7 Вибір проводів, шин, апаратів, приладів і конструкцій необхідно здійснювати як за нормального режиму роботи (відповідність робочій напрузі і струму основних і допоміжних кіл, частоті мережі, заданому класу точності, умовам експлуатації тощо), так і за умов роботи в разі короткого замикання з урахуванням термічних і динамічних впливів, комутаційної спроможності.

4.1.8 РУ і НКУ повинні мати чіткі написи з боків обслуговування, які вказували б на призначення окремих приєднань і панелей, а встановлені на панелях прилади та апарати – написи або маркування відповідно до схем, за якими виготовляли установку.

4.1.9 Частини РУ, які належать до кіл різного виду струму і різних напруг, слід виконувати і розташовувати так, щоб було забезпечено можливість їх чіткого розпізнавання.

4.1.10 Взаємне розташування фаз і полюсів у межах усієї електроустановки має бути однаковим. Шини повинні мати фарбування, передбачене главою 1.1 цих Правил. На струмопровідних частинах головного кола РУ в разі відсутності стаціонарних захисних пристроїв заземлень забезпечують можливість установлення переносних захисних заземлень.

4.1.11 Усі металеві частини РУ мають бути пофарбованими або мати антикорозійне покриття.

4.1.12 Захист від ураження електричним струмом має відповідати вимогам глави 1.7 цих Правил.

УСТАНОВЛЕННЯ ПРИЛАДІВ І АПАРАТІВ

4.1.13 Прилади та апарати, якими комплектують РУ і НКУ, мають відповідати вимогам державних стандартів та інших нормативних документів. Також вони мають відповідати конструктивному виконанню РУ і НКУ (наприклад, відкритому або закритому), номінальним значенням напруги і струму, комутаційній спроможності тощо.

4.1.14 Прилади та апарати необхідно розташовувати на конструкції так, щоб можна було забезпечувати безпеку обслуговування і зручний доступ до них. Іскри та електричні дуги, які можуть виникати в приладах і апаратах під час експлуа-

тації, не повинні завдавати шкоди виробничому (електротехнічному) персоналу та оточуючим предметам, а також не повинні призводити до виникнення короткого замикання чи замикання на землю або до пожежі в електроустановці.

Прилади та апарати в будівлях і спорудах установлюють відповідно до проектної документації, затвердженої в установленому порядку.

4.1.15 Апарати рубильникового типу необхідно встановлювати так, щоб вони не могли замикати коло самовільно, під дією сили ваги. Рухомі струмопровідні частини їх у вимкненому стані не повинні бути під напругою.

4.1.16 Рубильники з безпосереднім ручним керуванням (без приводу) і вимикачі навантаження, які призначено для вмикання і вимикання струму навантаження та які мають контакти, звернені до оператора, треба захищати неспалимими оболонками без отворів і щілин. Вищезазначені рубильники і вимикачі навантаження дозволено встановлювати відкрито за умови, що вони будуть недосяжними для невиробничого персоналу.

4.1.17 На фасадних панелях приводів комутаційних апаратів, шаф повинні бути чітко зазначені положення «увімкнуто» і «вимкнуто».

4.1.18 Треба передбачати можливість зняття напруги з кожного автоматичного вимикача на час його ремонту або демонтажу. Для цього в необхідних місцях треба встановлювати рубильники або інші апарати для зняття напруги.

Апарати для зняття напруги перед вимикачем кожної лінії, яка відходить від РУ, не треба передбачати в електроустановках:

– з висувними вимикачами;

– із стаціонарними вимикачами, в яких на час ремонту або демонтажу вимикача допускається знімати напругу за допомогою спільного апарата з групи вимикачів або з усієї РУ;

– із стаціонарними вимикачами, якщо забезпечено можливість безпечного демонтажу їх під напругою за допомогою ізольованого інструмента.

4.1.19 Різьбові (пробкові) запобіжники потрібно встановлювати таким чином, щоб проводи живлення можна було приєднувати до контактного гвинта, а проводи, які відходять до електроприймачів, – до гвинтової гільзи (див. главу 3.1 цих Правил).

4.1.20 Елементи керування (поворотні рукоятки, натискні кнопки тощо) слід установлювати на висоті, не вищій ніж 2 м і не нижчій ніж 0,8 м від підлоги, а вимірювальні прилади – таким чином, щоб шкала кожного приладу знаходилась на висоті, не вищій ніж 1,8 м і не нижчій 1,0 м від підлоги. Елементи керування апаратами аварійного вимкнення слід установлювати на висоті від 0,8 м до 1,6 м від підлоги.

Комплектуючі елементи і затискачі для зовнішніх проводів рекомендовано розміщувати на висоті, не нижчій ніж 0,2 м від основи НКУ.

Примітка. За погодженням між виробником і споживачем допускаються розміри, які відрізняються від зазначених вище, залежно від призначення НКУ і умов експлуатації.

ШИНИ, ПРОВОДИ, КАБЕЛІ

4.1.21 Між нерухомо закріпленими неізольованими струмопровідними частинами різної полярності, а також між ними і відкритими провідними частинами треба забезпечувати відстані, не менші ніж 20 мм – по поверхні та 12 мм – у просвіті. Від неізольованих струмопровідних частин до огорож треба забезпечувати відстані, не

менші ніж 100 мм – для сітчастих огорож і 40 мм – для суцільних знімних огорож та знімних перфорованих із ступенем захисту, не меншим ніж IP2X.

4.1.22 У межах панелей, щитів, шаф, установлених у сухих приміщеннях, ізольовані проводи з ізоляцією, розрахованою на напругу, не нижчу ніж 660 В, можна прокладати по металевих, захищених від корозії, поверхнях упритул один до одного. У цьому разі для головних кіл слід застосовувати понижувальні коефіцієнти до струмових навантажень, наведені в главі 1.3 цих Правил.

4.1.23 Улаштування *PE*-, *PEN*- і *N*-провідників, а також *PEN*- і *N*-шин має відповідати вимогам **1.7.132–1.7.147**. Конструктивні частини РУ і НКУ заборонено використовувати як *PEN*-провідники.

4.1.24 Електропроводки допоміжних кіл мають відповідати вимогам глави 3.4 цих Правил, а прокладання кабелів – вимогам глави 2.3 цих Правил.

4.1.25 Для РУ і НКУ з електронними комплектуючими необхідно розділяти або екранувати головне і допоміжні кола, крім випадків, коли елементи допоміжних кіл за показниками електромагнітної сумісності або за рекомендацією виробника не потребують екранування.

КОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

4.1.26 Конструкції РУ і НКУ слід виготовляти з матеріалів, які не підтримують горіння, здатні витримувати механічні, електричні, електродинамічні і теплові навантаження, а також дію вологи, яка має місце за нормальної експлуатації, і відповідають вимогам чинних державних стандартів та інших нормативних документів.

4.1.27 Поверхні гігроскопічних ізолювальних плит, на яких безпосередньо монтують неізольовані струмопровідні частини, повинні бути захищеними від проникнення в них вологи (просочуванням, фарбуванням тощо).

В установках, які встановлюють у вологих і особливо вологих приміщеннях та просто неба, застосовувати гігроскопічні ізолювальні матеріали (наприклад, мармур, азбоцемент) не дозволено.

4.1.28 РУ і НКУ треба виконувати таким чином, щоб вібрації, які виникають від дії апаратів, струси, зумовлені зовнішніми впливами, не порушували контактних з'єднань і не призводили до розрегулювання апаратів і приладів.

4.1.29 Місця, призначені для приєднування зовнішніх провідників, мають бути зручними для кінцевого облаштування проводів і кабелів і приєднування їх до затискачів. Зокрема, дозволено розташовувати затискачі на висоті, не нижчій ніж 0,2 м від основи РУ чи НКУ, установлених на підлозі. Конструкція затискачів має бути такою, щоб зовнішні провідники можна було приєднувати будь-яким способом (за допомогою гвинтів, з'єднувачів тощо).

4.1.30 У конструкціях РУ і НКУ потрібно передбачати кабельні та шинні вводи, як знизу, так і зверху, або тільки знизу чи зверху. Отвори кабельних уводів потрібно виконувати так, щоб не порушувати ступеня захисту оболонки від прямого дотику (див. **1.7.72**), попадання твердих сторонніх тіл і рідин. Якщо зовнішні кабелі за перерізом або кількістю не можуть бути безпосередньо приєднаними до затискачів апаратів, то в конструкції РУ потрібно передбачати додаткові затискачі або шини з улаштуваннями для приєднання зовнішніх кабелів.

4.1.31 У конструкції РУ і НКУ слід передбачати затискачі або шини для приєднання *PEN*-(*PE*-)провідників і *N*-провідника.

УСТАНОВЛЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК В ЕЛЕКТРОПРИМІЩЕННЯХ

4.1.32 Коридори для обслуговування в електроприміщеннях мають відповідати таким вимогам:

а) ширину коридору приймають відповідно до вимог **4.2.80**. У разі улаштування коридору для обслуговування із заднього боку щита ширина проходу повинна становити не менше ніж 0,8 м. Дозволено місцеве звуження коридору будівельними конструкціями не більше ніж на 0,2 м.

Висота проходу в просвіті має становити не менше ніж 1,9 м;

б) відстані від найбільш виступаючих необгороджених неізольованих струмопровідних частин (наприклад, вимкнених ножів рубильників) за їх одностороннього розташування на висоті, меншій ніж 2,2 м, до протилежної стіни, огорожі або устаткування, яке має огороджені або ізольовані струмопровідні частини, мають бути не меншими ніж:

1) 1,0 м – для напруги, нижчої ніж 660 В, якщо довжина щита – до 7 м; 1,2 м – якщо довжина щита – понад 7 м;

2) 1,5 м – для напруги 660 В і вище.

Довжиною щита в цьому разі вважається довжина проходу між двома рядами суцільного фронту панелей (шаф) або між одним рядом і стіною;

в) відстані між необгородженими неізольованими струмопровідними частинами, розташованими на висоті, меншій ніж 2,2 м, з обох боків проходу, мають бути не меншими ніж:

1) 1,5 м – для напруги до 660 В;

2) 2,0 м – для напруги 660 В і вище;

г) неізольовані струмопровідні частини, які знаходяться на відстані, меншій від зазначеної в підпунктах б) і в), треба обгороджувати. У цьому разі ширина проходу з урахуванням огорожі має бути не меншою від зазначеної в підпункті а);

д) необгороджені неізольовані струмопровідні частини, які розташовано над проходами, мають бути на висоті, не меншій ніж 2,2 м;

е) горизонтальні огорожі над проходами повинні бути розташованими на висоті, не меншій ніж 1,9 м;

ж) освітлювальна арматура встановлюється таким чином, щоб було забезпечено її безпечне обслуговування;

и) підлоги повинні бути по всій площині на одній позначці.

4.1.33 Проходи для обслуговування щитів довжиною, більшою ніж 7 м, повинні мати два виходи. Вихід з проходу з монтажного боку щита можна виконувати як у щитове приміщення, так і в інші приміщення. За ширини проходу обслуговування понад 3 м і відсутності маслонаповнених апаратів другий вихід необов'язковий. Двері із приміщень РУ повинні відкриватися в бік інших приміщень (за винятком РУ напругою понад 1 кВ змінного струму і понад 1,5 кВ постійного струму) або назовні і мати самозамикальні замки, які відкриваються без ключа з внутрішнього боку приміщення. Ширина дверей має бути не меншою ніж 0,75 м, а висота – не меншою ніж 1,9 м.

4.1.34 Огорожа неізольованих струмопровідних частин повинна бути сітчастою з розмірами вічок, не більшими ніж 25 мм × 25 мм, або суцільною, або змішаною. Висота огорожі повинна становити не менше ніж 1,7 м.

УСТАНОВЛЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК У ПРИМІЩЕННЯХ, ДОСТУПНИХ НЕВИРОБНИЧОМУ ПЕРСОНАЛУ

4.1.35 РУ, установлені в приміщеннях, доступних невиробничому персоналу, повинні мати струмопровідні частини, закриті суцільною або перфорованою огорожею зі ступенем захисту, не меншим ніж IP2X. У разі застосування РУ з відкритими струмопровідними частинами її треба огороджувати та обладнувати місцевим освітленням. Огорожа має відповідати вимогам **4.1.34**. На огорожі обов'язково треба встановлювати заборонні (попереджувальні) знаки. Огорожі потрібно виконувати так, щоб знімати їх без спеціального інструмента було неможливо.

Дверці входу за огороджену територію повинні замикатися на ключ. Відстань від сітчастої огорожі до неізольованих струмопровідних частин має бути не меншою ніж 0,7 м, а від суцільних – згідно з **4.1.21**. Ширину проходів визначають згідно з **4.1.32**.

4.1.36 Кінцеве облаштування проводів і кабелів потрібно здійснювати таким чином, щоб воно знаходилося всередині РУ або НКУ.

УСТАНОВЛЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК ПРОСТО НЕБА

4.1.37 У разі встановлення РУ просто неба необхідно дотримуватися виконання таких вимог:

– кліматичне виконання РУ повинне відповідати умовам навколишнього природного середовища, мати відповідний ступінь захисту від доторкання до струмопровідних частин, потрапляння сторонніх твердих тіл і рідин;

– розміщувати РУ слід на спланованій площадці на висоті, не меншій ніж 0,2 м від рівня планування. У районах, де спостерігаються снігові заноси висотою понад 1 м, шафи РУ необхідно встановлювати на підвищених фундаментах;

– у РУ потрібно забезпечувати температурний режим для встановленого в ньому обладнання відповідно до вимог виробника.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловостіУкраїни
від 22 серпня 2014 р. № 598

ГЛАВА 4.2
РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ І ПІДСТАНЦІЇ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

4.2.1 Ця глава Правил поширюється на стаціонарні електричні розподільні установки (РУ), електричні підстанції (ПС) та електричні розподільні пункти (РП) змінного струму напругою понад 1 кВ нового будівництва і ті, що реконструюють, крім спеціальних ПС. До спеціальних ПС (пересувних, тягових, підземних тощо) вимоги цієї глави застосовують лише в тих частинах, які не суперечать особливостям технічних вимог до спеціальних електроустановок.

4.2.2 На РУ і ПС напругою 400 кВ поширюються вимоги Правил, які стосуються РУ і ПС напругою 500 кВ.

4.2.3 Ця глава Правил поширюється на центральні трансформаторні підстанції (ЦПС) вітроелектростанцій (ВЕС) та сонячні електростанції (СЕС), а також на пункти приєднання генеруючих установок ВЕС і СЕС до внутрішньої електричної мережі цих електростанцій.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

4.2.4 розподільна установка (РУ):

закрита розподільна установка (ЗРУ)

РУ, устаткування якої розташоване в приміщенні

комплектна розподільна установка (КРУ)

РУ, складена із шаф або блоків з вмонтованими в них апаратами, пристроями для вимірювання, захисту та автоматики і сполучних елементів. Її призначено для установлення в приміщеннях. Шафи або блоки постачають у складеному або повністю підготовленому до складання вигляді

комплектна розподільна установка елегазова (КРУЕ)

РУ, складена із модулів різного функціонального і технічного призначення, які складаються з відповідних елементів, розміщених усередині корпусів, заповнених елегазом (SF_6), який є ізоляційним і (або) дугогасним середовищем

КРУЕ з герметичною системою

КРУЕ, модулі якого впродовж їх очікуваного терміну служби не потребують жодного газового втручання (відкривання об'єму)

КРУЕ із закритою системою

КРУЕ, модулі якого дозаправляють лише періодично ручним приєднанням до зовнішнього джерела газу

приєднання в електричній розподільній установці (приєднання)

Елементи електричної схеми РУ, які стосуються безпосередньо лінії електропередавання (ПЛ) або силового трансформатора чи конденсаторної установки тощо

ланка електричної підстанції, розподільної установки (ланка)

Частина електричної підстанції (розподільної установки), до складу якої входить вся чи частина комутаційної та (або) іншої апаратури одного приєднання

4.2.5 *трансформаторна підстанція (ТП):*

закрита трансформаторна підстанція (ЗТП)

ЗТП, устаткування якої розташоване в будівлі (приміщенні) або в металевій чи залізобетонній оболонці і обслуговується зсередини цього приміщення (оболонки)

прибудована підстанція (розподільна установка)

ЗТП (ЗРУ), яка має тільки один будівельний елемент, спільний із суміжним приміщенням (стіну, перегородку або підлогу, що є перекриттям суміжного приміщення знизу)

вбудована підстанція (розподільна установка)

ЗТП (ЗРУ), яка має два чи більше будівельні елементи, спільні із суміжним приміщенням (приміщеннями)

комплектна трансформаторна підстанція (КТП)

Підстанція, складена із трансформаторів (вмонтованих у шафи, установлені просто неба), блоків РУ та інших елементів, які постачають у складеному або повністю підготовленому до складання вигляді

щоглова трансформаторна підстанція (ЩТП)

Трансформаторна ПС (у тому числі в конструктивному виконанні КТП), все устаткування якої встановлене на конструкціях (або опорі ПЛ) просто неба на висоті, що не потребує наземного огороджування

розподільний пункт (РП)

Відокремлена РУ в електричній мережі з допоміжними спорудами

4.2.6 секційний пункт (СП)

Електроустановка, призначена для автоматичного поділу мережі на ділянки, зокрема **реклоузер** – автономний інтелектуальний пристрій, який забезпечує в автономному режимі відділення від мережі пошкодженої ділянки

4.2.7 камера

Частина приміщення електричної закритої підстанції (розподільної установки), призначена для установлення апаратів, трансформаторів і шин

закрита камера

Камера, яка має прорізи, захищені суцільним (не сітчастим) загородженням

обгороджена камера

Камера, яка має прорізи, захищені повністю або частково сітчастим чи змішаним (не суцільним) загородженням. Під змішаним загородженням розуміють загородження із сіток і суцільних листів

вибухова камера

Закрита камера, призначена для локалізації можливих аварійних наслідків під час пошкодження встановлених у ній апаратів

4.2.8 коридор обслуговування

Коридор уздовж камер або шаф ЗРУ, призначений для обслуговування апаратів і шин

коридор керування

Коридор обслуговування, в який виведено приводи або елементи керування приводами комутаційних апаратів

вибуховий коридор

Коридор обслуговування, в який виходять двері вибухових камер

4.2.9 система збірних шин

Комплект елементів, які з'єднують між собою всі приєднання електричної розподільної установки (РУ)

4.2.10 оперативний струм

Електричний струм (постійний, випрямлений або змінний) системи живлення кіл захисту, автоматики, керування, сигналізації та блокування

4.2.11 режими роботи схеми електроустановки для визначення розрахункових умов улаштування ПС (РП і РУ)

нормальний

Режим роботи схеми електроустановки, усі приєднання якої знаходяться в робочому стані

аварійний

Режим, який супроводжується відхиленням параметрів від гранично допустимих значень і характеризується пошкодженням, виходом із ладу будь-якої частини схеми електроустановки або представляє загрозу для життя людей

післяаварійний

Відносно тривалий режим роботи схеми електроустановки, який визначає її стан після безпосереднього усунення аварійних умов із зниженою проти нормального режиму надійністю

ремонтний

Режим з наперед запланованим виведенням з робочого стану будь-якої частини схеми електроустановки.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

4.2.12 Електроустаткування, струмовідні частини, ізолятори, кріплення, огорожі, несучі конструкції, ізоляційні та інші відстані потрібно вибирати і установлювати таким чином, щоб:

– явища, супутні нормальним умовам роботи електроустановки (зусилля, нагрівання, електрична дуга, іскріння, викид газів тощо) не могли заподіяти шкоди виробничому (електротехнічному) персоналу, а також спричинити пошкодження устаткування і виникнення короткого замикання (КЗ) або замикання на землю;

– у разі порушення нормальних умов роботи електроустановки було забезпечено необхідну локалізацію пошкоджень, зумовлених дією КЗ;

– після зняття напруги з будь-якого кола апарати, струмовідні частини і конструкції, які належать до нього, могли піддаватися безпечному огляду, заміні та ремонтам без порушення роботи сусідніх кіл;

– було забезпечено можливість зручного транспортування устаткування.

4.2.13 Вмикання під електричне навантаження і вимикання приєднань РУ потрібно виконувати вимикачами або вимикачами навантаження.

Допускається застосовувати роз'єднувачі для вмикання (вимикання) намагнічувального струму силових трансформаторів, зарядного струму і струму замикання на землю ПЛ і КЛ, зарядного струму систем шин тощо в разі, якщо цьому відповідає їх технічна характеристика. Значення струмів, які допускається вмикати (вимикати) роз'єднувачами, потрібно приймати відповідно до вимог чинних правил з технічної експлуатації електричних станцій і мереж та інших відповідних НД.

Для захисту виробничого (електротехнічного) персоналу від світлової дії дуги над ручними приводами роз'єднувачів з відкритими контактами потрібно встановлювати козирки або навіси з негорючого матеріалу, за винятком:

– роз'єднувачів на напругу 110 кВ, якщо ними вимикають намагнічувальний струм до 3 А або зарядний струм до 1 А;

– роз'єднувачів на напругу від 6 кВ до 35 кВ, якщо ними вимикають намагнічувальний струм до 3 А або зарядний струм до 2 А.

Приводи триполюсних роз'єднувачів на напругу від 6 кВ до 35 кВ внутрішнього встановлення, якщо їх не відокремлено від роз'єднувачів стіною або перекриттям, потрібно відділяти суцільними щитами від роз'єднувачів.

Роз'єднувачі не призначені для вмикання /вимикання:

– конденсаторних батарей (КБ), статичних компенсаторів (СТК), установок повздовжньої компенсації (УПК) та інших конденсаторних установок;

– зарядних струмів ліній електропередавання і струмів замикання на землю в мережах напругою від 6 кВ до 35 кВ у разі роботи мережі в режимі з недокомпенсацією.

4.2.14 Прилади та апарати в будівлях і спорудах установлюють відповідно до проектної документації, затвердженої в установленому порядку.

Конструкції, на яких установлено електроустаткування, апарати, струмовідні частини та ізолятори, повинні бути розраховані на навантаження від їхньої маси, натягу, комутаційних операцій, впливу вітру, ожеледі та КЗ, а також від сейсмічних впливів. Сталеві конструкції повинні мати антикорозійне покриття.

Будівельні конструкції, розташовані поблизу струмовідних частин і доступні для дотику виробничому (електротехнічному) персоналу, не повинні нагріватися від впливу електричного струму понад 50 °С; недоступні для дотику – до 70 °С.

Будівельні конструкції дозволено не перевіряти на нагрівання, якщо по струмовідних частинах, розташованих поблизу будівельних конструкцій, проходить змінний струм, який не перевищує 1000 А.

4.2.15 У всіх електричних колах РУ (приєднання, система збірних шин тощо) потрібно передбачати пристрої від'єднання з видимим розривом, що забезпечує від'єднання всіх апаратів (вимикачів, запобіжників, трансформаторів струму та напруги тощо) кожного кола з усіх сторін, звідки може бути подано напругу.

Вищезазначена вимога не поширюється на:

– шафи КРУ з викочуваними елементами та КРУЕ в разі наявності механічного покажчика гарантованого положення контактів;

– малогабаритні КРУ, в яких схема головних кіл цих установок передбачає пристрої від'єднання з видимим розривом або видимі пристрої заземлення, що забезпечують можливість від'єднання або заземлення кожного кола або всіх у цілому, з усіх сторін, звідки може бути подано напругу.

– високочастотні загороджувачі та конденсатори зв'язку;

– трансформатори напруги, установлені на лінійних приєднаннях (у разі одного комплекту трансформаторів напруги);

– трансформатори напруги, установлені на системі шин для виконання синхронізації;

– трансформатори напруги ємнісного типу, приєднані до систем шин;

– обмежувачі перенапруг, установлені на виводах силових трансформаторів і шунтувальних реакторів та на лінійних приєднаннях;

– силові трансформатори з кабельними вводами і трансформатори напруги з кабельними вводами на вищу напругу (ВН).

В окремих випадках, зумовлених схемними або конструктивними рішеннями, трансформатори струму дозволено встановлювати до роз'єднувачів, які від'єднують решту апаратів від джерел напруги.

4.2.16 Вимикач або привід вимикача повинен мати добре видимий покажчик положення («увімкнено», «вимкнено»). Застосовувати сигнальні лампи як єдині покажчики положення вимикача заборонено.

Якщо вимикач не має відкритих контактів і його привід відділено від нього непрозорою стіною, то покажчик положення повинен бути і на вимикачі, і на приводі.

На вимикачі з вмонтованим приводом або приводом, розташованим у безпосередній близькості від вимикача і не відділеним від нього непрозорою стіною, дозволено встановлювати один покажчик положення – на вимикачі або на приводі.

На вимикачі, зовнішні контакти якого чітко свідчать про увімкнене положення, дозволено не встановлювати покажчик положення на вимикачі і вмонтованому або не відгородженому стіною приводі.

Приводи роз'єднувачів, заземлювальних ножів тощо, відділених від апаратів непрозорою стіною, повинні мати покажчик положення апарата.

4.2.17 Ошиновку РУ і ПС потрібно виконувати переважно з алюмінієвих і сталеалюмінієвих проводів, штаб, труб і шин із профілів алюмінію та алюмінієвих сплавів електротехнічного призначення (як виняток див. **4.2.18**). Дозволено застосовувати ошиновку з міді чи мідних сплавів електротехнічного призначення.

У разі, коли деформація ошиновки від зміни температури може викликати небезпечні механічні напруження в проводах або ізоляторах, потрібно передбачати заходи, які унеможливлюють виникнення таких напружень.

У конструкції жорсткої ошиновки має бути передбачено пристрої компенсації для запобігання передаванню механічних зусиль на контактні уводи апаратів та опорні ізолятори, а також передбачено заходи щодо недопущення накопичення вологи в деталях ошиновки. На жорсткій ошиновці компенсатори потрібно встановлювати також у місцях перетинів із температурними та осадочними швами будівель і споруд.

У сейсмічних районах виводи електроустаткування з жорсткою ошиновкою потрібно з'єднувати через гнучкі вставки.

Трубчасті шини повинні мати пристрої для гасіння вібрації.

Конструкція шинотримачів і затискачів жорсткої ошиновки в разі змінного струму понад 630 А не повинна утворювати суцільного магнітного контуру.

Струмопроводи треба виконувати з дотриманням вимог глави 2.2 цих Правил.

4.2.18 У разі розташування ПС, РП і РУ у місцях, де повітря може містити речовини, які погіршують роботу ізоляції або руйнівно діють на устаткування і шини, потрібно вживати таких заходів:

– застосовувати закриті ПС, РП і РУ, захищені від проникнення пилу, шкідливих газів і пари в приміщення;

– застосовувати посилену ізоляцію і шини з матеріалу, стійкого до впливу навколишнього середовища, або наносити захисне покриття;

– розташовувати ПС, РП і РУ з боку пануючого напрямку вітру;

– обмежувати кількість устаткування, установленого просто неба;

– застосовувати ПС, РП і РУ за найбільш простими схемами.

У разі спорудження ПС, РП і РУ поблизу морського узбережжя, солоних озер, хімічних підприємств, а також у місцях, де тривалий досвід експлуатації свідчить про руйнування алюмінію від корозії, потрібно застосовувати спеціальні алюмінієві або сталеалюмінієві проводи, захищені від корозії, або проводи з міді та її сплавів електротехнічного призначення.

4.2.19 У разі розташування ПС, РП і РУ у сейсмічних районах для забезпечення необхідної сейсмостійкості потрібно застосовувати сейсмостійке устаткування. За необхідності потрібно передбачати спеціальні конструктивні заходи, які підвищують сейсмостійкість електроустановки.

4.2.20 У разі розташування ПС і РУ на висоті понад 1000 м над рівнем моря повітряні ізоляційні проміжки, підвісну і опорну ізоляцію та зовнішню ізоляцію електроустаткування потрібно вибирати з дотриманням вимог, наведених у **4.2.49**, **4.2.52**, **4.2.76**, **4.2.77**, з урахуванням поправок, які компенсують зниження електричної міцності ізоляції за зниженого тиску атмосфери.

4.2.21 У РУ, де температура навколишнього повітря може бути нижчою від дозволеної для електроустаткування та апаратів, потрібно передбачати електричне підігрівання для забезпечення надійного функціонування устаткування та апаратів.

4.2.22 Буквено-цифрове і колірне позначення фаз електроустаткування і ошиновки ПС і РУ потрібно виконувати з дотриманням вимог глави 1.1 цих Правил.

4.2.23 РУ напругою 3 кВ і вище повинно бути обладнано оперативним блокуванням, призначеним для запобігання неправильним діям з роз'єднувачами, заземлювальними ножами (ЗН).

Оперативним блокуванням запобігають:

– подаванню напруги на ділянку електричної схеми, заземлену увімкненими ЗН, а також на ділянку електричної схеми, відділену від увімкнених ЗН тільки вимикачем;

– вмиканню ЗН на ділянці схеми, не відділеній роз'єднувачем від інших ділянок, які можуть бути як під напругою, так і без напруги;

– вмиканню і вимиканню роз'єднувачами струмів навантаження, якщо це не передбачено конструкцією апарата.

У КРУ з викочуваними елементами блокування має унеможливлювати:

– вмикання ЗН, якщо викочуваний елемент не виведено у випробувальне чи ремонтне положення, або введення викочуваного елемента в робоче положення в разі увімкненого ЗН;

– вмикання ЗН збірних шин, якщо елемент уводів робочого і резервного живлення не виведено у випробувальне чи ремонтне положення, або введення елемента в робоче положення в разі увімкненого ЗН збірних шин.

У роз'єднувачів з полюсним керуванням у зону дії блокування потрібно включати всі три полюси.

Роз'єднувачі РУ напругою від 35 кВ до 220 кВ повинні мати механічне або електромагнітне блокування зі своїми ЗН, а роз'єднувачі РУ напругою 330 кВ і вище – електромагнітне блокування зі своїми ЗН. Роз'єднувачі РУ всіх напруг з приводами від електродвигуна повинні мати, крім того, електричне блокування зі своїми ЗН.

На ЗН лінійних роз'єднувачів з боку лінії дозволено мати тільки механічне блокування з приводом свого роз'єднувача і пристосування для замикання ЗН замками у вимкненому положенні.

Пристрій оперативного блокування можна виконувати із застосуванням будь-якої елементної бази у вигляді локального пристрою оперативного блокування або в складі автоматизованої системи керування технологічними процесами (АС КТП) ПС (РП).

У РУ однакової напруги блокування ЗН усіх приєднань виконують однотипним.

Приводи роз'єднувачів, доступні для некваліфікованих працівників, потрібно забезпечувати пристосуванням для замикання їх замками у вимкненому та ввімкненому положеннях.

4.2.24 РУ і ПС потрібно обладнувати стаціонарними ЗН відповідно до вимог безпеки заземлення апаратів і ошиновки без застосування переносних заземлювальних провідників, за винятком умов, наведених у **4.2.25**.

У РУ напругою 3 кВ і вище стаціонарні ЗН потрібно розміщувати таким чином, щоб виробничий (електротехнічний) персонал, який працює на струмовідних частинах будь-яких ділянок приєднань і збірних шин, був захищеним ЗН з усіх боків, звідки може бути подано напругу. ЗН дозволено відділяти від струмовідних частин, на яких безпосередньо працює персонал, вимкненими роз'єднувачами, вимикачами навантаження або зняттям запобіжників, демонтажем шин чи проводів.

Додаткове заземлення на струмовідній частині безпосередньо на робочому місці потрібно передбачати в тих випадках, коли ці частини можуть бути під наведеною напругою (потенціалом).

Кожна секція (система) збірних шин РУ напругою 6 кВ і вище повинна мати щонайменше два комплекти стаціонарних ЗН для заземлення збірних шин. За наявності трансформаторів напруги заземлення збірних шин потрібно здійснювати ЗН роз'єднувачів трансформаторів напруги. На випадок виведення стаціонарних ЗН у ремонт на роз'єднувачах, оснащених ЗН, потрібно передбачати другі комплекти ЗН на інших роз'єднувачах даної ділянки схеми, розташованих з боку можливого подавання напруги. Остання вимога не стосується:

– ЗН з боку ліній лінійних роз'єднувачів (за відсутності обхідної системи шин чи ремонтної перемички з боку ПЛ);

– ЗН, установлених як самостійні апарати окремо від роз'єднувачів;

– ЗН у колі секційного зв'язку КРУ.

Дозволено на ЗН лінійних роз'єднувачів з боку лінії мати привод з дистанційним керуванням для запобігання травмуванню виробничого (електротехнічного) персоналу в разі помилкового увімкнення їх за наявності на лінії напруги.

4.2.25 Переносні захисні заземлювальні провідники дозволено застосовувати:

– для захисту від наведеної напруги;

– у діючих установках, де ЗН не може бути встановлено за умовами компонування або конструкції електроустановки;

– на ділянках схеми, де ЗН встановлено окремо від роз'єднувачів, на час ремонту ЗН;

– у разі роботи на лінійних роз'єднувачах і на устаткуванні, розташованому з боку ПЛ до лінійного роз'єднувача (конденсаторах зв'язку, високочастотних загороджувачах тощо).

У місцях, де стаціонарні ЗН не може бути застосовано, на струмовідних і заземлювальних шинах потрібно підготовлювати контактні поверхні для приєднання переносних заземлювальних провідників.

4.2.26 Сітчасті та змішані огорожі струмовідних частин і електроустаткування повинні мати висоту над рівнем планування ВРУ і встановлених просто неба трансформаторів 2 м або 1,6 м (з урахуванням **4.2.54** і **4.2.55**), а над рівнем підлоги для ЗРУ і трансформаторів, установлених усередині будівлі, – 1,9 м; сітки повинні мати отвори розміром, не більшим ніж 25 мм × 25 мм, а також пристосування для замикання їх на замок. Нижній край цих огорож у ВРУ потрібно розташовувати на висоті від 0,1 м до 0,2 м, а в ЗРУ – на рівні підлоги.

На вході в камери вимикачів, силових трансформаторів та інших апаратів для огляду камер за наявності напруги на струмовідних частинах як додатковий захід дозволено застосовувати бар'єри. Бар'єри повинні бути знімними, установленими на висоті 1,2 м і облаштовуватися попереджувальними знаками. Відстані від бар'єрів до відкритих струмовідних частин визначають відповідно до вимог Правил безпечної експлуатації електроустановок.

За висоти підлоги камер над рівнем землі понад 0,3 м між дверима та бар'єром потрібно залишати відстань, не меншу ніж 0,5 м, або передбачати оглядову площадку перед дверима.

4.2.27 Покажчики рівня та температури масла маслонаповнених силових трансформаторів і апаратів та інші покажчики, які характеризують стан устаткування, потрібно розміщувати таким чином, щоб було забезпечено зручні та безпечні умови для доступу до них і спостереження за ними без зняття напруги (наприклад, з боку входу в камеру).

Для відбирання проб масла відстань від рівня підлоги або поверхні землі до крана силового трансформатора або апарата повинна бути не меншою ніж 0,2 м, або потрібно передбачати відповідний приямок.

4.2.28 Кола керування, захисту, електромагнітного блокування, автоматики, вимірювання, сигналізації і освітлення, прокладені по електротехнічних пристроях (устаткуванню) з масляним наповненням, потрібно виконувати проводами з маслостійкою ізоляцією.

4.2.29 Установлені просто неба силові трансформатори, реактори і конденсатори для зменшення нагрівання прямими променями сонця потрібно фарбувати у світлі тони фарбами без металічних добавок, стійкими до впливу атмосфери та масла.

4.2.30 ПС, РП і РУ потрібно обладнувати електричним освітленням з дотриманням вимог розділу 6 цих Правил. Освітлювальну арматуру встановлюють таким чином, щоб було забезпечено її безпечне обслуговування.

4.2.31 ПС, РП і РУ потрібно обладнувати засобами зв'язку та диспетчерсько-технологічного керування АСУ ТП і діагностики згідно з прийнятою системою обслуговування.

4.2.32 Компонування і конструктивне виконання ВРУ, ЗРУ і ЗПС повинні передбачати можливість застосування механізмів, у тому числі спеціальних, для виконання монтажних, ремонтних робіт і технічного обслуговування електроустаткування.

4.2.33 Відстань між устаткуванням, ошиновкою РУ (ПС) і деревами висотою понад 4 м повинна бути такою, щоб запобігти пошкодженню устаткування та ошиновки в разі падіння дерева (з урахуванням висоти дерев через 25 років росту).

Відстані від конструкцій, обладнання та огорожі ПС, РП, ЗРУ і ЗПС до меж лісового масиву, місць розроблення і відкритого залягання торфу потрібно приймати відповідно до вимог чинних НД з протипожежного захисту.

4.2.34 ПС і РП з черговим персоналом потрібно забезпечувати питною водою (споруджувати господарсько-питні водопроводи, артезіанські свердловини або колодязі).

У разі непридатності води в колодязях для споживання або в разі розташування ПС (РП) на скельних ґрунтах потрібно доставляти воду на ПС (РП) за допомогою пересувних засобів.

4.2.35 На ПС (РП) із черговим персоналом, які мають водопровід, потрібно влаштовувати утеплені вбиральні з каналізацією. На ПС (РП) із черговим персоналом у разі відсутності поблизу каналізаційних магістралей дозволено споруджувати місцеві каналізаційні пристрої.

На ПС і РП напругою 35 кВ і вище (за винятком ЩТП і СП) без чергового персоналу дозволено споруджувати неутеплені вбиральні з водонепроникними приямками.

На ПС і РП напругою 110 кВ і вище без чергового персоналу, розташованих поблизу існуючих систем водопостачання і каналізації (на відстані до 0,5 км), у будинку загальнопідстанційного пункту керування (ЗПК) потрібно передбачати санітарні каналізаційні вузли.

4.2.36 Територію відкритої ПС (РП) напругою від 35 кВ до 750 кВ потрібно обгороджувати зовнішньою огорожею висотою не менше ніж 1,8 м. Огорожу виконують переважно із залізобетонних конструкцій, по верху огорожі встановлюють козирок із колючого дроту (або інших засобів) з нахилом зовні ПС (РП). Колючий дріт можна не передбачати, якщо ПС (РП) облаштовують периметральним відеоспостереженням. Конструкція воріт і хвіртки повинна бути металевою, з внутрішніми замками і унеможливлювати вільне проникнення на територію.

Конструктивні елементи огорожі повинні мати між собою металічний зв'язок. Заземлення зовнішньої огорожі влаштовують з дотриманням вимог глави 1.7 цих Правил.

Закриті ПС (РП) та щоглові ТП можна обгороджувати за потреби.

4.2.37 На території ПС напругою 110 кВ і вище з черговим персоналом ВРУ та силові трансформатори потрібно обгороджувати внутрішньою огорожею висотою 1,6 м (див. також **4.2.55**). ВРУ різних напруг і силові трансформатори можуть мати загальну огорожу.

У разі розташування ВРУ (ПС) на території електростанції ці ВРУ (ПС) потрібно обгороджувати внутрішньою огорожею висотою 1,6 м.

Допоміжні споруди (майстерні, склади, ЗПУ тощо), розташовані на території ВРУ, потрібно обгороджувати внутрішньою огорожею висотою 1,6 м.

Внутрішні огорожі можуть бути суцільними, сітчастими або ґратчастими.

4.2.38 На території ВРУ і ПС, на яких у нормальних умовах експлуатації із апаратної маслогосподарства, із складів масла, а також із маслонаповнених силових трансформаторів і вимикачів у період проведення ремонтних та інших робіт можуть траплятися випадки витікання масла, потрібно передбачати пристрої для збирання і видалення масла для унеможливлення розтікання його по території і попадання у водойми.

4.2.39 Відстані від електроустаткування до вибухонебезпечних зон і приміщень приймають згідно з вимогами відповідних розділів ДНАОП 0.00-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок».

4.2.40 Для живлення пристроїв захисту, автоматики, сигналізації, дистанційного керування комутаційними апаратами, оперативного блокування тощо на ПС (РП) може бути застосовано постійний, випрямлений та змінний оперативний струм.

Змінний струм треба використовувати у всіх випадках, коли це можливо і коли це забезпечує спрощення та здешевлення електроустановок із забезпеченням достатньої надійності їх роботи.

4.2.41 На всіх приєднаннях одного РУ напругою 6 кВ і вище потрібно застосовувати одну систему оперативного струму. Змішану систему оперативного струму дозволено використовувати на ПС, які реконструюють.

ВІДКРИТІ РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ

4.2.42 У ВРУ напругою 110 кВ і вище потрібно передбачати проїзд уздовж вимикачів для пересувних монтажно-ремонтних механізмів і пристосувань, а також пересувних лабораторій. Під час визначення габаритів проїздів потрібно враховувати розміри застосовуваних пристосувань і механізмів. Однак габарит проїзду повинен бути не меншим ніж 4 м за шириною та не меншим ніж 5 м – за висотою від рівня полотна дороги.

4.2.43 З'єднання гнучких проводів у прогонах потрібно виконувати обпресуванням за допомогою з'єднувальних затискачів, а з'єднання в петлях біля опор, приєднання відгалужень у прогоні і приєднання до апаратних затискачів – обпресуванням або зварюванням. У цьому разі приєднання відгалужень у прогоні треба виконувати без розрізування проводів прогону.

Паяти і скручувати проводи заборонено.

Болтове з'єднання дозволено виконувати лише на затискачах апаратів і на відгалуженнях до обмежувачів перенапруг (ОПН) або розрядників вентильних (РВ), конденсаторів зв'язку і трансформаторів напруги, а також для тимчасових установок, для яких застосування нероз'ємних з'єднань вимагає великого обсягу робіт під час перемонтажу шин.

Ізоляційні підвіси для кріплення шин у ВРУ потрібно застосовувати переважно одноланцюговими. Якщо одноланцюговий підвіс не задовольняє умови механічних навантажень, то застосовують дволанцюговий з роздільним кріпленням ланцюгів до траверси (опори). У разі застосування дволанцюгових ізоляційних підвісів потрібно передбачати механічне з'єднання між ланцюгами підвісів з боку проводів.

Застосовувати подільні (врізані) підвіси в прогоні ошиновки не дозволено, за винятком підвісів, за допомогою яких закріплюють високочастотні загороджувачі.

Кріплення гнучких шин і тросів у натяжних і підтримувальних затискачах стосовно міцності повинне відповідати вимогам, наведеним у **2.5.109** і **2.5.114** цих Правил.

4.2.44 З'єднання жорстких шин у прогоні та відгалуження від них у прогоні потрібно виконувати зварюванням.

4.2.45 Відгалуження від збірних шин ВРУ потрібно розташовувати нижче збірних шин.

Підвішувати ошиновку одним прогоном над двома і більше секціями шин або системами збірних шин заборонено.

4.2.46 Механічні навантаження на шини і конструкції від вітру та ожеледі, а також розрахункові температури повітря потрібно визначати для ВРУ відповідно до карт кліматичного районування і вимог глави 2.5 цих Правил до ПЛ залежно від класу безвідмовності установки, з огляду на те, що напруга ВРУ є показником відповідності класу ПЛ з безвідмовності.

Кліматичні навантаження на шини і конструкції ВРУ НН на ПС напругою від 330 кВ до 750 кВ, від шин яких живлять власні потреби ПС, потрібно приймати за класом безвідмовності для ПЛ напругою від 330 кВ до 750 кВ відповідно до глави 2.5 цих Правил.

Під час визначення механічних навантажень на конструкції за другою групою граничних станів потрібно додатково враховувати масу людини з інструментами і монтажними пристосуваннями в разі застосування:

– натяжних ізоляційних підвісів – 2,0 кН;

– підтримувальних ізоляційних підвісів – 1,5 кН;

– опорних ізоляторів – 1,0 кН.

Вагове навантаження від спусків до апаратів ВРУ не повинне спричиняти недопустимі механічні напруження і недопустиме зближення проводів за розрахункових кліматичних умов.

4.2.47 Коефіцієнт запасу механічної міцності в разі навантажень, які відповідають **4.2.46**, потрібно приймати:

– для гнучких шин – не меншим ніж 3 стосовно їхнього часового опору розриву;

– для ізоляційних підвісів – не меншим ніж 4 стосовно гарантованого мінімального руйнівного навантаження цілого ізолятора (механічного або електромеханічного залежно від вимог стандартів на застосований тип ізолятора);

– для зчіпної арматури гнучких шин – не меншим ніж 3 стосовно мінімального руйнівного навантаження.

Розрахункові механічні зусилля, які в разі КЗ передаються жорсткими шинами на опорні ізолятори, потрібно приймати з дотриманням вимог глави 1.4 цих Правил і вимог відповідного чинного стандарту з методів розрахунку електродинамічної та термічної дії струму КЗ.

4.2.48 Опори для кріплення шин ВРУ потрібно розраховувати як проміжні або кінцеві згідно з главою 2.5 цих Правил. Проміжні опори, які тимчасово використовують як кінцеві, має бути посилено за допомогою відтяжок.

4.2.49 На ПС (РП) напругою 35 кВ і вище для кріплення гнучкої ошиновки потрібно застосовувати ізоляційні підвіси з фарфорових, скляних або полімерних ізоляторів залежно від кліматичних умов і умов забруднення. Перевагу потрібно віддавати застосуванню скляних або полімерних ізоляторів.

Конструкцію ізоляційних підвісів і кількість опорних ізоляторів для кріплення ошиновки, а також зовнішню ізоляцію електрообладнання РУ потрібно вибирати з урахуванням **4.2.163** і глави 1.9 цих Правил.

4.2.50 Компонування ВРУ напругою від 35 кВ до 220 кВ потрібно виконувати переважно без верхнього ярусу шин над вимикачами. Для ВРУ напругою 330 кВ і вище ця вимога є обов'язковою.

4.2.51 Найменші відстані в просвіті між неізольованими струмовідними частинами різних фаз, від неізольованих струмовідних частин до землі, заземлених конструкцій та огороджень, а також між неізольованими струмовідними частинами різних кіл потрібно приймати згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.1–4.2.10).

У разі якщо в електроустановках, розташованих на високогір'ї, відстані між фазами збільшують порівняно з наведеними в табл. 4.2.1 за результатами перевірки на корону, відповідно потрібно збільшувати і відстані до заземлених частин.

4.2.52 Найменші відстані в просвіті за жорстких шин (рис. 4.2.1) між струмовідними і заземленими частинами $A_{Ф-З}$ і між струмовідними частинами різних фаз $A_{Ф-Ф}$ потрібно приймати згідно з табл. 4.2.1, а за гнучких шин (рис. 4.2.2) – визначати за формулами (4.2.1–4.2.3):

$$A_{Ф-З,Г} = A_{Ф-З} + a, \tag{4.2.1}$$

$$A^1_{Ф-З,Г} = A^1_{Ф-З} + a, \tag{4.2.2}$$

$$A_{Ф-Ф,Г} = A_{Ф-Ф} + a, \tag{4.2.3}$$

де $a = f \times \sin\alpha$; (4.2.4)

f – стріла провисання проводу за температури +15 °С, м;

$$\alpha = \operatorname{arctg}(P/G); \tag{4.2.5}$$

G – лінійне навантаження від ваги проводу на 1 м довжини проводу, Н/м;

P – лінійне навантаження від вітру на 1 м довжини проводу, Н/м.

Під час визначення величини P вітровий тиск, який відповідає 40 % експлуатаційного навантаження на провід від вітру, потрібно приймати за главою 2.5 цих Правил.

4.2.53 Найменші дозволені відстані в просвіті між неізольованими струмовідними частинами сусідніх фаз, які перебувають під напругою, у момент їхнього найбільшого зближення під дією струмів КЗ повинні відповідати найменшим повітряним проміжкам на ПЛ, прийнятим для найбільшої робочої напруги і наведеним у табл. 2.5.28 глави 2.5 цих Правил.

На гнучкій ошиновці, виконаній з декількох проводів у фазі, потрібно встановлювати дистанційні розпірки.

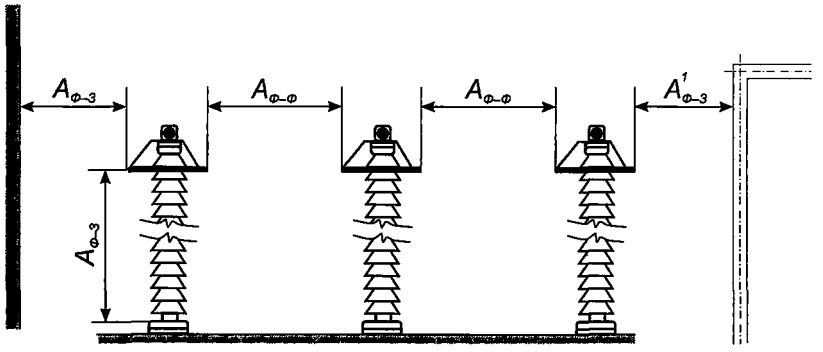


Рисунок 4.2.1 – Найменші відстані в просвіті за жорстких шин між струмовідними і заземленими частинами ($A_{Ф-З}$, $A^1_{Ф-З}$) та між струмовідними частинами різних фаз ($A_{Ф-Ф}$)

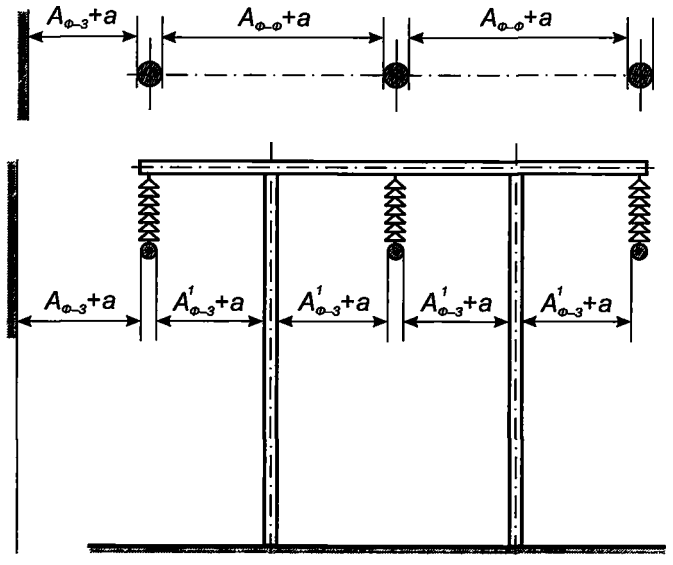


Рисунок 4.2.2 – Найменші відстані в просвіті за гнучких неізольованих шин між струмовідними і заземленими частинами та між струмовідними частинами різних фаз, розташованими в одній горизонтальній площині

4.2.54 Найменші відстані від неізольованих струмовідних частин і елементів ізоляторів, які перебувають під напругою (з боку струмовідних частин), до постійних внутрішніх огороджень повинні бути (табл. 4.2.1, рис. 4.2.3):

– по горизонталі – не меншими від розміру $Б$ за висоти огорожі 1,6 м і не меншими від розміру $A_{Ф-З}$ за висоти огорожі 2,0 м у площині огорожі;

– по вертикалі – не меншими від розміру $A_{Ф-З}$ від точки, розташованої в площині огорожі на висоті 2,7 м від поверхні землі.

Таблиця 4.2.1 – Найменші відстані в просвіті від неізольованих струмовідних частин до різних елементів ВРУ (ПС) напругою від 10 кВ до 750 кВ, захищених РВ (у чисельнику) або ОПН (у знаменнику)

Рисунок	Найменування відстані	Позначення	Ізоляційна відстань, мм, для номінальної напруги, кВ								
			до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
4.2.1 4.2.2 4.2.3	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, які перебувають під напругою, до протяжних заземлених конструкцій і постійних внутрішніх огороджень висотою, не меншою ніж 2 м, а також до стаціонарних екранів між ланками РУ і протипожежних перегородок	$A_{ф-з}$	200* –	300 –	400 –	900 600	1300 800	1800 1200	2500 2000	3750 3300	5500 5200
4.2.1 4.2.2	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, які перебувають під напругою, до заземлених конструкцій: головка апарата-опора, провід-стояк (траверса), провід-кільце (стрижень)	$A^1_{ф-з}$	200* –	300 –	400 –	900 600	1300 800	1600 1200	2200 1800	3300 2700	5000 4500
4.2.1 4.2.2	Між струмовідними частинами різних фаз	$A_{ф-ф}$	220 –	330 –	440 –	1000 750	1400 1050	2000 1600	2800 2200	4200 3400	8000 6500
4.2.3	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, які перебувають під напругою, до постійних внутрішніх огороджень висотою до 1,6 м	*Б*	950 –	1050 –	1150 –	1650 1350	2050 1550	2550 2000	3250 3000	4500 4100	6250 5800
4.2.5	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, які перебувають під напругою, до механізмів і вантажопідйомних машин в робочому і транспортному положеннях, від стропів, вантажозахопних пристроїв і вантажів	$Б^1$	1000 –	1000 –	1000 –	1500 –	2000 –	2500 –	3500 –	4500 –	6000 –
4.2.6	Між струмовідними частинами різних кіл у різних площинах у разі обслуговування нижнього кола і невимкненого верхнього	*В*	950 –	1050 –	1150 –	1650 –	2050 2000	3000 2400	4000 3500	5000 3900	7000 6000
4.2.4 4.2.10	Від необгороджених струмовідних частин до землі або покрівлі будівлі в разі найбільшого провисання проводів	*Г*	2900 –	3000 –	3100 –	3600 3300	4000 3500	4500 3900	5000 4700	6450 6000	8200 7200
4.2.8 4.2.10	Від струмовідних частин до верхнього краю зовнішньої огорожі або до будівлі чи споруди	*Д*	2200 –	2300 –	2400 –	2900 2600	3300 2800	3800 3200	4500 4000	5750 5300	7500 6500

Кінець таблиці 4.2.1

Рисунок	Найменування відстані	Позначення	Ізоляційна відстань, мм, для номінальної напруги, кВ								
			до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
4.2.6 4.2.7	Між струмовідними частинами різних кіл у різних площинах, а також між струмовідними частинами різних кіл по горизонталі в разі обслуговування одного кола і невимкненого іншого	$Д^1$	2200	2300	2400	2900 2600	3300 2800	3800 3200	4200 3800	5200 4700	7000 6500
4.2.9	Від контакту і ножа роз'єднувача у вимкненому положенні до ошиновки, приєднаної до другого контакту	$Ж$	240	365	485	1100 850	1550 1150	2200 1800	3100 2600	4600 3800	7500 6100

Примітка 1. Для елементів ізоляції, які перебувають під розподіленим потенціалом, ізоляційні відстані потрібно приймати з урахуванням фактичних значень потенціалів у різних точках поверхні ізоляції. У разі відсутності даних про розподіл потенціалу дозволено умовно приймати прямолінійний закон падіння потенціалу вздовж ізоляції від повної номінальної напруги (з боку струмовідних частин) до нуля (з боку заземлених частин).

Примітка 2. Відстань від струмовідних частин до елементів ізоляції (з боку струмовідних частин), які перебувають під напругою, до габаритів трансформаторів, які транспортують залізничними коліями, дозволено приймати меншою від розміру $Б^1$, але не меншою від розміру $А^1_{Ф-З}$.

Примітка 3. Відстані $А_{Ф-З}$, $А^1_{Ф-З}$ й $А_{Ф-Ф}$ для ВРУ напругою 220 кВ і вище, розташованих на висоті понад 1000 м над рівнем моря, потрібно збільшувати відповідно до вимог державних стандартів, а відстані $А_{Ф-Ф}$, $В$ і $Д^1$ треба перевіряти за умовами обмеження корони.

Примітка 4. Для напруги 750 кВ у таблиці наведено відстані $А_{Ф-Ф}$ між паралельними проводами довжиною понад 20 м; відстані $А_{Ф-Ф}$ між екранами, схрещеними проводами, паралельними проводами довжиною до 20 м для ВРУ напругою 750 кВ із розрядниками або із ОПН потрібно зменшувати на 1000 мм.

* Для апаратів ОПН відстань дозволено скорочувати за висотою апарата: до 105 мм – для напруги 6 кВ і до 150 мм – для напруги 10 кВ.

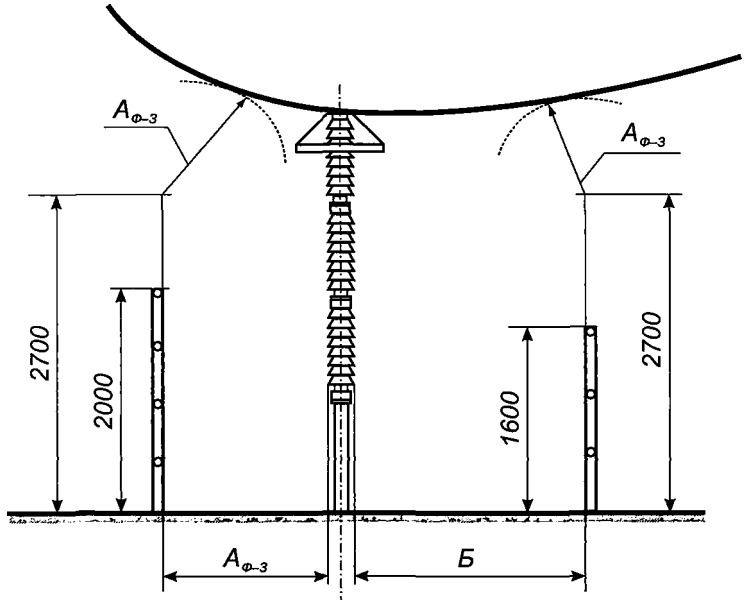


Рисунок 4.2.3 – Найменші відстані від неізольованих струмовідних частин і елементів ізоляції, які перебувають під напругою, до внутрішніх огорож

4.2.55 Струмовідні частини (уводи, шини, спуски тощо) можуть не мати внутрішніх огороджень, якщо їх розташовано над рівнем планування або наземних комунікаційних споруд, по яких можуть ходити люди (наприклад, плит кабельних каналів або лотків тощо), на висоті, не меншій від значень, які відповідають розміру *Г* згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.4). Ця вимога не стосується майданчиків обслуговування, які знаходяться над поверхнею землі, якщо доступ до них є неможливим за наявності напруги на струмовідних частинах. Такі майданчики має бути обладнано огорожами, які унеможливлюють доступ до них при наявності напруги на струмовідних частинах.

Необгороджені струмовідні частини, які з'єднують конденсатор пристроїв високочастотного зв'язку, телемеханіки і захисту з фільтром, потрібно розташовувати на висоті, не меншій ніж 2,5 м. У цьому разі фільтри встановлюють на висоті, яка дає змогу виконувати ремонт (настроювання) фільтра без зняття напруги з устаткування приєднання.

Трансформатори та апарати, в яких нижній край фарфору (полімерного матеріалу) ізоляторів розташовано над рівнем планування або наземних комунікаційних споруд на висоті, не меншій ніж 2,5 м, дозволено не обгороджувати (див. рис. 4.2.4). За меншої висоти устаткування повинне мати постійне огородження, яке задовольняє вимоги **4.2.26** і розташоване від трансформаторів і апаратів на відстанях, не менших від наведених у **4.2.54**.

4.2.56 Відстані від необгороджених струмовідних частин до габаритів транспортованих машин, механізмів і устаткування повинні бути не меншими від розміру $Б^1$ згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.5).

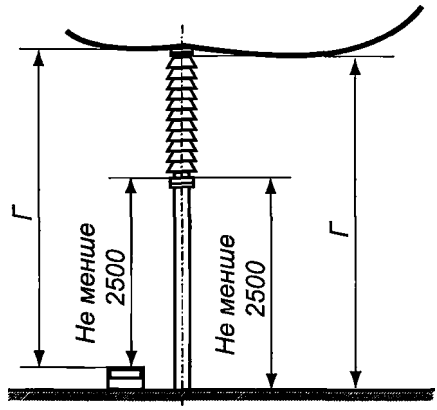


Рисунок 4.2.4 – Найменші відстані від необгороджених струмовідних частин і від нижнього краю фарфору (полімерного матеріалу) ізоляторів до землі або наземних комунікаційних споруд

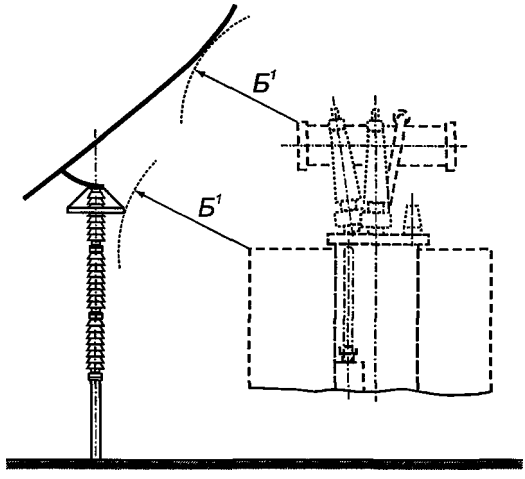


Рисунок 4.2.5 – Найменші відстані від струмовідних частин до транспортного устаткування

4.2.57 Відстані між найближчими необгородженими струмовідними частинами різних кіл потрібно вибирати за умови безпечного обслуговування одного кола за невимкненого іншого. У разі розташування необгороджених струмовідних частин різних кіл у різних (паралельних або перпендикулярних) площинах відстані по вертикалі повинні бути не меншими від розміру B, а по горизонталі – від розміру $Д^1$ згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.6). За наявності різних напруг розміри B і $Д^1$ приймають для більш високої напруги.

Розмір B визначають за умови обслуговування нижнього кола за невимкненого верхнього, а розмір $Д^1$ – за умови обслуговування одного кола за невимкненого іншого (рис. 4.2.7). Якщо такого обслуговування не передбачають, відстань між

струмовідними частинами різних кіл у різних площинах потрібно приймати згідно з **4.2.51** і **4.2.52**; у цьому разі потрібно враховувати можливість зближення проводів в умовах експлуатації (під впливом вітру, ожеледі, температури).

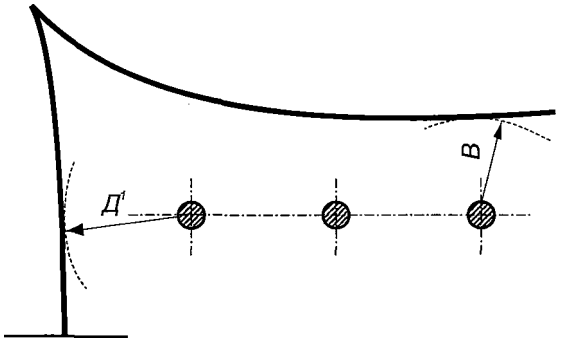


Рисунок 4.2.6 – Найменші відстані між струмовідними частинами різних кіл, розташованими у різних площинах, з обслуговуванням нижнього кола за невимкненого верхнього

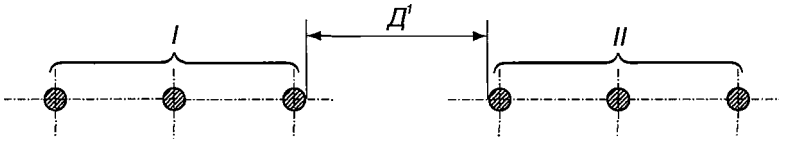


Рисунок 4.2.7 – Найменші відстані по горизонталі між струмовідними частинами різних кіл у разі обслуговування одного кола за невимкненого іншого

4.2.58 Відстані між струмовідними частинами і верхнім краєм зовнішньої огорожі повинні бути не меншими від розміру *Д* згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.8). У цьому разі відстані по вертикалі від струмовідних частин до рівня землі поза територією ВРУ (ПС) повинні бути не меншими від зазначених у **4.2.84**.

4.2.59 Відстані від рухомих контактів роз'єднувачів у вимкненому положенні до заземлених частин повинні бути не меншими від розмірів $A_{Ф-З}$ і $A^1_{Ф-З}$; до ошиновки своєї фази, приєднаної до другого контакту, – не меншими від розміру *Ж*; від ошиновки інших приєднань – не меншими від розміру *В* згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.9).

4.2.60 Відстані між струмовідними частинами ВРУ і будівлями або спорудами (ЗРУ, приміщення щита керування тощо) по горизонталі повинні бути не меншими від розміру *Д*, а по вертикалі за найбільшого провисання проводів – не меншими від розміру *Г* згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.10).

4.2.61 Прокладати повітряні освітлювальні лінії, повітряні лінії зв'язку і сигналізації над і під струмовідними частинами ВРУ, а також використовувати конструкції ПС з блискавковідводами для прокладання повітряних ліній будь-якого призначення заборонено.

4.2.62 Відстані від установлених просто неба електротехнічних пристроїв до водоохолоджувачів ПС для розрахункової температури зовнішнього повітря в діапазоні від мінус 20 °С до мінус 36 °С повинні бути не меншими від значень, наведених у табл. 4.2.2.

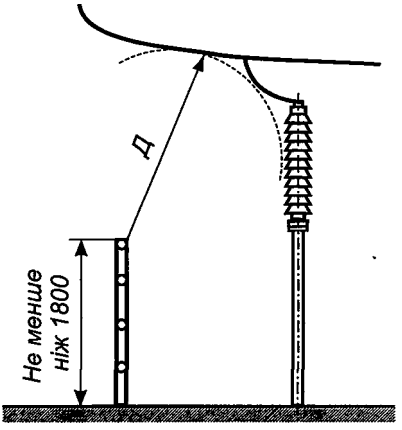


Рисунок 4.2.8 – Найменші відстані від струмовідних частин до верхнього краю зовнішньої огорожі

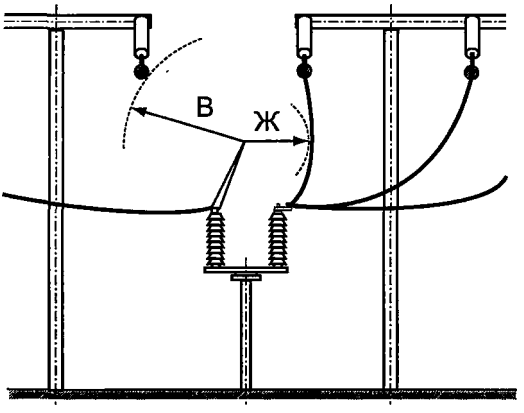


Рисунок 4.2.9 – Найменші відстані від контактів і ножів роз'єднувачів у вимкненому положенні до струмовідних частин

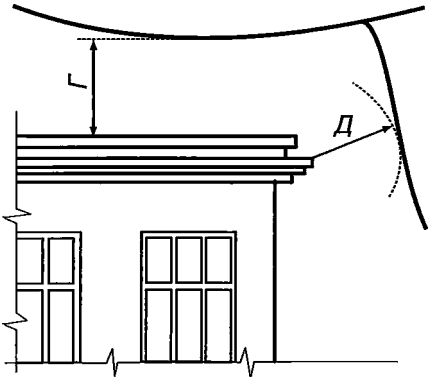


Рисунок 4.2.10 – Найменші відстані між струмовідними частинами та будівлями і спорудами

Для районів з розрахунковою температурою зовнішнього повітря, нижчою від мінус 36 °С, наведені в табл. 4.2.2 відстані потрібно збільшувати на 25 %, а з температурою, вищою від мінус 20 °С, – зменшувати на 25 %. Для об'єктів реконструкції наведені в табл. 4.2.2 відстані дозволено зменшувати не більше ніж на 25 %.

Таблиця 4.2.2 – Найменші відстані від установлених просто неба електротехнічних установок до водоохолоджувачів ПС

Водоохолоджувачі	Відстань, м
Бризкальні пристрої і відкриті градирні	80
Баштові та одновентиляторні градирні	30
Секційні вентиляторні градирні	42

4.2.63 Відстань від складів водню до ВРУ, трансформаторів, синхронних компенсаторів повинна бути не меншою ніж 50 м; до опор ПЛ – не меншою ніж 1,5 висоти опори; до будівель ПС за кількості балонів, які зберігають на складі, до 500 шт. – не меншою ніж 20 м, понад 500 шт. – не меншою ніж 25 м, до зовнішньої огорожі ПС – не меншою ніж 5,5 м.

4.2.64 Протипожежні відстані від маслонаповненого устаткування з масою масла в одиниці устаткування 60 кг і більше до виробничих і складських будівель з категорією за пожежною небезпекою В, Г і Д на території ПС повинні бути не меншими ніж:

– 16 м – за ступенів вогнестійкості I і II;

– 20 м – за ступенів вогнестійкості III, IIIа, IIIб;

– 24 м – за ступенів вогнестійкості IV, IVа і V.

Зазначені вище вимоги не розповсюджуються на випадки, наведені в **4.2.65.**

Відстані від будівлі ЗРУ до інших виробничих і складських будівель ПС повинні бути не меншими ніж 7 м. Зазначені відстані не виконують за умови, якщо стіну ЗРУ, повернуту в бік іншої будівлі, виконано протипожежною з межею вогнестійкості REI 150.

Відстані від маслонаповненого устаткування РУ ПС до будівель ЗРУ та інших технологічно пов'язаних будівель і споруд (щитів, КБ, СТК тощо) визначають технологічними вимогами.

Відстані від маслонаповненого електроустаткування до вибухонебезпечних зон і приміщень потрібно приймати відповідно до НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок».

4.2.65 У разі встановлення біля стіни будівлі виробничого або складського призначення категорії Г і Д масляних силових трансформаторів з масою масла понад 60 кг, які обслуговують ці будівлі, на відстані від них, більшій ніж 10 м, спеціальних вимог до стін, вікон і дверей будинків не пред'являють. У разі встановлення зазначених трансформаторів на відстані, меншій ніж 10 м від стіни, і в межах ділянок шириною *Б* (рис. 4.2.11) потрібно дотримуватися таких вимог:

– на першому поверсі в стінах будівлі не повинно бути вікон і дверей;

– на другому і третьому поверхах у стінах будівлі дозволено мати протипожежні вікна з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 60. Вище третього поверху дозволено мати вікна, які відчиняються всередину приміщення, з прорізами, захищеними зовні металевою сіткою з отворами розміром, не більшим ніж 25 мм × 25 мм;

– стіну будівлі з боку силових трансформаторів потрібно виконувати протипожежною з межею вогнестійкості REI 150. Стіна повинна перевищувати покрівлю будівлі не менше ніж на 0,6 м, якщо принаймні один з елементів покриття, за винятком покрівлі, виконано з матеріалів груп горючості Г3 або Г4; на 0,3 м, якщо принаймні один з елементів покриття, за винятком покрівлі, виконано з матеріалів груп горючості Г1 або Г2. Протипожежна стіна може не перевищувати покрівлю, якщо всі елементи, за винятком покрівлі, виконано з негорючих матеріалів;

– виконувати вентиляційні приймальні отвори в стіні будівлі заборонено; витяжні отвори з викидом незабрудненого повітря дозволено виконувати на висоті вище першого поверху. Виконувати вентиляційні отвори в огороджувальних конструкціях кабельних приміщень із боку трансформаторів на ділянці шириною *Б* заборонено;

– відстань у просвіті між частинами трансформаторів, які найбільше виступають, і стіною будівлі повинна бути не меншою ніж 0,8 м;

– уздовж усіх основних силових трансформаторів потрібно передбачати проїзд шириною не менше ніж 3,5 м або пожежний під'їзд до кожного з них.

Наведені на рисунку 4.2.11 розміри *а*, *б* і *А* приймають до найбільш виступаючих частин трансформаторів на висоті до 1,9 м від поверхні землі. За одиничної потужності силових трансформаторів до 1,6 МВ • А відстань *в* приймають не меншою ніж 1,5 м, а для трансформаторів за одиничної потужності понад 1,6 МВ • А – не меншою ніж 2,0 м. Відстань *б* приймають згідно з **4.2.112**.

Вимоги цього пункту поширюються також на КТП, установлені просто неба.

4.2.66 Відстані від житлових і громадських будинків до ПС потрібно приймати відповідно до вимог державних будівельних норм з містобудування та санітарних норм.

4.2.67 Для запобігання розтіканню масла і поширенню пожежі під час пошкодження маслонаповнених силових трансформаторів (шунтувальних реакторів) з кількістю масла понад 1 т в одиниці (в одному баку) потрібно застосовувати маслоприймачі з відведенням масла масловідводами в маслозбірники. Для трансформаторів (реакторів) потужністю до 10 МВ • А і маслонаповнених бакових вимикачів на напругу 110 кВ і вище дозволено виконувати маслоприймачі без відведення масла.

Об'єм маслоприймача з відведенням масла потрібно розраховувати на приймання 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор).

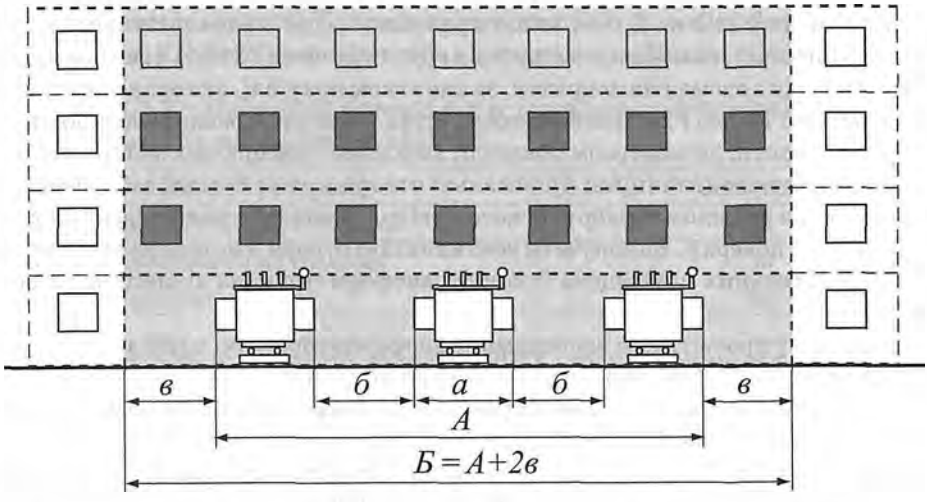
Об'єм маслоприймача без відведення масла потрібно розраховувати на приймання 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор), і 80 % води засобів пожежогасіння з розрахунку зрошення площ маслоприймача і бічної поверхні трансформатора (реактора) з інтенсивністю 0,2 л/см^2 протягом 30 хв.

Об'єм маслоприймача для бакових вимикачів потрібно розраховувати на приймання 80 % масла, яке знаходиться в одному баку.

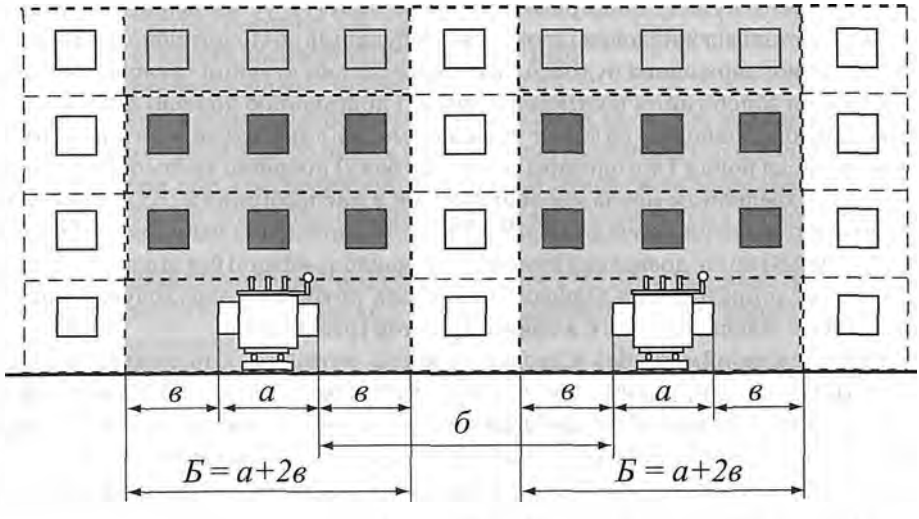
Габарити маслоприймача повинні виступати за габарити одиничного устаткування не менше ніж на 0,6 м за маси масла до 2 т; 1,0 м – за маси масла понад 2 т до 10 т; 1,5 м – за маси понад 10 т до 50 т; 2,0 м – за маси понад 50 т. У цьому разі габарит маслоприймача дозволено приймати меншим на 0,5 м з боку стіни або перегородки, розташованої від трансформатора (реактора) на відстані, меншій ніж 2,0 м.

Маслоприймачі з відведенням масла може бути виконано як заглибленого типу (дно – нижче рівня навколишнього планування землі), так і незаглибленого типу (дно – на рівні навколишнього планування землі).

Перший варіант



Другий варіант



звичайне вікно;

вікно, яке не відчиняють, з армованим склом;

вікно, яке відчиняють усередину будинку, з металевою сіткою зовні

Рисунок 4.2.11 – Вимоги до відкритого встановлення масляних силових трансформаторів біля виробничих будівель з виробничими приміщеннями категорій Г і Д

Незаглиблений маслоприймач потрібно виконувати у вигляді бортових огорож маслонаповненого електроустаткування. Висота бортових огорож повинна бути не меншою ніж 0,25 м і не більшою ніж 0,5 м над рівнем навколишнього планування землі.

У разі виконання загибленого маслоприймача облаштування бортових огорож дозволено не виконувати.

Дно маслоприймача (заглибленого і незаглибленого) повинне мати ухил, не менший ніж 0,005, у бік приямка і бути засипаним чистим гравієм чи промитим гранітним щебенем або непористим щебенем іншої породи з частинками розміром від 30 мм до 70 мм. Товщина засипки повинна бути не меншою ніж 0,25 м.

Верхній рівень гравію (щебеню) повинен бути не менше ніж на 7,5 см нижчим від верхнього краю борта (у разі улаштування маслоприймачів з бортовими огородженнями) або рівня навколишнього планування (у разі улаштування маслоприймачів без бортових огороджень).

Дозволено не засипати дно маслоприймачів по всій площі гравієм. У цьому разі на системах відведення масла від трансформаторів (реакторів) потрібно передбачати установлення вогнезагороджувачів.

Маслоприймачі без відведення масла в маслозбірник потрібно виконувати загибленої конструкції з металевою решіткою, поверх якої потрібно насипати шар чистого гравію, промитого гранітного щебеню або непористого щебеню іншої породи з частинками розміром від 30 мм до 70 мм товщиною не менше ніж 0,25 м. Крім того, потрібно передбачати пристрої для видалення масла і води з маслоприймачів і контролю наявності масла і води в маслоприймачі.

Облаштування маслоприймачів і масловідводів повинне унеможливлювати витікання масла чи масло-водяної емульсії з одного маслоприймача в інший, розтікання масла по кабельних та інших підземних спорудах, поширення пожежі, засмічення масловідводу і забивання його снігом, льодом тощо.

Масловідводи повинні забезпечувати відведення з маслоприймача масла і води, застосовуваної для гасіння пожежі автоматичними стаціонарними установками, в об'ємі 50 % масла і повного об'єму води за час, не більший ніж 15 хв, на безпечну в пожежному відношенні відстань від устаткування і споруд (але не меншу ніж 10 м). Масловідводи дозволено виконувати у вигляді підземних трубопроводів або відкритих кюветів і лотків.

Об'єм маслозбірників залежно від групи електричних ПС (додаток А) повинен становити:

– для відкритих ПС I групи – 100 % об'єму масла одиничного устаткування, яке вміщує найбільшу кількість масла, і 80 % розрахункового об'єму води, застосовуваної для автоматичного пожежогасіння силового трансформатора (реактора);

– для закритих ПС I групи – 100 % об'єму масла одиничного устаткування, яке вміщує найбільшу кількість масла, і 100 % розрахункового об'єму води, застосовуваної для автоматичного пожежогасіння силового трансформатора;

– для відкритих ПС II групи – 100 % об'єму масла одиничного устаткування, яке вміщує найбільшу кількість масла, і 80 % розрахункового об'єму води, застосовуваної для пожежогасіння з пожежних гідрантів;

– для закритих ПС II групи – 100 % об'єму масла одиничного устаткування, яке вміщує найбільшу кількість масла, і 80 % розрахункового об'єму води, застосовуваної для внутрішнього пожежогасіння будівлі ЗПС;

– для ПС III групи – 100 % об'єму масла одиничного устаткування, яке вміщує найбільшу кількість масла, і додатково 20 м^3 (запас).

Маслозбірники потрібно передбачати закритого типу.

Вимоги цього пункту не поширюються на силові трансформатори (реактори) з елегазовим наповненням.

4.2.68 На ПС із установленими просто неба силовими трансформаторами на напругу 110 кВ і 150 кВ, одиничною потужністю 63 МВ • А і більше, з трансформаторами на напругу 220 кВ і вище незалежно від потужності, на ПС із синхронними компенсаторами, а також на закритих ПС напругою 110 кВ і вище з трансформаторами одиничною потужністю, меншою ніж 63 МВ • А, для гасіння пожежі потрібно передбачати протипожежний водопровід. Як джерело постачання води для протипожежного водопроводу потрібно використовувати існуючі зовнішні водопровідні мережі, водосховища, річки, ставки тощо, а за їх відсутності – спеціально передбачені резервуари або штучні водоймища.

На ПС із установленими просто неба силовими трансформаторами напругою від 35 кВ до 150 кВ, одиничною потужністю, меншою ніж 63 МВ • А, протипожежного водопроводу і протипожежних резервуарів (водоймищ) не передбачають.

4.2.69 Комплектну розподільну установку зовнішнього установлення (КРУЗ) і КТП з установленням їх просто неба потрібно розташовувати на спланованій площадці на висоті, не меншій ніж 0,2 м від рівня планування з виконанням біля шаф площадки для обслуговування. У районах, де можливі сніжні замети, КРУЗ і КТП дозволено установлювати просто неба на висоті, не меншій ніж 1,0 м.

Розташування КРУЗ і КТП повинне забезпечувати зручне викочування і транспортування трансформаторів і викочуваної частини камер.

ЗАКРИТІ РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ І ПІДСТАНЦІЇ

4.2.70 ЗРУ і ПС можуть бути розташованими як в окремих будівлях, так і у вбудованих і прибудованих приміщеннях. Прибудовувати ПС (РУ) до існуючої будівлі з використанням стіни будівлі як стіни ПС (РУ) дозволено за умови вжиття заходів, які запобігають порушенню гідроізоляції стику внаслідок осідання прибудованої ПС (РУ).

Додаткові вимоги до спорудження вбудованих і прибудованих ПС у житлових і громадських будинках зазначено в НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок» та в ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».

4.2.71 ЗРУ різних класів напруг потрібно розміщувати в окремих приміщеннях. Ця вимога не поширюється на КТП напругою 35 кВ і нижче.

РУ напругою до 1 кВ дозволено розміщувати в одному приміщенні з РУ напругою понад 1 кВ за умови, що ці РУ буде експлуатувати одна організація.

Приміщення РУ, силових трансформаторів, перетворювачів тощо потрібно відділяти від службових та інших допоміжних приміщень.

Приміщення РУ, в якому встановлено КРУЕ або елегазові вимикачі напругою 35 кВ і вище, а також приміщення для їх ревізії та ремонту повинно бути ізольовано від інших приміщень.

4.2.72 У приміщенні ЗРУ напругою 35 кВ і вище і в закритих камерах силових трансформаторів потрібно передбачати стаціонарні пристрої або можливість застосування пересувних чи інвентарних вантажопідйомних пристроїв для механізації ремонтних робіт і технічного обслуговування устаткування.

У приміщенні КРУ потрібно передбачати площадку для ремонту і налагодження викочуваних елементів, якщо для цього не передбачено окремих приміщень.

4.2.73 У разі розміщення в ЗРУ блоків КРУЕ з закритою системою потрібно передбачати площадки для обслуговування блоків на різних рівнях, якщо таких площадок підприємства-виробники не постачають.

4.2.74 Трансформаторні приміщення і ЗРУ заборонено розміщувати:

– безпосередньо над і під приміщеннями з вибухонебезпечними зонами будь-якого класу;

– під приміщенням виробництв із мокрим технологічним процесом, під душовими, вбиральнями, ванними тощо;

– безпосередньо над і під приміщеннями, в яких у межах площі, займаної РУ або приміщеннями з масляними силовими трансформаторами, одночасно можуть перебувати більше ніж 50 осіб. Ця вимога не поширюється на трансформаторні приміщення із сухими трансформаторами або з негорючим, екологічно чистим наповненням.

4.2.75 Ізоляцію уводів, а також ізоляторів гнучких і жорстких відкритих установлених просто неба струмопроводів генераторів напругою від 6 кВ до 10 кВ потрібно вибирати на номінальну напругу 20 кВ, за напруги від 13,8 кВ до 24 кВ – на напругу 35 кВ. У разі розміщення ізоляторів в умовах забрудненої атмосфери їхню номінальну напругу вибирають з урахуванням ступеня забруднення.

4.2.76 Відстані в просвіті між неізольованими струмовідними частинами різних фаз, від неізольованих струмовідних частин до заземлених конструкцій і огорож, підлоги і рівня землі, а також між необгородженими струмовідними частинами різних кіл повинні бути не меншими значень, наведених у табл. 4.2.3 (рис. 4.2.12–4.2.15).

Гнучкі шини в ЗРУ на їхнє зближення під дією струмів КЗ потрібно перевіряти згідно з **4.2.53**.

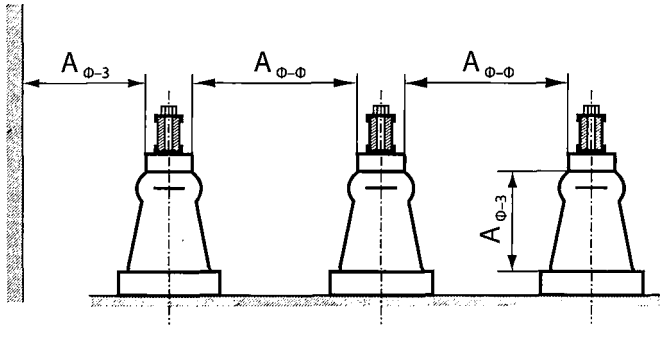


Рисунок 4.2.12 – Найменші відстані в просвіті між неізольованими струмовідними частинами різних фаз у ЗРУ та між ними і заземленими частинами

Таблиця 4.2.3 – Найменші відстані в просвіті від неізольованих струмовідних частин до різних елементів ЗРУ (ЗПС) напругою від 3 кВ до 330 кВ, захищених РВ (у чисельнику) або ОПН (у знаменнику)

Рисунок	Найменування відстані	Позначення	Ізоляційна відстань, мм, для номінальної напруги, кВ								
			3	6	10	20	35	110	150	220	330
4.2.12	Від струмовідних частин до заземлених конструкцій і частин будівель	$A_{Ф-З}$	65	90*	120*	180	290	700 600	1100 800	1700 1200	2400 2000
4.2.12	Між провідниками різних фаз	$A_{Ф-Ф}$	70	100	130	200	320	800 750	1200 1050	1800 1600	2600 2200
4.2.13	Від струмовідних частин до суцільних огороджень	*Б*	95	120	150	210	320	730 630	1130 830	1730 1230	2430 2030
4.2.13 4.2.14	Від струмовідних частин до сітчастих огороджень	*В*	165	190	220	280	390	800 700	1200 900	1800 1300	2500 2100
4.2.14	Між необгородженими струмовідними частинами різних кіл	*Г*	2000	2000	2000	2200	2200	2900 2800	3300 3000	3800 3400	4600 4200
4.2.15	Від необгороджених струмовідних частин до підлоги	*Д*	2500	2500	2500	2700	2700	3400 3300	3700 3400	4200 3700	5000 4500
4.2.15	Від необгороджених виводів зі ЗРУ до землі в разі виходу їх не на територію ВРУ та за відсутності проїзду транспорту під виводами	*Е*	4500	4500	4500	4750	4750	5500 5400	6000 5700	6500 6000	7200 6800
4.2.14	Від контакту і ножа роз'єднувача у вимкненому положенні до ошиновки, приєднаної до другого контакту	*Ж*	80	110	150	220	350	900 850	1300 1150	2000 1800	3000 2500

* Для апаратів ОПН відстань дозволено зменшувати за висотою на 10 мм.

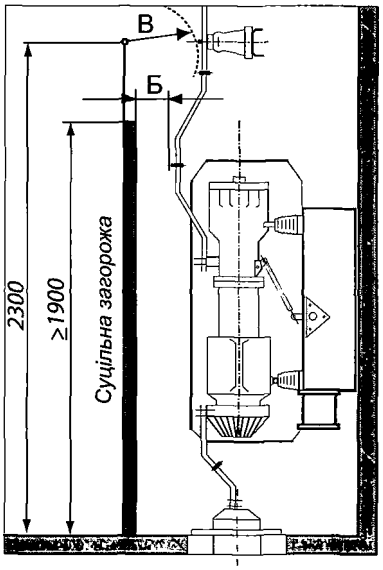


Рисунок 4.2.13 – Найменші відстані між неізольованими струмовідними частинами в ЗРУ і суцільними загорожами

4.2.77 Відстань від рухомих контактів роз'єднувачів у вимкненому положенні до неізольованої ошиновки своєї фази, приєднаної до другого контакту, повинна бути не меншою від розміру *Ж* табл. 4.2.3 (рис. 4.2.14).

4.2.78 Неізольовані струмовідні частини для їх захисту від випадкових доторкань потрібно розміщувати в камерах або обгороджувати сітками тощо.

У разі розміщення неізольованих струмовідних частин поза камерами і розташування їх нижче від розміру *Д* згідно з табл. 4.2.3 від підлоги їх потрібно відгороджувати. Висота проходу під горизонтальною загорожею повинна бути не меншою ніж 1,9 м (рис. 4.2.15).

Струмовідні частини, розташовані вище загорожі до висоти 2,3 м від підлоги, потрібно розташовувати від площини загорожі на відстанях, наведених у табл. 4.2.3 для розміру *В* (рис. 4.2.14).

Необгороджені струмовідні частини, які з'єднують конденсатор пристроїв високочастотного зв'язку, телемеханіки і захисту з фільтром, потрібно розміщувати на висоті, не меншій ніж 2,2 м. У цьому разі фільтр потрібно встановлювати на висоті, яка дає змогу виконувати ремонт (настройку) фільтра без зняття напруги з устаткування приєднань.

Апарати, в яких нижній край фарфору (полімерного матеріалу) ізоляторів розташовано над підлогою на висоті 2,2 м і більше, дозволено не обгороджувати, якщо виконання наведених вище вимог дотримано.

Застосовувати бар'єри як загорожі струмовідних частин у обгороджених камерах заборонено.

4.2.79 Необгороджені неізольовані струмовідні частини різних кіл, які перебувають на висоті, яка перевищує розмір *Д* згідно з табл. 4.2.3, потрібно розташовувати на такій відстані одна від одної, щоб після вимикання будь-якого кола (наприклад,

секції шин) було забезпечене його безпечне обслуговування за наявності напруги на сусідніх колах. Зокрема, відстань між необгородженими струмовідними частинами, розташованими із двох боків коридору обслуговування, повинна відповідати розміру *Г* згідно з табл. 4.2.3 (рис. 4.2.14).

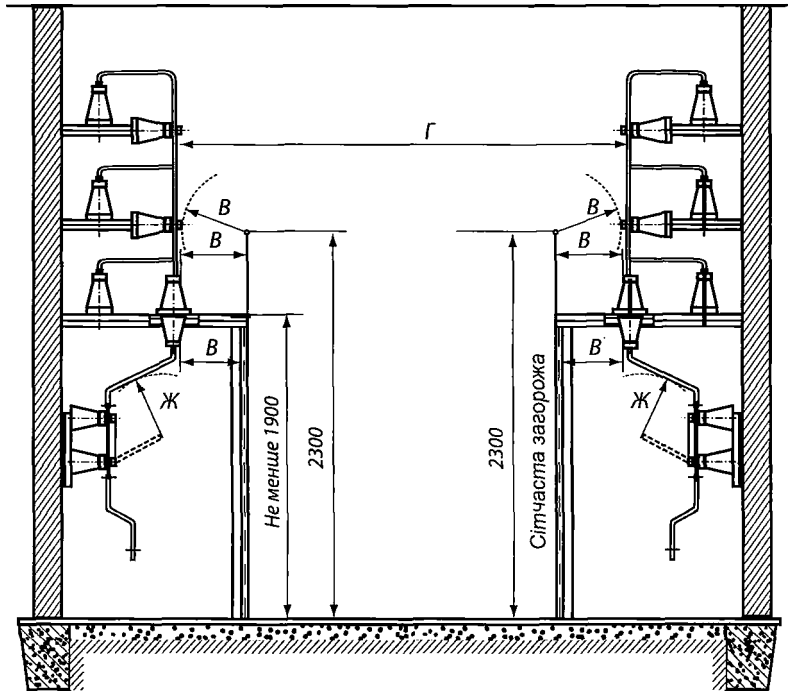


Рисунок 4.2.14 – Найменші відстані від неізольованих струмовідних частин в ЗРУ до сітчастих загорож і між необгородженими струмопровідними частинами різних кіл

4.2.80 Ширина коридору обслуговування ЗРУ (за винятком ЗРУ з установленням КРУ з викочуваними елементами) повинна забезпечувати зручне обслуговування установки і переміщення устаткування. У цьому разі його ширина в просвіті між вертикальними площинами, проведеними через частини КРУ, які максимально виступають, або приводи комутаційних апаратів РУ, повинна бути не менше ніж:

– 1,0 м – у разі однобічного розташування устаткування;

– 1,2 м – у разі двобічного розташування устаткування.

Ширина вибухового коридору повинна бути не менше ніж 1,2 м.

Дозволено місцеве звуження коридору обслуговування, а також вибухового коридору будівельними конструкціями не більше ніж на 0,2 м.

4.2.81 Ширина коридору обслуговування КРУ з викочуваними елементами і КТП повинна забезпечувати зручність обслуговування, переміщення і розвертання устаткування та його ремонту.

У разі встановлення КРУ і КТП в окремих приміщеннях ширину коридору потрібно визначати з урахуванням таких вимог:

– у разі однорядного встановлення – довжина найбільшого з візків КРУ (з усіма частинами, які виступають) плюс не менше ніж 0,6 м;

– у разі дворядного встановлення – довжина найбільшого з візків КРУ (з усіма виступаючими частинами) плюс не менше ніж 0,8 м.

У всіх випадках ширина проходу повинна бути не меншою ніж 1 м і не меншою від розміру візка по діагоналі. У цьому разі місцеве звуження проходу навпроти викочуваних візків заборонено.

За наявності коридору обслуговування поза КРУ і КТП ширина коридору повинна бути не меншою ніж 0,8 м; дозволено окремі місцеві звуження не більше ніж на 0,2 м.

4.2.82 У разі відкритого встановлення КРУ і КТП у виробничих приміщеннях ширину вільного проходу вздовж КРУ і КТП потрібно визначати з урахуванням розташування виробничого устаткування, можливості транспортування найбільших елементів КРУ і КТП, але в кожному разі ширина вільного проходу повинна бути не меншою ніж 1,0 м.

4.2.83 Висота приміщення повинна бути не меншою від висоти КРУ, КТП, рахуючи від шинних уводів, перемичок або частин шаф, які виступають, плюс 0,8 м до стелі або 0,3 м до балок.

Дозволено мати меншу висоту приміщення, якщо забезпечено зручність і безпеку заміни, ремонту та налагодження устаткування КРУ, КТП, шинних уводів і перемичок.

4.2.84 У разі повітряних уводів у ЗРУ, КТП і ЗПС, які не перетинають проїздів або місця, де можливий рух транспорту, відстані від нижчої точки проводу до поверхні землі повинні бути не меншими від розміру *Е* (табл. 4.2.3 і рис. 4.2.15).

За менших відстаней від проводу до рівня землі територію на відповідній ділянці під уводами потрібно обгороджувати огорожею висотою 1,6 м; у цьому разі відстань від рівня землі до проводу в площині огорожі повинна бути не меншою від розміру *Е*.

У разі повітряних уводів, які перетинають проїзди або місця, де можливий рух транспорту, відстані від нижчої точки проводу до рівня землі потрібно приймати згідно з табл. 2.5.33 глави 2.5 цих Правил.

У разі повітряних виводів зі ЗРУ на територію ВРУ зазначені відстані потрібно приймати згідно з табл. 4.2.1 для розміру *Г* (рис. 4.2.4).

Відстані між суміжними лінійними уводами двох кіл повинні бути не меншими від значень, наведених у табл. 4.2.1 для розміру *Д*, якщо не передбачено перегородок між уводами сусідніх кіл.

На покрівлі будівлі ЗРУ над повітряними уводами потрібно передбачати огорожу висотою не менше ніж 0,8 м, яка виходить у плані не менше ніж по 0,5 м від осей крайніх фаз, а також улаштування над уводами козирків тих самих габаритів у плані.

4.2.85 Виходи із ЗРУ потрібно виконувати з дотриманням таких вимог:

– за довжини РУ до 7 м дозволено мати один вихід;

– за довжини РУ понад 7 м до 60 м потрібно передбачати два виходи по його кінцях; дозволено розташовувати виходи із РУ на відстані 7 м від його торців;

– за довжини РУ понад 60 м, крім виходів по його кінцях, потрібно передбачати додаткові виходи з таким розрахунком, щоб відстань від будь-якої точки коридору обслуговування, керування або вибухового коридору до виходу була не більше ніж 30 м.

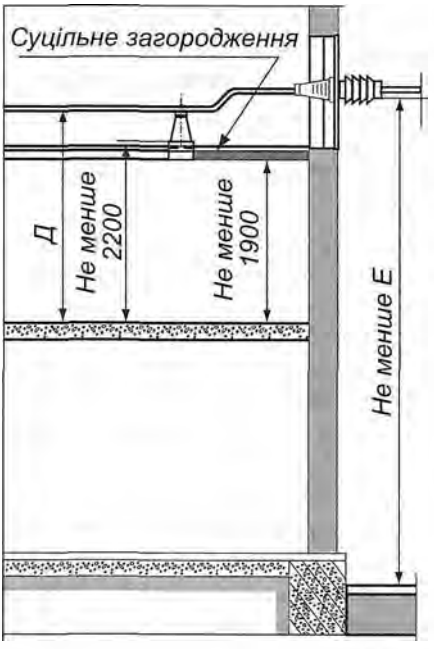


Рисунок 4.2.15 – Найменші відстані від підлоги до необгороджених неізольованих струмовідних частин і нижнього краю фарфору (полімерного матеріалу) ізолятора і висота проходу в ЗРУ. Найменші відстані від поверхні землі до необгороджених лінійних виводів зі ЗРУ поза територією ВРУ та за відсутності проїзду транспорту під виводами

Виходи може бути виконано назовні, на сходову клітку або в інше виробниче чи складське приміщення категорії Г або Д, а також в інші відсіки РУ, відділені від даного протипожежними дверима з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 30. У багатоповерхових РУ другий і додатковий виходи може бути передбачено також на балкон із зовнішніми пожежними сходами.

Ворота камер із шириною стулки більше ніж 1,4 м повинні мати хвіртку, якщо їх використовують для виходу.

4.2.86 Вибухові коридори великої довжини потрібно розділяти на відсіки довжиною не більше ніж 60 м, перегородками з межею вогнестійкості не менше ніж EI 45 із дверима, виконаними згідно з **4.2.88** з межею вогнестійкості не менше ніж EI 30. Вибухові коридори повинні мати виходи назовні або на сходову клітку.

4.2.87 Підлоги приміщень РУ потрібно виконувати по всій площі кожного поверху на одній позначці. Конструкція підлог повинна унеможливлювати утворення цементного пилу.

Застосовувати пороги в дверях між окремими приміщеннями і в коридорах заборонено (як виняток див. у **4.2.90**, **4.2.93**, **4.2.95** і **4.2.96**).

4.2.88 Двері з РУ повинні відчинятися в напрямку інших приміщень або назовні та мати самозамикальні замки, які відкриваються без ключа з боку РУ.

Двері між відсіками одного РУ або суміжними приміщеннями двох РУ повинні мати пристрій, який фіксує двері в зачиненому положенні і не перешкоджає відчиненню дверей в обох напрямках.

Двері між приміщеннями (відсіками) РУ різних напруг повинні відчинятися в бік РУ з нижчою напругою.

4.2.89 Замки у дверях приміщень РУ однієї напруги повинні відмикатися тим самим ключем; ключі від вхідних дверей РУ та інших приміщень не повинні підходити до замків камер.

Вимоги щодо застосування самозамикальних замків не поширюються на РУ міських і сільських розподільних електричних мереж напругою до 10 кВ.

4.2.90 Приміщення ЗРУ на територіях без охорони потрібно споруджувати без вікон. В інших випадках, у разі потреби в природному освітленні, дозволено мати вікна зі склоблоків або армованого скла.

У приміщенні ЗРУ вікна не повинні відчинятися.

Вікна має бути захищено сітками з отворами розміром, не більшим ніж 25 мм × 25 мм, установлюваними ззовні. У цьому разі дозволено використовувати вікна, які відчиняються всередину приміщення.

У верхній частині приміщення ЗРУ напругою від 110 кВ до 220 кВ з установленням маслонаповненого комутаційного устаткування та маслонаповнених силових трансформаторів потрібно передбачати віконні прорізи із заскленням площею, яка дорівнює 30 % площі однієї найбільшої зовнішньої стіни відповідно до НАПБ В. 01.056-2005/111 «Правила будови електроустановок. Протипожежний захист електроустановок».

4.2.91 В одному приміщенні з РУ напругою до 1 кВ і вище дозволено установлювати один масляний силовий трансформатор потужністю до 0,63 МВ • А або два масляних силових трансформатори потужністю кожний до 0,4 МВ • А, відділені від іншої частини приміщення перегородкою з межею вогнестійкості EI 45, висотою не менше від висоти трансформатора, включаючи уводи ВН. У цьому разі неізольовані струмовідні частини напругою понад 1 кВ потрібно обгороджувати згідно з **4.2.78**.

4.2.92 Апарати пускових пристроїв електродвигунів, синхронних компенсаторів тощо (вимикачі, пускові реактори, трансформатори тощо) дозволено встановлювати в загальній камері без перегородок між ними.

4.2.93 У камерах РУ, які мають виходи у вибуховий коридор, дозволено встановлювати силові трансформатори з масою масла до 600 кг.

Трансформатори напруги незалежно від маси масла в них дозволено встановлювати в обгороджених камерах РУ. У цьому разі в камері потрібно передбачати поріг або пандус, розрахований на утримання повного об'єму масла у вимірювальному трансформаторі.

4.2.94 У вибухових коридорах не дозволено встановлювати устаткування з відкритими струмовідними частинами.

4.2.95 У закритих окремо розташованих, прибудованих і вбудованих у виробничі приміщення ПС, у камерах силових трансформаторів, масляних вимикачів та інших маслонаповнених апаратів з масою масла або іншого екологічно безпечного рідинного діелектрика в одному баку до 600 кг у разі розташування камер на першому поверсі потрібно виконувати поріг або пандус для утримання повного об'єму рідини.

За маси масла або негорючого екологічно безпечного рідинного діелектрика в одному баку понад 600 кг потрібно влаштовувати приймач рідини, розрахований на

повний об'єм рідини або на утримання 20 % рідини з відведенням у маслозбірник. Облаштування приймача рідини потрібно виконувати згідно з **4.2.96**, підпункти в) і г).

Потрібно передбачати заходи проти розтікання рідини через дверні прорізи, кабельні споруди, прорізи вентиляційних каналів тощо.

4.2.96 У разі спорудження камер над підвалом, на другому поверсі і вище (див. також **4.2.117**), а також у разі облаштування виходу з камер у вибуховий коридор під маслонаповненими силовими трансформаторами або трансформаторами з іншим екологічно безпечним рідинним діелектриком, масляними вимикачами та іншими маслонаповненими апаратами потрібно виконувати приймачі рідини за одним із таких способів:

а) за маси масла в одному баку до 60 кг потрібно виконувати поріг або пандус для утримання повного об'єму масла;

б) за маси масла від 60 кг до 600 кг під трансформатором (апаратом) потрібно виконувати маслоприймач, розрахований на повний об'єм масла, або біля виходу з камери – поріг або пандус для утримання повного об'єму масла;

в) за маси масла в одному баку понад 600 кг потрібно виконувати:

1) маслоприймач, який вміщує не менше 20 % повного об'єму масла трансформатора або апарата, з відведенням масла в маслозбірник. Масловідвідні труби від маслоприймача під трансформаторами повинні мати діаметр, не менший ніж 10 см. З боку маслоприймачів масловідвідні труби потрібно захищати сітками;

2) маслоприймач без відведення масла в маслозбірник. У цьому разі маслоприймач потрібно перекривати решіткою із шаром чистого промитого гранітного (або іншої непористої породи) гравію товщиною 25 см або щебеню фракцією від 30 мм до 70 мм; він має бути розрахованим на повний об'єм масла; рівень масла повинен бути на 5 см нижче решітки. Верхній рівень гравію в маслоприймачі під трансформатором повинен бути на 7,5 см нижче отвору повітропідвідного вентиляційного каналу. Площа маслоприймача повинна бути більшою від площі основи трансформатора або апарата.

Дно маслоприймача повинне мати ухил 2 % у бік приямка;

г) у разі встановлення устаткування із заповненням негорючим екологічно безпечним рідинним діелектриком потрібно виконувати заходи, зазначені в підпунктах а)–в) для масла, за винятком перекривання приймача рідини гравієм.

4.2.97 Вентиляційна система приміщень силових трансформаторів і реакторів повинна забезпечувати відведення теплоти в таких кількостях, щоб за номінального навантаження з урахуванням перевантажувальної здатності і максимальної розрахункової температури навколишнього середовища нагрівання трансформаторів і реакторів не перевищувало максимально припустимого для них значення.

Вентиляцію приміщень силових трансформаторів і реакторів потрібно виконувати таким чином, щоб різниця температур повітря, яке виходить із приміщення та входить до нього, не перевищувала: 15 °С – для трансформаторів; 30 °С – для реакторів на струм до 1000 А; 20 °С – для реакторів на струм понад 1000 А.

За неможливості забезпечити теплообмін природною вентиляцією потрібно передбачати примусову. У цьому разі потрібно контролювати її роботу за допомогою сигнальних апаратів.

У всіх інших електроприміщеннях вентиляцію передбачають з урахуванням кількості тепла, яке виділяє електроустаткування, ошиновка тощо.

У приміщеннях ЗРУ з установленням шаф КРУ потрібно передбачати заходи для унеможливлення утворення роси на ізоляції електроустаткування (штучне підігрівання, вентиляція тощо).

4.2.98 У будівлях ЗРУ та ПС із застосуванням обладнання КРУЕ необхідно передбачати допоміжні приміщення відповідно до вимог ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» та приміщення для зберігання балонів з елегазом. Приміщення КРУЕ, а також допоміжні приміщення треба відокремлювати одне від одного.

Приміщення з установленим обладнанням КРУЕ та для зберігання балонів повинні бути обладнаними сигналізаторами наявності елегазу та припливно-витяжною вентиляцією. Контроль наявності елегазу та увімкнення припливно-витяжної вентиляції необхідно здійснювати згідно з ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» та СОУ-Н-МЕВ 40.1-00100227-69:2012 «Виконання робіт з елегазом. Настанова».

Рівень спрацювання приладу контролю і сигналізації наявності елегазу в приміщенні має бути не вищим від значень гранично допустимої концентрації елегазу в повітрі робочої зони згідно з ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

4.2.99 Вибухові коридори, а також коридори для обслуговування обгороджених камер або КРУ, які містять устаткування, заповнене маслом або елегазом, потрібно обладнувати аварійною витяжною вентиляцією, яка вмикається ззовні і яку не пов'язано з іншими вентиляційними пристроями. Аварійну вентиляцію потрібно розраховувати на п'ятиразовий обмін повітря за годину.

Припливні та витяжні вентиляційні отвори потрібно забезпечувати утепленими клапанами, які відкриваються ззовні.

4.2.100 У приміщеннях, в яких виробничий (електротехнічний) персонал перебуває протягом 6 год і більше, потрібно забезпечувати температуру повітря, не нижчу ніж 18 °С і не вищу ніж 28 °С.

У ремонтній зоні ЗРУ на час проведення ремонтних робіт потрібно забезпечувати температуру, не нижчу ніж 5 °С.

На ПС без постійного виробничого (електротехнічного) персоналу в приміщеннях технологічних щитів та в приміщеннях ЗРУ потрібно забезпечувати температуру згідно з технічними вимогами до устаткування та апаратів.

У приміщеннях з елегазовим устаткуванням заборонено застосовувати обігрівальні прилади з температурою нагрівальної поверхні, яка перевищує 250 °С.

4.2.101 Отвори в огороджувальних конструкціях будівель і приміщень після прокладання струмопроводів та інших комунікацій потрібно зашпаровувати матеріалом, який забезпечує вогнестійкість, не нижчу ніж вогнестійкість самої обгороджувальної конструкції, але не меншу ніж EI 60.

Інші отвори в зовнішніх стінах для запобігання проникненню тварин і птахів потрібно захищати металевими сітками або решітками з отворами розміром 10 мм × 10 мм.

4.2.102 Перекриття кабельних каналів і подвійних підлог потрібно виконувати знімними плитами з негорючих матеріалів у рівень із підлогою приміщення. Маса окремої плити перекриття не повинна перевищувати 50 кг.

4.2.103 Прокладати в камерах апаратів і силових трансформаторів транзитні кабелі і проводи заборонено. У виняткових випадках їх дозволено прокладати в металевих трубах.

Прокладати кола освітлення, керування і вимірювання дозволено всередині камер або поблизу неізольованих струмовідних частин лише на коротких ділянках і в обсязі, необхідному для виконання з'єднань (наприклад, з вимірювальними трансформаторами).

4.2.104 Прокладати в приміщенні РУ потрібні для РУ (нетранзитні) трубопроводи опалення дозволено за умови застосування суцільних зварених металевих труб без фланців, вентилів тощо, а вентиляційних зварених коробів – без люків, засувок, фланців та інших подібних пристроїв. Дозволене також транзитне прокладання металевих трубопроводів опалення за умови, що кожен трубопровід укладено в суцільну водонепроникну оболонку.

УСТАНОВЛЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ І РЕАКТОРІВ

4.2.105 Вимоги, викладені в **4.2.106–4.2.137**, поширюються на стаціонарне установлення в приміщеннях і просто неба силових трансформаторів (автотрансформаторів (АТ), регулювальних трансформаторів і шунтувальних і заземлювальних реакторів з ВН 3 кВ і вище.

Трансформатори, автотрансформатори і реактори, зазначені в цьому підрозділі, пойменовано в **4.2.106–4.2.137** терміном «трансформатори» крім спеціально оговорених.

Установлення допоміжного устаткування трансформаторів (електродвигунів системи охолодження, засобів вимірювальної техніки, пристроїв керування та пристроїв із запобігання вибуху бака масляних трансформаторів) належить виконувати за вимогами цієї глави Правил.

Вимоги **4.2.111**, **4.2.112**, **4.2.118** і **4.2.119** не поширюються на установлення трансформаторів, які входять до складу КТП із ВН до 10 кВ і ЩТП з ВН до 35 кВ.

4.2.106 Установлення трансформатора повинне забезпечувати зручні та безпечні умови його огляду без зняття напруги.

Для спостереження за рівнем масла в покажчиках на ПС, де передбачено загальне освітлення, у темний період доби потрібно установлювати додаткове освітлення покажчиків, якщо загального освітлення недостатньо.

4.2.107 До газового реле трансформаторів і пристроїв із запобігання вибуху бака масляних трансформаторів потрібно забезпечувати безпечний доступ для спостереження і відбирання проб газу без зняття напруги. Для цього трансформатори, які мають висоту від рівня головки рейки до кришки бака 3 м і більше, потрібно обладнувати стаціонарними металевими сходами.

4.2.108 Для трансформаторів, які мають котки, у фундаментах потрібно передбачати напрямні. Для закріплення трансформатора на напрямних передбачають упори, які потрібно установлювати по обидва боки трансформатора.

Трансформатори масою до 2 т, не обладнані котками, дозволено встановлювати безпосередньо на фундаменті.

На фундаментах трансформаторів потрібно передбачати місця для встановлення домкратів.

У сейсмічних районах трансформатори потрібно встановлювати безпосередньо на фундаменті із кріпленням їх до заставних елементів фундаменту для запобігання їхнім зсувам у горизонтальному і вертикальному напрямках.

4.2.109 Трансформатори, обладнані пристроями газового захисту, потрібно встановлювати так, щоб кришка мала підйом у напрямку до газового реле не менше ніж 1 %, а маслопровід до розширника – не менше ніж 2 %.

4.2.110 Уздовж ряду встановлених просто неба основних трансформаторів (шунтувальних реакторів) потрібно передбачати проїзд шириною не менше ніж 3,5 м. Дозволено виконувати під'їзд шириною не менше ніж 3,5 м до кожного трансформатора окремо.

4.2.111 Уздовж шляхів перекочування, а також біля фундаментів трансформаторів масою понад 20 т потрібно передбачати анкери, які дають змогу закріплювати за них лебідки, напрямні блоки, поліспасти, що використовують під час перекочування трансформаторів в обох напрямках. У місцях зміни напрямку переміщення трансформатора потрібно передбачати площадки для встановлення домкратів.

4.2.112 Відстані в просвіті між установленими просто неба трансформаторами визначають за технологічними вимогами, вони повинні бути не меншими ніж 1,25 м.

Зазначену відстань приймають від найбільш виступаючих частин трансформаторів, розташованих на висоті до 1,9 м від поверхні землі.

4.2.113 Між установленими просто неба силовими трансформаторами напругою 110 кВ і вище з одиничною потужністю 63 МВ • А і більше, а також між ними і трансформаторами іншого призначення (резервних фаз однофазних трансформаторів, регулювальних, власних потреб будь-якої потужності тощо) потрібно передбачати розділювальні перегородки, якщо відстань у просвіті між трансформаторами, установленими на ПС, є меншою ніж 15 м. Для силових трансформаторів, установлених уздовж зовнішніх стін будівель електростанцій на відстані від стін, меншій ніж 40 м, розділювальні перегородки передбачають у разі, якщо відстань у просвіті між трансформаторами становить менше ніж 25 м.

Розділювальні перегородки повинні мати межу вогнестійкості, не меншу ніж EI 90, ширину – не меншу ширини маслоприймача (гравійної підсипки) і висоту – не меншу ніж висота уводів ВН. Перегородки потрібно встановлювати за межами маслоприймача. Відстань у просвіті між трансформатором і перегородкою повинна бути не менше ніж 1,5 м.

Якщо трансформатори резервних фаз однофазних, власних потреб, регулювальні встановлені біля силових трансформаторів, обладнаних автоматичними установками пожежогасіння, і знаходяться в зоні дії захисту від внутрішніх пошкоджень силового трансформатора, то замість розділювальної перегородки дозволено виконувати автоматичну установку пожежогасіння трансформаторів резервних фаз, власних потреб або регулювального, об'єднану з установкою пожежогасіння силового трансформатора; у цьому разі дозволено споруджувати загальний маслоприймач.

4.2.114 Регулювальні трансформатори потрібно встановлювати в безпосередній близькості від автотрансформаторів, напругу яких регулюють, за винятком випадків, коли між автотрансформатором і регулювальним трансформатором передбачене установлення струмообмежувального реактора. Дозволено передбачати можливість перекочування силових і регулювальних трансформаторів по загальній колії.

4.2.115 Автоматичними установками пожежогасіння обладнують:

– масляні силові трансформатори на напругу 500 кВ і 750 кВ, незалежно від потужності, та на напругу 220 кВ і 330 кВ з одиничною потужністю 200 МВ • А і більше;

– масляні силові трансформатори на напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВ • А і більше, установлювані в закритих камерах.

Автоматичні установки пожежогасіння не застосовують у разі встановлення силових трансформаторів з елегазовим наповненням.

4.2.116 Пуск установки пожежогасіння має здійснюватися автоматично. Автоматичний пуск установки пожежогасіння потрібно дублювати дистанційним пуском зі щита керування і місцевим пуском. Пристрій місцевого пуску установки пожежогасіння потрібно розташовувати поблизу установки в безпечному в разі пожежі місці.

Вмикання установки пожежогасіння групи однофазних трансформаторів потрібно забезпечувати тільки на пошкоджені фази.

Технологічні установки автоматичного пожежогасіння та схеми керування установками пожежогасіння влаштовують з урахуванням вимог НАПБ В.01.056-2005/111 «Правила побудови електроустановок. Протипожежний захист електроустановок».

4.2.117 Кожен масляний трансформатор, розташований усередині приміщення, потрібно встановлювати в окремій камері (як виняток див. **4.2.91**), розташованій на першому поверсі та ізольованій від інших приміщень будівлі. Дозволено установлювати масляні трансформатори на другому поверсі за умови забезпечення можливості транспортування трансформаторів назовні і видалення масла в аварійних випадках відповідно до вимог **4.2.96**, підпункт в), як для трансформаторів з масою масла понад 600 кг.

За необхідності встановлення трансформаторів усередині приміщень вище другого поверху і нижче рівня підлоги першого поверху вони повинні бути з негорючим екологічно чистим діелектриком або сухими залежно від умов навколишнього середовища і технології виробництва. Сухі трансформатори і трансформатори з негорючим заповненням установлюють відповідно до вимог **4.2.74**.

У разі розміщування трансформаторів нижче рівня підлоги першого поверху необхідно забезпечувати унеможливлення їх підтоплення ґрунтовими і повеневими водами та внаслідок пошкодження водопровідних або каналізаційних мереж.

Дозволено встановлювати в одній загальній камері два масляні трансформатори потужністю не більше ніж 1 МВ • А кожний, які мають загальне призначення, керування, захист і які розглядають як один агрегат.

Сухі трансформатори або трансформатори з негорючим екологічно чистим діелектриком дозволено встановлювати в загальній камері в кількості до шести одиниць, якщо це не викликає ускладнень щодо експлуатації під час проведення ремонтних робіт.

Кожна камера масляних трансформаторів повинна мати окремий вихід назовні або в суміжне приміщення з негорючими підлогою, стінами і перекриттями, які не містять вогне-і вибухонебезпечних предметів, апаратів і виробництв.

4.2.118 У разі закритого встановлення трансформаторів потрібно застосовувати трансформатори переважно з винесеною системою охолодження типу групової охолоджувальної установки (ГОУ).

4.2.119 Для трансформаторів, установлюваних усередині приміщень, відстані в просвіті від найбільш виступаючих частин трансформаторів, розташованих на висоті до 1,9 м від підлоги, повинні бути не меншими ніж:

– до задньої і бічної стін – 0,3 м для трансформаторів потужністю до 0,63 МВ • А і 0,6 м – для трансформаторів більшої потужності;

– до полотна дверей або виступаючих частин стіни з боку входу – 0,6 м для трансформаторів потужністю 0,63 МВ • А; 0,8 м – для трансформаторів потужністю понад 0,63 МВ • А до 1,6 МВ • А і 1,0 м – для трансформаторів потужністю понад 1,6 МВ • А.

4.2.120 Підлога камер трансформаторів з рідинним наповненням повинна мати ухил 2 % у бік приймача рідини.

4.2.121 Двері (ворота) камер трансформаторів потрібно виконувати відповідно до вимог відповідних чинних НД з протипожежного захисту.

Безпосередньо за дверима камери дозволено встановлювати бар'єр (для огляду трансформатора з порога, без заходження в камеру) відповідно до вимог **4.2.26**.

4.2.122 У камерах трансформаторів дозволено встановлювати устаткування, яке належить до них (роз'єднувачі, ОПН, вентильні розрядники, дугогасні заземлювальні реактори тощо), а також устаткування системи охолодження.

4.2.123 Відстань по горизонталі від прорізу воріт трансформаторної камери вбудованої або прибудованої ПС до прорізу найближчого вікна або дверей приміщення цієї ПС повинна бути не менше ніж 1,0 м.

Викочувати трансформатори потужністю більше ніж 0,1 МВ • А з камер у внутрішні проїзди шириною менше ніж 5 м між будинками заборонено. Ця вимога не поширюється на камери, які виходять у проходи і проїзди всередині виробничих приміщень.

4.2.124 Вентиляційна система камер трансформаторів повинна забезпечувати відведення тепла (див. **4.2.97**) і не повинна бути пов'язаною з іншими вентиляційними системами.

Стінки вентиляційних каналів і шахт потрібно виконувати з негорючих матеріалів з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 30. Вентиляційні шахти і прорізи потрібно розташовувати таким чином, щоб у разі утворення або попадання в них вологи вона не могла стікати на трансформатори, або застосовувати заходи щодо захисту трансформатора від попадання вологи з шахти.

Вентиляційні прорізи потрібно закривати сітками з розміром отворів 1,0 см × 1,0 см і захищати від попадання через них дощу і снігу.

4.2.125 Витяжні шахти камер трансформаторів, прибудованих до будівель з негорючими стінами та які мають покрівлю з горючого матеріалу, потрібно віддаляти від стін будівлі не менше ніж на 1,5 м, або ж конструкції покрівлі із горючого матеріалу потрібно захищати парапетом з негорючого матеріалу висотою не менше ніж 0,6 м. Виведення шахт вище покрівлі будівлі в цьому разі дозволено не виконувати.

Не дозволено розташовувати отвори витяжних шахт проти віконних прорізів будівель. У разі облаштування вихідних вентиляційних отворів безпосередньо в стіні камери їх не потрібно розташовувати під виступаючими елементами покрівлі з горючого матеріалу або під прорізами в стіні будівлі, до якої камера примикає.

Якщо над дверима або вихідним вентиляційним отвором камери трансформатора є вікно, то під вікном потрібно влаштовувати козирок з негорючого матеріалу

з вильотом, не меншим ніж 0,7 м. Довжина козирка повинна бути більшою від ширини вікна не менше ніж на 0,8 м у кожен бік.

4.2.126 Трансформатори з примусовим охолоджуванням потрібно забезпечувати пристроями для автоматичного пуску і зупинки пристрою системи охолоджування.

Автоматичний пуск потрібно здійснювати залежно від температури верхніх шарів масла, а також залежно від струму навантаження трансформатора.

4.2.127 У разі застосування виносних охолоджувальних пристроїв їх потрібно розміщувати так, щоб не перешкоджати викочуванню трансформатора з фундаменту і залишалася можливість проведення їхнього ремонту на працюючому трансформаторі. Потік повітря від вентиляторів дуття не повинен бути спрямованим на бак трансформатора.

4.2.128 Розташування засувок охолоджувальних пристроїв повинне забезпечувати зручний доступ до них, можливість від'єднання трансформатора від системи охолодження або окремого охолоджувача від системи і викочування трансформатора без зливання масла чи іншого рідинного заповнювача з охолоджувачів.

4.2.129 Охолоджувальні колонки, адсорбери та інше устаткування в системі охолоджування трансформатора з примусовою циркуляцією води та масла з ненаправленим потоком масла Ц (OFWF) потрібно розташовувати в приміщенні, температура в якому не може бути нижчою ніж 5 °С. У цьому разі потрібно забезпечувати заміну адсорбера в цьому самому приміщенні.

4.2.130 Зовнішні трубопроводи систем охолоджування трансформатора з примусовою циркуляцією повітря і масла ДЦ (OFAF) та води і масла Ц (OFWF) потрібно виконувати з нержавіючої сталі або матеріалів, стійких до корозії.

Розташування трубопроводів системи охолоджування біля трансформатора не повинне утруднювати обслуговування трансформатора та охолоджувачів і має забезпечувати мінімальні трудовитрати під час викочування трансформатора. За потреби передбачають площадки і сходи, які забезпечували б зручний доступ до засувок і вентиляторів дуття.

4.2.131 У разі застосування виносної системи охолодження, складеної з окремих охолоджувачів, усі охолоджувачі (одиничні або здвоєні), розташовані в один ряд, потрібно встановлювати на загальний фундамент.

Групові охолоджувальні установки дозволено розміщувати як безпосередньо на фундаменті, так і на рейках, покладених на фундамент, якщо викочування цих установок передбачене на котках.

4.2.132 Шафи керування електродвигунами системи охолоджування ДЦ (OFAF) і Ц (OFWF), а також системи охолоджування трансформатора з примусовою циркуляцією повітря та масла з направленим потоком масла НДЦ (ODAF) потрібно встановлювати за межами маслоприймача. Дозволено навішувати шафи керування системою охолоджування трансформатора з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією масла Д (ONAF) на бак трансформатора, якщо шафа та встановлюване в ній устаткування розраховане на роботу в умовах вібрації, створюваної трансформатором.

4.2.133 Трансформатори з примусовою системою охолоджування потрібно обладнувати сигналізацією про припинення циркуляції масла (або іншого рідинного заповнювача), охолоджувальної води або зупинку вентиляторів дуття, а також про автоматичне вмикання резервного охолоджувача або резервного джерела живлення.

4.2.134 На ПС, де температура навколишнього повітря може бути нижчою від допустимої, для апаратури установок керування роботою трансформатора (шаф автоматичного керування системами охолоджування, шаф приводу пристрою регулювання напруги під навантаженням тощо) потрібно передбачати електричне підігрівання з автоматичним керуванням для забезпечення надійного функціонування апаратури.

4.2.135 У разі встановлення трансформаторів просто неба вздовж машинного залу електростанції потрібно забезпечувати можливість перекочування трансформатора до місця ремонту без демонтажу елементів трансформатора і розбирання підтримувальних конструкцій струмопроводів, порталів, шинних мостів тощо.

4.2.136 Ремонтне обслуговування трансформаторів на ПС потрібно передбачати на місці їхнього встановлення за допомогою пересувних кранів або інвентарних пристроїв. Для цього поруч із кожним трансформатором потрібно передбачати площадку, розраховану на розміщення елементів, знятих з трансформатора, який ремонтують, такелажного оснащення та устаткування, необхідного для ремонтних робіт.

У стиснених умовах ПС дозволено передбачати одну ремонтну площадку зі спорудженням до неї колії для перекочування.

4.2.137 На ПС за наявності під'їзної залізниці або в разі передбачення аварійного введення в роботу резервної фази автотрансформатора перекочуванням потрібно споруджувати поздовжні шляхи перекочування трансформаторів.

РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ І ПІДСТАНЦІЇ У ВИРОБНИЧИХ ПРИМІЩЕННЯХ

4.2.138 Вимоги, наведені в **4.2.139–4.2.148**, поширюються на РУ та ПС напругою до 35 кВ, розташовані у виробничих приміщеннях.

4.2.139 На ПС може бути встановлено сухі, масляні силові трансформатори або трансформатори з негорючим екологічно чистим діелектриком.

У виробничих приміщеннях, які мають вибухонебезпечні чи пожежонебезпечні зони, РУ і ПС потрібно виконувати відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок».

РУ і ПС із маслонаповненим устаткуванням дозволено розміщувати на першому і другому поверхах у основних і допоміжних виробничих приміщеннях, які належать до категорії Г або Д будівель I або II ступеня вогнестійкості, як в окремих приміщеннях, так і поза ними (далі – відкрите встановлення).

Розміщувати ПС з маслонаповненим устаткуванням у виробничих приміщеннях категорії В за пожежною небезпекою дозволено за погодженням з органами державного пожежного нагляду. Розміщення ПС без маслонаповненого устаткування такого погодження не потребує.

ПС дозволено встановлювати в запилених виробничих приміщеннях і приміщеннях з хімічно активним середовищем за умов застосування заходів, які забезпечують надійну роботу їх електроустаткування (див. **4.2.144**).

4.2.140 У виробничих приміщеннях силові трансформатори і РУ дозволено встановлювати в камерах, в окремих приміщеннях, а також і відкрито. У разі відкритого встановлення струмовідні частини трансформатора потрібно огороджувати, а РУ розміщувати в шафах захищеного або закритого виконання.

4.2.141 Установлювати КТП або силові трансформатори у виробничому приміщенні потрібно з дотриманням таких вимог:

а) на кожній ПС відкритого встановлення дозволено застосовувати масляні трансформатори із сумарною потужністю до 3,2 МВ • А. Відстань у просвіті між масляними трансформаторами різних КТП, а також між обгородженими камерами масляних трансформаторів повинна бути не менше ніж 10 м;

б) в одному приміщенні ПС потрібно встановлювати переважно одну КТП (дозволено встановлювати не більше трьох КТП) з масляними трансформаторами сумарною потужністю не більше ніж 6,5 МВ • А.

У разі розташування у виробничому приміщенні закритої камери масляного трансформатора маса масла повинна бути не більше ніж 6,5 т.

Відстань між окремими приміщеннями різних КТП або між закритими камерами масляних трансформаторів, розташованих усередині виробничої будівлі, не обмежують.

Обгороджувальні конструкції приміщення ПС, в якому встановлюють КТП із масляними трансформаторами, а також закритих камер масляних трансформаторів і апаратів з масою масла понад 60 кг, потрібно виконувати з негорючих матеріалів з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 60.

Вимоги, наведені в підпункті б), поширюються також на прибудовані та вбудовані ПС, які передбачають викочування масляного трансформатора всередину будівлі;

в) сумарна потужність масляних трансформаторів ПС, установлених на другому поверсі, не повинна перевищувати 1 МВ • А. Установлення КТП із масляними трансформаторами та масляних трансформаторів вище другого поверху заборонено;

г) для ПС із сухими трансформаторами або з негорючим рідким екологічно чистим діелектриком їх потужність, кількість, відстані між ними, а також поверх установлення не обмежують.

4.2.142 Під кожним силовим трансформатором і апаратом з масою рідинного наповнювача (масла або негорючого екологічно чистого діелектрика) понад 60 кг потрібно влаштовувати приймач рідини з дотриманням вимог **4.2.96**, підпункт в), як для трансформаторів і апаратів з масою масла понад 600 кг.

4.2.143 Вимикачі ПС, розташовані у виробничих приміщеннях, повинні бути безмасляними.

Установлювати бакові масляні вимикачі дозволено лише в закритих камерах у разі дотримання таких умов:

– кількість вимикачів на ПС повинна бути не більше трьох;

– маса масла в кожному вимикачі не повинна перевищувати 60 кг.

4.2.144 Вентиляція ПС, розташованих в окремих приміщеннях, повинна відповідати **4.2.97–4.2.99**.

У разі облаштування вентиляції камер трансформаторів і приміщень ПС (КТП), розташованих у виробничих приміщеннях з нормальним повітряним середовищем, дозволено забирати повітря безпосередньо з цеху.

Для вентиляції камер трансформаторів і приміщень ПС (КТП), розташованих у приміщеннях з повітрям, яке містить пил, електропровідні або роз'їдаючі суміші, повітря потрібно забирати ззовні або очищати фільтрами.

У виробничих будівлях з перекриттями з негорючих матеріалів повітря з камер трансформаторів і приміщень ПС (КТП), розміщених усередині цеху, дозволено відводити безпосередньо в цех.

У виробничих будівлях з перекриттями з горючих матеріалів повітря з камер трансформаторів і приміщень ПС (КТП), спорудженних усередині цеху, потрібно відводити по витяжних шахтах, виведених вище покрівлі будівлі не менше ніж на 1,0 м (див. також **4.2.125**).

4.2.145 Керування примусовою вентиляцією камер силових трансформаторів виконують відповідно до технологічних функцій цієї вентиляції та з урахуванням вимог пожежної безпеки.

4.2.146 Підлога вбудованої у виробниче приміщення і прибудованої ПС повинна бути не нижчою від рівня підлоги виробничого приміщення (цеху).

4.2.147 Відкрито встановлені в цеху КТП і КРУ повинні мати сітчасту конструкцію огорожі. Усередині огорожі потрібно передбачати проходи, не менші від зазначених у **4.2.82**.

КТП і КРУ потрібно розміщувати в межах «мертвої зони» роботи цехових підйомно-транспортних механізмів. У разі розташування ПС і РУ в безпосередній близькості від шляхів проїзду внутрішньоцехового транспорту, руху підйомно-транспортних механізмів потрібно вживати заходів щодо захисту ПС і РУ від випадкових пошкоджень (відбійні конструкції, світлова сигналізація тощо).

4.2.148 Ширину проходів і висоту приміщень для встановлення КРУ і КТП потрібно виконувати згідно з вимогами **4.2.81–4.2.83**.

ЩОГЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ І СЕКЦІЙНІ ПУНКТИ

4.2.149 Вимоги, наведені в **4.2.150–4.2.160**, стосуються особливостей ЩТП з ВН до 35 кВ і низькою напругою (НН) до 1 кВ (у тому числі у виконанні КТП з ВН до 10 кВ), секційних пунктів (СП) напругою до 35 кВ, установлених просто неба.

В усьому іншому, що не обумовлено в **4.2.150–4.2.160**, потрібно керуватися вимогами інших пунктів цієї глави.

4.2.150 Приєднання силового трансформатора до мережі ВН 6 кВ або 10 кВ потрібно виконувати за допомогою запобіжників і роз'єднувача (вимикача навантаження), комбінованого апарата «запобіжник-роз'єднувач». У мережах 35 кВ таке приєднання виконують вимикачем (реклоузером) через роз'єднувач з боку можливої подачі напруги.

4.2.151 Роз'єднувач (вимикач навантаження), комбінований апарат «запобіжник-роз'єднувач» ЩТП потрібно встановлювати на кінцевій (відгалужувальній) опорі ПЛ.

Роз'єднувач КТП і СП дозволено встановлювати безпосередньо як на кінцевій (відгалужувальній) опорі ПЛ, так і на їх конструкціях.

Роз'єднувачі, через які виконано приєднання ЩТП, КТП та СП, повинні мати заземлюючі ножі. Приводи комутаційних апаратів повинні бути керованими, як правило, з поверхні землі та обладнаними пристроями для замикання на замок.

4.2.152 На ЩТП і СП без огорожі відстань по вертикалі від поверхні землі до неізольованих струмовідних частин за відсутності руху транспорту під повітряними уводами повинна бути не менше ніж 3,5 м для напруги до 1 кВ; 4,5 м – для напруги 6–20 кВ та 4,75 м – для напруги 35 кВ.

На СП з огорожею висотою не менше ніж 1,8 м вищезазначені відстані до неізольованих струмовідних частин напругою 6–35 кВ може бути зменшено до розміру *Г*, зазначеного в табл. 4.2.1. У цьому разі в площині огорожі відстань від нижнього проводу до верхнього краю огорожі повинна бути не менше від розміру *Д*, зазначеного в тій самій таблиці.

4.2.153 У разі повітряних уводів на ЩТП і СП, які перетинають проїзди або місця, де можливий рух транспорту, відстань від нижнього проводу до рівня землі потрібно приймати згідно з табл. 2.5.33 глави 2.5 цих Правил.

4.2.154 Для обслуговування ЩТП потрібно обладнувати площадку обслуговування на висоті, не меншій ніж 3 м, з поручнями. Для підіймання на площадку рекомендовано застосовувати сходи з пристроєм, який забороняє підіймання по них за увімкнутого комутаційного апарата.

Для ЩТП, розміщених на одностоякових опорах, облаштування площадок та сходів дозволено не виконувати.

4.2.155 Елементи ЩТП, які залишаються під напругою за вимкненого комутаційного апарата, повинні перебувати поза зоною досяжності з рівня площадки обслуговування. Вимкнене положення комутаційного апарата має бути видимим з площадки обслуговування.

4.2.156 З боку НН силового трансформатора потрібно встановлювати апарат, який забезпечує видимий розрив.

4.2.157 Електричні провідники в ЩТП між силовим трансформатором і низьковольтним щитом, а також між щитом і ПЛ НН потрібно захищати від механічних пошкоджень (трубою, швелером тощо).

4.2.158 ЩТП потрібно розташовувати на відстані, не меншій ніж 3 м, від будівель I, II, III, IIIа, IIIб ступенів вогнестійкості і не меншій ніж 5 м – від будівель IV, IVа і V ступенів вогнестійкості.

Також необхідно дотримуватися вимог, наведених у **4.2.64.**

4.2.159 Опори ПЛ, використані як конструкції ЩТП (СП), повинні бути анкерними або кінцевими.

4.2.160 У місцях можливого наїзду транспорту на ЩТП (СП) потрібно захищати їх відбійними тумбами.

ЗАХИСТ ВІД ГРОЗОВИХ ПЕРЕНАПРУГ

4.2.161 РУ, РП і ПС повинні мати захист від прямих ударів блискавки та грозових хвиль, які можуть прийти з приєднаних ПЛ. Цей захист виконують з урахуванням кількості грозових годин на рік за допомогою стрижньових, тросових блискавковідводів і захисних апаратів (ЗА), установлених у РУ, а також грозозахисних тросів і ЗА, установлених на підходах ПЛ до РУ. До ЗА відносяться ОПН, РВ, розрядники довгоіскрові (РДІ), захисні іскрові проміжки (ІП).

Дозволено застосовувати ОПН сумісно з РВ в одній РУ під час реконструкції існуючих ПС із заміною РВ на ОПН за умови, що залишкова напруга на ОПН для класів напруг від 110 кВ до 750 кВ за номінального розрядного струму становить менше ніж 90 % залишкової напруги на відповідному РВ, а залишкова напруга на ОПН для класів напруг від 6 кВ до 35 кВ є не більшою від залишкової напруги на

відповідному РВ. На різних фазах одного приєднання потрібно встановлювати ЗА одного типу (трифазний комплект ОПН).

У разі встановлення додаткових ОПН під час реконструкції існуючого РУ з ОПН усі ЗА цього РУ потрібно координувати між собою за номінальною і залишковою напругами, а також за питомою енергоємністю.

4.2.162 ВРУ напругою від 15,75 кВ до 750 кВ і ПС напругою від 35 кВ до 750 кВ, а також будівлі ЗРУ і ЗПС потрібно захищати від прямих ударів блискавки. Улаштування блискавкозахисту ВРУ, ЗРУ та ЗПС необхідно виконувати з урахуванням технологічних особливостей об'єктів та вимог чинного ДСТУ Б В.2.5-38 «Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд».

На відкритих ПС напругою 35 кВ з трансформаторами одиничною потужністю до 1,6 МВ · А незалежно від кількості таких трансформаторів, а також на відкритих ПС напругою від 3 кВ до 10 кВ з трансформаторами будь-якої потужності захист від прямих ударів блискавки не виконують.

Захист будівель ЗРУ і ЗПС, які мають металеві покриття покрівлі, потрібно виконувати заземленням цих покриттів. За наявності залізобетонної покрівлі і безперервного електричного зв'язку окремих її елементів захист виконують заземленням її арматури.

Захист будівель ЗРУ і ЗПС, дах яких не має металевого покриття або залізобетонної покрівлі з безперервним електричним зв'язком окремих її елементів, потрібно виконувати стрижньовими блискавковідводами або укладанням грозозахисної сітки безпосередньо на дах будівлі.

У разі встановлення стрижньових блискавковідводів на будівлі, яку захищають, від кожного блискавковідводу потрібно прокладати не менше двох заземлювальних провідників переважно по протилежних боках будівлі.

Грозозахисну сітку потрібно виконувати зі сталевого, алюмінієвого або мідного провідника мінімальним перерізом 50, 35, 25 мм^2 відповідно і укладати на покрівлю безпосередньо або під шар негорючих утеплювача або гідроізоляції. Сітка повинна мати крок чарунки 5, 10 та 20 м для рівнів блискавкозахисту I, II–III та IV відповідно. Вузли сітки потрібно з'єднувати зварюванням, паянням, допускається також вставка в затискний наконечник або болтове кріплення. Заземлювальні провідники, що з'єднують грозозахисну сітку із заземлювачем ПС, потрібно прокладати не менше ніж у двох місцях (переважно з протилежних боків будівлі) і на відстані не більше ніж через 10, 15, 20 та 25 м (для рівнів блискавкозахисту I, II, III та IV відповідно) один від одного по периметру будівлі. Заземлювальні провідники повинні мати роз'ємне (болтове) з'єднання, розташоване на висоті, не більшій ніж 1 м від рівня планування, доступне для огляду та приєднання апаратів, приладів.

Як заземлювальні провідники дозволено використовувати металеві та залізобетонні (у разі, якщо принаймні частина арматури є ненапруженою) конструкції будівель. У цьому разі безперервний електричний зв'язок потрібно забезпечувати від блискавкоприймача (грозозахисної сітки або стрижньового блискавковідводу) до заземлювача. Металеві елементи будівлі (труби, вентиляційні пристрої тощо) потрібно з'єднувати з металевою покрівлею або грозозахисною сіткою. У разі введення ПЛ у ЗРУ і ЗПС через прохідні ізолятори, розташовані на відстані, меншій

ніж 10 м від інших струмопроводів та пов'язаних з ними струмовідних частин, ці ізолятори потрібно захищати ОПН.

Допоміжні будівлі і споруди (насосна станція, прохідна тощо), розташовані на території ПС, потрібно захищати від прямих ударів блискавки і їх вторинних проявів відповідно до вимог чинних НД з улаштування блискавкозахисту будівель і споруд.

4.2.163 Захист ВРУ напругою 15,75 кВ і вище від прямих ударів блискавки потрібно виконувати окремо встановленими чи установленими на конструкціях стрижньовими блискавковідводами. Дозволено використовувати захисну дію високих споруд, які є блискавкоприймачами (опори ПЛ, прожекторні щогли, радіощогли тощо).

На конструкціях ВРУ напругою 15,75 кВ і вище стрижньові блискавковідводи дозволено установлювати за еквівалентного питомого опору землі в грозовий сезон, а саме:

– до 500 Ом • м – незалежно від площі заземлювача ПС;

– понад 500 Ом • м – за площі заземлювача ПС 10 000 м^2 і більше.

Від стояків конструкцій ВРУ напругою від 15,75 кВ до 150 кВ із блискавковідводами потрібно забезпечувати розтікання струму блискавки по заземлювачу не менше ніж у двох напрямках з кутом, не меншим ніж 90° між сусідніми напрямками. Крім того, потрібно встановлювати не менше двох вертикальних електродів довжиною від 3 м до 5 м для ВРУ напругою 15,75 кВ і 35 кВ або одного вертикального електрода такої самої довжини для ВРУ напругою 110 кВ і 150 кВ на відстані, яка є не меншою довжини електрода від місця з'єднання заземлювального провідника стояка і заземлювача, але не більшою ніж 10 м від точки з'єднання. Якщо точки приєднання до заземлювача стояків двох сусідніх блискавковідводів розташовано одна від одної на відстані до 20 м по заземлювачу, дозволено встановлювати один вертикальний електрод на два стояки.

На ВРУ напругою 220 кВ і вище із блискавковідводами дозволено забезпечувати розтікання струму блискавки по заземлювачу без установлення вертикальних електродів.

На порталах ВРУ напругою 15,75 кВ і 35 кВ із стрижньовими блискавковідводами потрібно застосовувати ізоляційні підвіси на напругу 110 кВ з урахуванням **4.2.49** і глави 1.9 цих Правил.

У разі встановлення блискавковідводів на кінцевих опорах ПЛ напругою 110 кВ і вище спеціальні вимоги до виконання ізоляційних підвісів не застосовують.

У разі застосування ізоляційних підвісів із полімерних ізоляторів їх довжина для зазначених вище умов повинна бути не меншою від довжини ізоляційних підвісів із підвісних ізоляторів.

Установлювати блискавковідводи на кінцевих опорах ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ заборонено.

Відстань повітрям від конструкцій ВРУ з блискавковідводами до струмовідних частин повинна бути не менше від довжини ізоляційного підвісу.

Місце приєднання конструкції із стрижньовим або тросовим блискавковідводом до заземлювача ПС потрібно розміщувати на відстані, не меншій ніж 15 м по заземлювачу від місця приєднання до заземлювача силових трансформаторів, шунтувальних реакторів (ШР) і конструкцій КРУЗ напругою 6 кВ і 10 кВ.

Відстань у землі між точкою приєднання блискавковідводу до заземлювача і точкою приєднання нейтралі чи бака силового трансформатора до заземлювача повинна бути не менше ніж 3 м.

4.2.164 На трансформаторних порталах, порталах шунтувальних реакторів і конструкціях ВРУ, віддалених від силових трансформаторів або реакторів по заземлювачу на відстань, меншу за 15 м, блискавковідводи дозволено встановлювати тільки за еквівалентного питомого опору землі в грозовий сезон не більше ніж 350 Ом • м і за дотримання таких умов:

– безпосередньо на всіх виводах обмоток СН і НН напругою від 3 кВ до 35 кВ силових трансформаторів або на відстані, не більшій ніж 5 м від них по ошиновці, з урахуванням відгалужень до ЗА, потрібно встановлювати ОПН;

– потрібно забезпечувати розтікання струму блискавки по заземлювачу від стояка конструкції з блискавковідводом у трьох-чотирьох напрямках з кутом між ними, не меншим ніж 90°;

– на кожному напрямку, на відстані від 3 м до 5 м від краю фундаменту стояка з блискавковідводом потрібно встановлювати по одному вертикальному електроду довжиною від 3 м до 5 м;

– на ПС з ВН 35 кВ у разі встановлення блискавковідводу на трансформаторному порталі опір заземлювача не повинен перевищувати 4 Ом без урахування заземлювачів, розміщених поза заземлювачем ВРУ;

– точки приєднання заземлювальних провідників ОПН і силових трансформаторів потрібно розміщувати поблизу одна від одної або таким чином, щоб місце приєднання ОПН до заземлювача знаходилося між точками приєднання заземлювальних провідників порталу з блискавковідводом і трансформатора. Заземлювальні провідники вимірювальних трансформаторів струму потрібно приєднувати до заземлювача РУ в найбільш віддалених точках від приєднання до нього заземлювальних провідників ОПН.

4.2.165 Захист від прямих ударів блискавки ВРУ, на конструкціях яких установлювати блискавковідводи не дозволено, потрібно виконувати блискавковідводами, що стоять окремо, відстань повітрям від яких у метрах до струмовідних частин повинна становити:

$$S_{\text{СВ}} \geq A_{\text{Ф–З.Г}} + 0{,}12 \times R, \qquad (4.2.6)$$

де $A_{\text{Ф–З.Г}}$ – найменша відстань в просвіті за гнучких шинах між струмовідними та заземленими частинами, м (див. **4.2.52**);

R – опір заземлення блискавковідводу, що стоїть окремо, Ом, який визначають згідно з табл. 2.5.29 глави 2.5 цих Правил.

Відстань S_3, у метрах, між відокремленим заземлювачем блискавковідводу і заземлювачем ВРУ (ПС) повинна становити (але не менше ніж 5 м):

$$S_3 > 0{,}2 \times R. \qquad (4.2.7)$$

Відстань повітрям $S_{\text{П.В.}}$, у метрах, між блискавковідводом, що стоїть окремо, з відокремленим заземлювачем та заземленими конструкціями або устаткуванням ВРУ (ПС) повинна становити (але не менше ніж 5 м):

$$S_{\text{П.В.}} > 0{,}12 \times R + 0{,}1 \times H, \qquad (4.2.8)$$

де H – висота заземленої конструкції або устаткування ВРУ (ПС) над рівнем землі, м.

Блискавковідводи, що стоять окремо, з відокремленими заземлювачами, які не відповідають вимогам формул (4.2.7), (4.2.8), мають бути приєднаними до заземлювача ВРУ (ПС) з дотриманням зазначених у **4.2.163** умов для встановлення блискавковідводів на конструкціях ВРУ.

Приєднувати заземлювачі блискавковідводів, що стоять окремо, до заземлювача ВРУ (ПС) дозволено на відстані, меншій ніж 15 м по заземлювачу від місця приєднання до заземлювача силового трансформатора (реактора), якщо дотримано вимоги та умови, зазначені в **4.2.164**, для встановлення блискавковідводів на трансформаторних порталах.

Заземлювачі блискавковідводів, установлених на прожекторних щоглах, потрібно приєднувати до заземлювача ПС. У разі неможливості виконання умов, зазначених у **4.2.163**, додатково до загальних вимог приєднання заземлювачів блискавковідводів, які стоять окремо, потрібно дотримуватися таких умов:

– у радіусі 5 м від краю фундаменту блискавковідводу потрібно встановлювати три вертикальних електроди довжиною від 3 м до 5 м;

– якщо відстань по заземлювачу між місцем приєднання заземлювального провідника блискавковідводу до заземлювача ВРУ (ПС) і місцем приєднання до заземлювача ВРУ (ПС) силового трансформатора (ШР) перевищує 15 м, але є меншою ніж 40 м, то на виводах обмоток напругою до 35 кВ трансформатора потрібно встановлювати ОПН.

Не дозволено встановлювати блискавковідводи на конструкціях ВРУ, які знаходяться на відстані, меншій ніж 15 м від силових трансформаторів, до яких відкритими струмопроводами приєднано обертові машини, а також на конструкціях відкритих струмопроводів, до яких приєднано обертові машини. У цих випадках для блискавкозахисту потрібно застосовувати блискавковідводи, які стоять окремо, або блискавковідводи, встановлені на інших конструкціях.

4.2.166 Тросові блискавковідводи ПЛ напругою 110 кВ і вище можна приєднувати до заземлених конструкцій ВРУ (ЗПС).

Від стояків конструкцій ВРУ напругою 110 кВ і вище, до яких приєднано тросові блискавковідводи, потрібно забезпечувати розтікання струму блискавки по заземлювачу не менше ніж у двох-трьох напрямках з кутом, не меншим ніж 90° між ними.

Тросові блискавковідводи, які захищають підходи ПЛ напругою 35 кВ, дозволено приєднувати до заземлених конструкцій ВРУ за еквівалентного питомого опору землі в грозовий сезон, а саме:

– до 500 Ом • м – незалежно від площі заземлювача ПС;

– понад 500 Ом • м – за площі заземлювача ПС 10 000 м^2 і більше.

Від стояків конструкцій ВРУ напругою 35 кВ, до яких приєднано тросові блискавковідводи, з'єднання із заземлювачем ВРУ потрібно виконувати не менше ніж у двох-трьох напрямках з кутом, не меншим ніж 90° між ними. Крім того, на кожному напрямку потрібно встановлювати по одному вертикальному електроду довжиною від 3 м до 5 м на відстані, не меншій ніж 5 м від краю фундаменту стояка.

Опір заземлювачів найближчих до ВРУ опор ПЛ напругою 35 кВ не повинен перевищувати 10 Ом.

Тросові блискавковідводи на підходах ПЛ напругою 35 кВ до тих ВРУ, до яких не дозволено їх приєднувати, повинні закінчуватися на найближчій до ВРУ опорі. Перший від ВРУ безтросовий прогін цих ПЛ потрібно захищати стрижньовими блискавковідводами, установленими на ПС, опорах ПЛ або біля ПЛ.

4.2.167 У разі використання прожекторних щогл як блискавковідводів електропроводку до них на ділянці від точки виходу з кабельної споруди до щогли й далі по ній потрібно виконувати кабелями з металевою оболонкою або кабелями без металевої оболонки в металевих трубах. Біля конструкції з блискавковідводом ці кабелі потрібно прокладати безпосередньо в землі на довжині, не меншій ніж 10 м.

У місці введення кабелів у кабельну споруду металеву оболонку кабелів, броню і металеву трубу потрібно приєднувати до заземлювача ПС.

4.2.168 ПЛ напругою 35 кВ і вище повинні мати грозозахисні підходи до ПС. Грозозахисний підхід ПЛ до ПС, як правило, виконують грозозахисним тросом (тросами); дозволяється захищати підхід до ПС ЗА, встановленими на опорах, за умови забезпечення достатнього згладжування фронту імпульсної напруги і струму в ЗА на РУ. Довжина грозозахисних підходів, виконаних тросом, залежить від відстані між найближчим ОПН та силовим трансформатором (табл. 4.2.5–4.2.8) і становить:

– від 1 км до 2 км – для ПЛ напругою 35 кВ;

– від 1 км до 3 км – для ПЛ напругою 110 кВ;

– від 2 км до 3 км – для ПЛ напругою від 150 кВ до 330 кВ;

– до 4 км – для ПЛ напругою 500 кВ і 750 кВ.

Захисні кути грозозахисних тросів та опір заземлювачів опор підходів ПЛ повинні відповідати значенням, наведеним відповідно у **2.5.119** і **2.5.127** глави 2.5 цих Правил.

На кожній опорі підходу ПЛ, за винятком випадків, передбачених у **2.5.120** глави 2.5 цих Правил, трос потрібно приєднувати до заземлювача опори.

Якщо виконання заземлювачів з вертикальними електродами виявляється неможливим, застосовують горизонтальні заземлювачі, які прокладають уздовж осі ВЛ від опори до опори з приєднанням до заземлювальних спусків опор.

У п'ятому та шостому районах кліматичних умов з ожеледі, у гірській місцевості з характеристичним значенням навантаження від ожеледі понад 30 Н/м і в районах з еквівалентним питомим опором землі, більшим ніж 500 Ом · м, захист підходів ПЛ до РУ (ПС) дозволено виконувати стрижньовими блискавковідводами, що стоять окремо, з використанням залізобетонних фундаментів стояків як заземлювачів, опір заземлювальних пристроїв яких не нормується.

Для ПС напругою 35 кВ з одним трансформатором потужністю до 1,6 МВ · А без резервного живлення дозволено зменшувати довжину грозозахисного підходу ПЛ до 0,5 км за умови застосування опор ПЛ напругою 35 кВ з горизонтальним розташуванням проводів і з двома тросами.

4.2.169 На першій опорі грозозахисного підходу ПЛ напругою 35 кВ і 110 кВ на відстані від ПС, обумовленій табл. 4.2.5, потрібно встановлювати комплект відповідних ЗА1 у разі, якщо:

– лінію на всій довжині, включаючи грозозахисний підхід, побудовано на дерев'яних опорах;

– лінію побудовано на дерев'яних опорах, грозозахисний підхід лінії побудовано на металевих або залізобетонних опорах;

– захист грозозахисного підходу ПЛ напругою 35 кВ на дерев'яних опорах до ПС напругою 35 кВ виконано за спрощеною схемою згідно з **4.2.179.**

Установлювати ЗА1 на початку підходів ПЛ, побудованих на всій довжині на металевих або залізобетонних опорах, не потрібно.

Опір заземлююча опор ПЛ із ЗА повинен бути не більшим ніж 10 Ом за питомого опору землі, не вищого ніж 500 Ом • м, і не більшим ніж 15 Ом за більш високого питомого опору землі. На дерев'яних опорах ПЛ заземлювальні провідники від цих ЗА потрібно прокладати по двох стояках або з обох боків одного стояка.

На ПЛ напругою 35 кВ та існуючих ПЛ напругою 110 кВ, які мають захист тросом не на всій довжині і в грозовий сезон може бути тривало вимкнене живлення з одного боку, потрібно встановлювати комплект ЗА2 на вхідних порталах або на першій від ПС опорі того кінця ПЛ, який може бути вимкненим.

За наявності на вимкненому кінці ПЛ трансформаторів напруги як ЗА2 потрібно встановлювати ОПН.

Відстань від ЗА2 до вимкненого кінця лінії (апарата) повинна бути не більше ніж 60 м для ПЛ напругою 110 кВ і не більше ніж 40 м для ПЛ напругою 35 кВ.

4.2.170 На ПЛ, які працюють на зниженій щодо класу ізоляції напрузі, на першій опорі грозозахисного підходу її до ПС, рахуючи з боку лінії, тобто на відстані від ПС, обумовленій табл. 4.2.5 і 4.2.6 залежно від віддалення ОПН від устаткування, яке захищають, потрібно встановлювати ІІІ класу напруги, який відповідає класу напруги лінії.

Дозволено встановлювати захисні проміжки або шунтувати перемичками частину ізоляторів у ізоляційних підвісах на декількох суміжних опорах (за відсутності забруднення ізоляції промисловими, солончаковими, морськими та іншими видами забруднень). Кількість ізоляторів у ізоляційних підвісах, які залишаються незашунтованими, повинна відповідати робочій напрузі ПЛ.

На ПЛ з ізоляцією, посиленою за умови забруднення атмосфери, якщо початок грозозахисного підходу до ПС відповідно до табл. 4.2.5 і 4.2.6 знаходиться на ділянці з посиленою ізоляцією, на першій опорі грозозахисного підходу (з боку ПЛ) потрібно встановлювати комплект ЗА, які відповідають робочій напрузі ПЛ.

4.2.171 На грозозахисних підходах ПЛ на напругу від 6 кВ до 35 кВ з дерев'яними опорами в заземлювальних провідниках захисних іскрових проміжків, у разі їх застосування, потрібно встановлювати додаткові захисні іскрові проміжки на висоті, не меншій ніж 2,5 м від рівня землі. Розміри захисних проміжків наведено в табл. 4.2.4.

4.2.172 На новозбудованих ПС напругою від 35 кВ до 750 кВ, а також під час реконструкції ПС (РУ) напругою від 35 кВ до 750 кВ вентильні розрядники як ЗА від перенапруг не застосовують.

Захисні апарати від перенапруг потрібно вибирати з урахуванням координації їх захисних характеристик з характеристиками ізоляції устаткування, яке захищають, відповідності найбільшої робочої напруги ЗА до найбільшої робочої

напруги мережі, з урахуванням вищих гармонік, а також дозволеного підвищення напруги протягом часу дії резервних релейних захистів у разі однофазного замикання на землю, одностороннього увімкнення лінії або перехідного резонансу на вищих гармоніках.

За збільшених відстаней між ЗА та устаткуванням, яке захищають, з метою скорочення кількості встановлюваних апаратів можна застосовувати ОПН із більш низьким рівнем залишкової напруги, ніж це потрібно за умов координації ізоляції.

Відстані по ошиновці від ОПН до трансформаторів та іншого устаткування, включаючи відгалуження і висоту ОПН, повинні бути не більше від зазначених у табл. 4.2.5–4.2.8 (див. також **4.2.164**).

Таблиця 4.2.4 – Розміри основних і додаткових захисних проміжків

Номінальна напруга ПЛ, кВ	Розміри захисних проміжків, мм	
	основних	додаткових
3	20	5
6	40	10
10	60	15
20	130	21
35	250	30

Таблиця 4.2.5 – Найбільші захисні відстані від ОПН до електроустаткування напругою від 35 кВ до 220 кВ

Напруга мережі, кВ	Кількість приєднаних ПЛ	Довжина грозозахисного підходу ПЛ, км	Відстань від найближчого ОПН, м			
			до силових трансформаторів за кількості ОПН		до іншого устаткування за кількості ОПН	
			1 ОПН	2 ОПН	1 ОПН	2 ОПН
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
35	1 ПЛ	1,0	20	30	45	60
		1,5	35	55	60	90
		2,0 і більше	45	70	70	125
	2 ПЛ	1,0	35	45	55	110
		1,5	55	65	85	125
		2,0 і більше	70	90	90	165
	Понад 2 ПЛ	1,0	40	55	55	110
		1,5	65	70	85	125
		2,0 і більше	90	100	90	165
110	1 ПЛ	1,0	30	60	95	125
		2,0	80	135	165	210
		3,0 і більше	135	225	210	290

Кінець таблиці 4.2.5

1	2	3	4	5	6	7
110	2 ПЛ	1,0	40	85	135	200
		2,0	80	165	260	300
		3,0 і більше	145	280	260	290
	Від 3 ПЛ до 6 ПЛ	1,0	50	115	135	200
		2,0	105	205	260	290
		3,0 і більше	155	280	260	290
	Понад 6 ПЛ	1,0	50	115	515	515
		2,0	105	205		
		3,0 і більше	155	280		
150	1 ПЛ	2,0	15	45	90	150
		2,5	20	85	115	210
		3,0 і більше	50	105	170	275
	2 ПЛ	2,0	45	75	115	180
		2,5	80	105	170	260
		3,0 і більше	100	130	210	345
	Від 3 ПЛ до 5 ПЛ	2,0	55	80	115	180
		2,5	95	105	170	260
		3,0 і більше	115	150	210	345
	Понад 5 ПЛ	2,0	55	80	525	525
		2,5	95	105		
		3,0 і більше	115	150		
220	1 ПЛ	2,0	15	40	85	155
		2,5	20	85	115	215
		3,0 і більше	45	115	165	275
	2 ПЛ	2,0	40	75	115	175
		2,5	80	115	165	265
		3,0 і більше	105	135	215	355
	3 ПЛ	2,0	55	80	115	175
		2,5	95	115	165	265
		3,0 і більше	125	155	215	355
	Понад 3 ПЛ	2,0	55	80	785	785
		2,5	95	115		
		3,0 і більше	125	155		

Таблиця 4.2.6 – Найбільші захисні відстані від ОПН до електроустаткування напругою 330 кВ

Характеристика РУ	Кількість ОПН		Довжина грозозахисного підходу ПЛ, км	Відстань від найближчого ОПН, м		
	біля силових трансформаторів	в ланці приєднання ПЛ		до силових трансформаторів*	до трансформаторів напруги*	до іншого устаткування
Блок ПЛ + АТ	1	–	2,5	Грозозахист не забезпечений		
			3,0	25	35	145
			4,0 і більше	70	110	175
	1	1	2,5	Грозозахист не забезпечений		
			3,0	25	125	370**
			4,0 і більше	125	310	460**
Блок ПЛ + два АТ	2	–	2,5	Грозозахист не забезпечений		
			3,0	30	40	155
			4,0 і більше	75	120	185
Трикутник 2 ПЛ + АТ	1	–	2,5	70	145	480
			3,0 і більше	115	190	525
Чотирикутник 2 ПЛ + 2 АТ	2	–	2,5	115	405	925
			3,0 і більше	195	600	
3 ПЛ + 2 АТ	2	–	2,5	115	665	
			3,0 і більше	195	925	
ПЛ + АТ	1	–	2,5	95	245	
			3,0 і більше	140	925	

* У разі застосування на грозозахисних підходах ПЛ опор із горизонтальним розташуванням проводів дозволено збільшувати відстані:
– від ОПН до силових трансформаторів – у 2 рази;
– від ОПН до трансформаторів напруги – у 1,5 раза.
** Відстань від ОПН, установленого біля силового трансформатора.

Таблиця 4.2.7 – Найбільші захисні відстані від ОПН до електроустаткування напругою 500 кВ

Характеристика РУ	Кількість ОПН		Відстань від найближчого ОПН, м		
	біля силових трансформаторів	у ланці приєднання ПЛ	до силових трансформаторів	до трансформаторів напруги	до іншого устаткування
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
Блок ПЛ + АТ	1	1	160	230*	275*
Трикутник 2 ПЛ + АТ	1	1	225	535*	625*

Кінець таблиці 4.2.7

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
Чотирикутник 2 ПЛ + 2 АТ	2	–	275	535	1045
3 ПЛ + 2 АТ	2	–	405	680	
3 ПЛ + АТ	2	–	300	605	
* Відстань від ОПН у ланці приєднання ПЛ.					

Таблиця 4.2.8 – Найбільші захисні відстані від ОПН до електроустаткування напругою 750 кВ

Характеристика РУ	Кількість ОПН			Відстань від найближчого ОПН, м		
	біля силових трансформаторів	біля ШР	у ланці приєднання ПЛ	до силових трансформаторів і ШР	до трансформаторів напруги	до іншого устаткування
ПЛ + АТ + ШР	1	1	1	120	330	1000
ПЛ + АТ + 2 ШР	1	2	–	120	230	580
ПЛ + АТ + 2 ШР	1	2	1	230	380	1000
ПЛ + 2 АТ + ШР	2	1	–	80	230	580
Те саме	2	1	1	210	380	1000
2 ПЛ + АТ + 2 ШР	1	2	–	160	200	580
2 ПЛ + 2 АТ + 2 ШР	2	2	–	200	200	580

Зазначені в табл. 4.2.5–4.2.8 найбільші дозволені захисні відстані до електроустаткування відповідають базовим параметрам, наведеним у табл. 4.2.9.

Таблиця 4.2.9 – Значення базових параметрів таблиць 4.2.5–4.2.8

Напруга мережі, кВ	Хвиля струму 8/20 мкс, кА	Залишкова напруга ОПН U_0, кВ	Випробувальна напруга $U_в$, кВ, для устаткування:		
			силових трансформаторів	трансформаторів напруги	іншого устаткування
35	5	125	190	190	185
110	5	240	480	480	425
150	5	335	550	650	585
220	5	450	750	950	835
330	10	680	950	1050	1050
500	10	930	1300	1425	1425
750	10	1350	1800	1950	1950

У разі потреби у збільшенні допустимих захисних відстаней дозволено виконувати такі заходи:

– додатково встановлювати ЗА на шинах або лінійних приєднаннях;

– застосовувати конструкцію грозозахисних підходів ПЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ на опорах із горизонтальним розташуванням проводів і двома тросами;

– встановлювати ОПН із залишковими напругами, меншими від базових (табл. 4.2.9), із перерахуванням відстані за формулою:

$$L_X = L_0 \times \frac{U_{\text{в}} - U_X}{U_{\text{в}} - U_0}, \qquad (4.2.9)$$

де L_X – найбільша захисна відстань у разі встановлення ОПН із залишковою напругою, відмінною від базової, м;

L_0 – найбільша захисна відстань (базова відстань) згідно з табл. 4.2.5–4.2.8, м;

U_0 – залишкова напруга базового ОПН згідно з табл. 4.2.9, кВ;

U_X – залишкова напруга ОПН, який установлюють на струм відповідно 5 кА або 10 кА, кВ;

$U_{\text{в}}$ – випробувальна напруга устаткування згідно з табл. 4.2.9, кВ.

У разі застосування ОПН із залишковою напругою, більшою від базового значення U_0, захисну відстань потрібно скоригувати за формулою (4.2.9).

Найбільші дозволені відстані між ЗА та устаткуванням, яке захищають, визначають з урахуванням кількості ліній і ЗА, приєднаних за нормального режиму роботи ПС.

Кількість і місце встановлення ЗА потрібно вибирати з огляду на прийняті на розрахунковий період схеми електричних з'єднань, кількість ПЛ і силових трансформаторів. У цьому разі відстані від устаткування, яке захищають, до ОПН повинні бути в межах дозволених також на проміжних етапах розвитку ПС із тривалістю, не меншою від тривалості грозового сезону. Аварійні та ремонтні режими роботи в цьому разі не враховують.

4.2.173 ОПН у колах трансформаторів і ШР потрібно встановлювати без комутаційних апаратів між ними та обладнанням, яке захищають. ЗА під час знаходження устаткування під напругою повинні бути постійно увімкненими.

4.2.174 У разі приєднання трансформатора кабельною лінією напругою 35 кВ і вище до РУ, що має ПЛ, у місці приєднання кабелю до шин РУ потрібно встановлювати комплект ОПН.

Заземлювальний затискач ОПН, металеву оболонку кабелю (екран кабелю) та корпус кабельної муфти треба з'єднувати між собою найкоротшим шляхом. Заземлювальний затискач ОПН треба з'єднувати із заземлювачем окремим провідником.

У разі приєднання до шин РУ декількох кабелів, безпосередньо з'єднаних із силовими трансформаторами, на шинах РУ встановлюють один комплект ОПН. Місце їх установлення потрібно вибирати якнайближче до місця приєднання кабелів.

За довжини кабелю, більшої від подвоєної відстані, зазначеної в табл. 4.2.5–4.2.8, біля силового трансформатора додатково потрібно встановлювати ОПН з такою самою залишковою напругою, як і в ЗА на початку кабелю.

4.2.175 Обмотки НН і СН силових трансформаторів (АТ), які не використовують для живлення електроприймачів, а також обмотки, які тимчасово від'єднано

від шин РУ в грозовий період, потрібно з'єднувати за схемою «в зірку» або «у трикутник» і захищати ОПН, які вмикають між уводами кожної фази і землею. Захист обмоток НН, які не використовують для живлення електроприймачів, розташованих першими від магнітопроводу, можна виконувати заземленням однієї з вершин за схемою «у трикутник», однієї з фаз або нейтралі за схемою «у зірку» чи встановленням ОПН відповідного класу напруги на кожній фазі.

Захист обмоток, які не використовують для живлення електроприймачів, не виконують у разі постійного приєднання до них кабельної лінії довжиною, не меншою ніж 30 м, що має заземлену оболонку чи броню.

4.2.176 Нейтралі АТ і нейтралі обмоток напругою 110 кВ і вище силових трансформаторів повинні мати постійне заземлення.

У нейтралі обмоток ВН силових трансформаторів напругою 110 кВ і вище, для яких дозволено режим роботи з ізольованою нейтраллю, потрібно передбачати встановлення комутаційних заземлювальних апаратів (з ручним або автоматичним керуванням) і спеціальних ОПН з рівнем обмеження напруг, скоординованих з рівнем ізоляції нейтралі.

4.2.177 РУ напругою 3–20 кВ, до яких приєднано ПЛ, потрібно захищати ОПН, установленими на шинах або біля силових трансформаторів. ОПН у одній камері РУ із трансформатором напруги потрібно приєднувати перед запобіжником трансформатора напруги.

У разі конструктивного виконання з'єднання силових трансформаторів з шинами РУ напругою 3–20 кВ, просто неба (повітряний зв'язок) відстані від ОПН до устаткування, яке захищають, не повинні перевищувати 60 м для ПЛ на дерев'яних опорах і 90 м для ПЛ на залізобетонних і металевих опорах.

У разі приєднання силових трансформаторів до шин кабелями відстані від установлених на шинах ОПН до трансформаторів не обмежують.

Захист блискавковідводами підходів ПЛ напругою 6–20 кВ до ПС за умовами грозозахисту не виконують.

На підходах до ПС ПЛ напругою 6–20 кВ із дерев'яними опорами потрібно встановлювати комплект ЗА1 на відстані від 200 м до 300 м від ПС. На ПЛ напругою 6–20 кВ, які в грозовий сезон можуть бути тривало вимкненими з одного боку, потрібно встановлювати ЗА2 на конструкції ПС або на кінцевій опорі того кінця ПЛ, який може бути тривало вимкненим. Як ЗА1 і ЗА2 застосовують ОПН. Відстань від ЗА2 до вимкненого вимикача по ошиновці не повинна перевищувати 15 м. За потужності силового трансформатора до 0,63 МВ • А ЗА на підходах ПЛ напругою 6–20 кВ з дерев'яними опорами дозволено не встановлювати. У разі неможливості витримати зазначені відстані, а також за наявності на вимкненому кінці ПЛ трансформаторів напруги як ЗА2 повинно бути встановлено ОПН. Відстань від ОПН до устаткування, яке захищають, не повинна перевищувати 10 м. У разі застосування ОПН із залишковою напругою, меншою від базового значення U_0, захисну відстань потрібно скоригувати за формулою (4.2.9).

У разі встановлення ОПН на всіх уводах ПЛ, на ПС і їхньому віддаленні від підстанційного устаткування в межах дозволених значень за умовами грозозахисту ЗА на шинах ПС можна не встановлювати. Опір заземлення ЗА1 і ЗА2 не повинен перевищувати 10 Ом за питомого опору землі до 500 Ом • м і 15 Ом – за більш високого питомого опору землі.

На підходах ПЛ напругою 6–20 кВ із металевими і залізобетонними опорами до ПС установлювати ЗА не потрібно. У разі застосування на ПЛ напругою 6–20 кВ ізоляції, посиленої більше ніж на 30 % (наприклад, через забруднення атмосфери), на відстані від 200 м до 300 м від ПС і на уведенні ПЛ потрібно встановлювати ЗА з захисними характеристиками, які координуються з характеристиками ізоляції ПЛ і обладнання ПС.

Металеві та залізобетонні опори на відстані від 200 м до 300 м підходу до ПС потрібно заземлювати з опором, не більшим від наведеного в табл. 2.5.29 глави 2.5 цих Правил.

Захист ПС напругою 6–20 кВ із НН до 1 кВ, до яких приєднано ПЛ напругою 6–20 кВ, потрібно виконувати ОПН, установлюваними з боку ВН і НН ПС.

У разі приєднання ПЛ напругою 6–20 кВ до ПС за допомогою кабельної вставки довжиною понад 50 м для її захисту необхідно встановлювати комплект ОПН у місці приєднання кабелю до ПЛ, а також на шинах ПС, до яких приєднано кабельну вставку. За довжини кабельної вставки до 50 м потрібно встановлювати комплект ОПН тільки в місці приєднання кабелю до шин РУ. У цьому разі землювальний затискач ОПН і металеву оболонку кабелю (екран кабелю) з'єднують найкоротшим шляхом. Заземлювальний затискач ОПН треба безпосередньо приєднувати до заземлювача окремим заземлювальним провідником.

Опір заземлювача ЗА повинен бути не більше значень, наведених у табл. 2.5.29 глави 2.5 цих Правил. Якщо ПЛ виконано на дерев'яних опорах, на ПЛ на відстані від 200 м до 300 м від кінця кабелю потрібно встановлювати комплект ЗА.

Грозозахист струмопроводів напругою 6–20 кВ здійснюють як грозозахист ПЛ напругою 6–20 кВ відповідно.

4.2.178 У разі приєднання ПЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ до РУ ПС за допомогою кабельної вставки довжиною менше ніж 1,5 км вона має бути захищеною з обох сторін ОПН. За довжини кабельної вставки 1,5 км і більше встановлювати ОПН на кінцях кабелю не вимагається.

4.2.179 Захист ПС напругою 35 кВ і 110 кВ із силовими трансформаторами потужністю до 40 МВ · А, приєднаних до відгалужень довжиною менше ніж 1 км, від існуючих ПЛ, які не захищено тросом, дозволено виконувати за спрощеною схемою (рис. 4.2.16) за таких умов:

– ОПН установлюють на відстані від силового трансформатора, не більшій ніж 15 м. Відстань від ОПН до іншого устаткування не повинна перевищувати 50 м;

– тросові блискавковідводи підходу до ПС виконують на всій довжині відгалуження; за довжини відгалуження, меншої ніж 150 м, потрібно додатково захищати існуючу ПЛ тросовими або стрижньовими блискавковідводами по одному прогону в обидва боки від відгалуження;

– комплекти ЗА1 і ЗА2 (опір заземлювачів кожного комплекту повинен бути не більше ніж 10 Ом) встановлюють на підходах ПЛ з дерев'яними опорами: ЗА2 – на першій опорі із тросом з боку ПЛ або на межі ділянки, яка захищається стрижньовими блискавковідводами; ЗА1 – на незахищеній ділянці ПЛ на відстані від 150 м до 200 м від ЗА2.

За довжини підходу, більшого ніж 500 м, комплект ЗА1 не установлюють.

Захист ПС, на яких відстані між ОПН і силовим трансформатором перевищують відстань 15 м, виконують з дотриманням вимог, наведених у **4.2.172**.

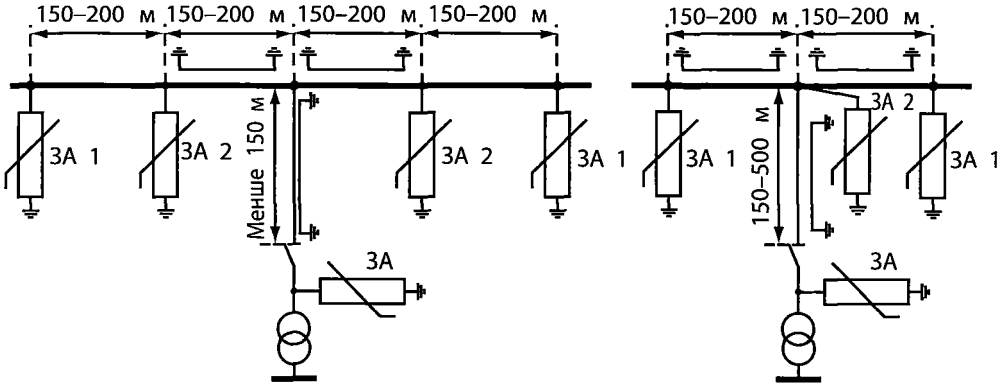


Рисунок 4.2.16 – Схеми спрощеного захисту від грозових перенапруг ПС, приєднаних до ПЛ відгалуженнями

Спрощену схему захисту ПС згідно з викладеними вище вимогами можна виконувати також у разі приєднання ПС до діючої ПЛ за допомогою коротких заходів (рис. 4.2.17). У цьому разі силові трансформатори повинні бути захищені ОПН.

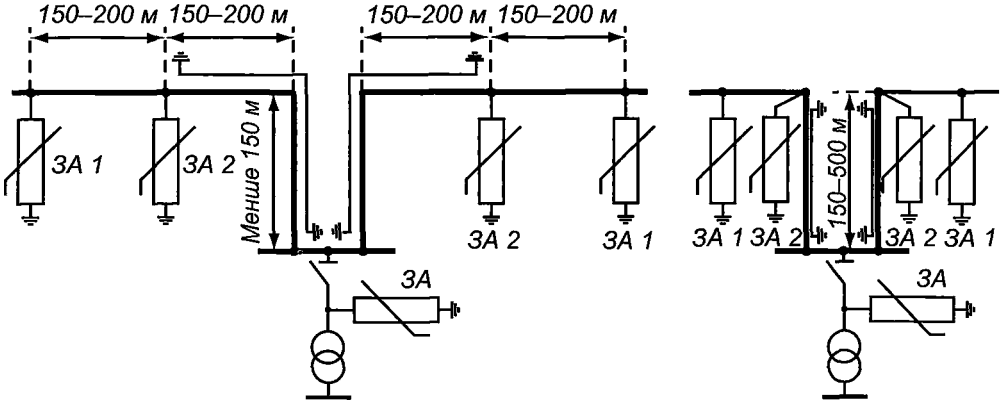


Рисунок 4.2.17 – Схеми захисту від грозових перенапруг ПС, приєднаних до ПЛ за допомогою заходів

Для ПС, яку приєднують до новозбудованої ПЛ, виконаної за вимогами глави 2.5 цих Правил, схему спрощеного захисту не застосовують.

У районах з питомим опором землі 500 Ом • м і більше опір заземлювача ЗА1 та ЗА2 не повинен перевищувати 30 Ом. У цьому разі заземлювач ЗА2 потрібно з'єднувати із заземлювачем ПС.

4.2.180 Комутаційні апарати, які встановлюють на опорах існуючих ПЛ напругою до 110 кВ, захищених тросом не по всій довжині, потрібно захищати ЗА, які встановлюють на тих самих опорах з боку споживача. Якщо комутаційний апарат

може бути тривало вимкнений, ЗА потрібно встановлювати на тій самій опорі з кожного боку комутаційного апарата, який перебуває під напругою.

У разі встановлення комутаційних апаратів на відстані до 25 м по довжині ПЛ від місця приєднання лінії до ПС або РП ЗА на опорі не установлюють. Якщо комутаційні апарати в грозовий сезон нормально вимкнено, то з боку ПЛ на опорі потрібно встановлювати ЗА.

На ПЛ напругою до 10 кВ із залізобетонними і металевими опорами дозволено не встановлювати ЗА для захисту комутаційних апаратів, які мають ізоляцію такого самого класу, як і ПЛ.

Установлювати комутаційні апарати в межах захищених тросом підходів ПЛ, зазначених у **4.2.179**, дозволено на першій опорі з боку лінії, а також на наступних опорах підходу за умови однакового рівня ізоляції підходу.

Опір заземлювачів апаратів повинен задовольняти вимоги, наведені у **2.5.127** глави 2.5 цих Правил.

4.2.181 Відгалуження від ПЛ, виконане на металевих і залізобетонних опорах, потрібно захищати тросом на всій довжині, якщо його приєднано до ПЛ, захищеної тросом на всій довжині.

4.2.182 На кінцевій опорі кожної ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ з дерев'яними опорами, приєднаної до СП напругою 6 кВ і 10 кВ, потрібно встановлювати по одному комплекту ЗА. У цьому разі заземлювальні провідники ЗА потрібно приєднувати до заземлювача СП.

ЗАХИСТ ВІД ВНУТРІШНІХ ПЕРЕНАПРУГ

4.2.183 Для обмеження внутрішніх перенапруг, небезпечних для ізоляції електрообладнання, потрібно застосовувати ОПН, вимикачі з резисторами попереднього вмикання, електромагнітні та антирезонансні трансформатори напруги, резисторні подільники напруги тощо. Ці заходи доцільно поєднувати із заходами обмеження тривалого підвищення напруги за **4.2.187**.

4.2.184 В електричних мережах напругою від 6 кВ до 35 кВ із застосуванням компенсації ємнісних струмів однофазних замикань на землю за допомогою дугогасних заземлювальних реакторів потрібно вирівнювати ємності фаз мережі відносно землі. Несиметрія ємностей по фазах відносно землі не повинна перевищувати 0,75 %.

В електричних мережах напругою від 6 кВ до 35 кВ потрібно застосовувати автоматичне регулювання компенсації ємнісного струму.

Дугогасні заземлювальні реактори не дозволено встановлювати на ПС, яку з'єднано з компенсованою електричною мережею тільки однією лінією передавання, а також приєднувати до нейтралі трансформатора, який захищено запобіжниками.

4.2.185 Потрібно запобігати самовільним зміщенням нейтралі та ферорезонансним процесам в електричних мережах і електроустановках напругою від 6 кВ до 35 кВ, в яких відсутня компенсація ємнісного струму однофазного замикання на землю або відсутні генератори і синхронні компенсатори з безпосереднім водяним охолодженням обмоток статора, а також у тих електричних мережах, де є компенсація ємнісного струму однофазного замикання на землю, але можливе відділення дугогасних реакторів у автоматичному чи оперативному режимах.

За необхідності в електроустановках застосовують будь-які з таких заходів запобігання розвитку феррорезонансних процесів:

– у коло з'єднаної в розімкнений трикутник вторинної обмотки трансформаторів напруги від 6 кВ до 35 кВ, яку використовують для контролю ізоляції, потрібно вмикати резистор опором 25 Ом (розрахований на тривале проходження струму 4 А). У схемі блока генератор-трансформатор потрібно додатково передбачати другий такий самий резистор, який автоматично шунтує постійно увімкнутий резистор у разі появи феррорезонансного процесу;

– у коло з'єднаної в розімкнений трикутник вторинної обмотки трансформаторів напруги від 6 кВ до 35 кВ, яку використовують для контролю ізоляції, потрібно вмикати пристрій для тимчасового вмикання низькоомного резистора на час усунення феррорезонансного процесу;

– в електроустановках, в яких не здійснюють вимірювання фазних напруг відносно землі (контроль ізоляції) або напруг нульової послідовності, потрібно застосовувати трансформатори напруги, первинні обмотки яких не мають з'єднання з землею. За необхідності вимірювання фазних напруг відносно землі (контроль ізоляції) або напруг нульової послідовності потрібно використовувати вимірювальні блоки, приєднані до ТН з первинними обмотками, увімкненими на лінійну напругу, та ємнісні (резистивні тощо) подільники напруги;

– заземлювати нейтраль через високоомний резистор;

– інші заходи запобігання розвитку феррорезонансних процесів.

4.2.186 Обмотки силових трансформаторів (АТ), а також ШР потрібно захищати від внутрішніх перенапруг за допомогою ОПН, які встановлюють поблизу трансформаторів (АТ) відповідно до **4.2.173**.

4.2.187 Потрібно передбачати заходи з обмеження тривалого підвищення напруги в РУ напругою від 330 кВ до 750 кВ застосуванням ШР, схемних рішень, системної автоматики та автоматики захисту від підвищення напруги.

Допустимі підвищення напруги для устаткування напругою від 330 кВ до 750 кВ потрібно приймати залежно від тривалості їх дії.

4.2.188 Рівень обмеження комутаційних перенапруг визначають на підставі вимог з координації ізоляції. Основними параметрами координації ізоляції є випробувальні напруги ізоляції електроустаткування і залишкова напруга ЗА, яку визначають за струмів комутаційного імпульсу (від 0,5 кА до 2,0 кА для номінальних напруг від 6 кВ до 750 кВ). Рівень комутаційних обмежуваних перенапруг з урахуванням особливостей мережі, а також залишкову напругу потрібно визначати відповідними розрахунками.

4.2.189 Для РУ напругою від 110 кВ до 500 кВ з повітряними і елегазовими вимикачами потрібно передбачати заходи щодо запобігання феррорезонансним перенапругам, які виникають у разі послідовного вмикання електромагнітних трансформаторів напруги та ємнісних подільників напруги вимикачів.

ЗАХИСТ ВІД ДІЇ ЕЛЕКТРИЧНОГО ТА МАГНІТНОГО ПОЛІВ

4.2.190 У зонах перебування виробничого (електротехнічного) персоналу (маршрути обходу, робочі місця) на ПС та у ВРУ напругою 330 кВ і вище напруженість

електричного (ЕП) та магнітного (МП) полів повинна бути в межах дозволених рівнів, установлених відповідними чинними НД.

4.2.191 Допустимі рівні напруженості ЕП і МП у зонах перебування виробничого (електротехнічного) персоналу потрібно забезпечувати конструктивно-компонувальними рішеннями з використанням стаціонарних, інвентарних та індивідуальних пристроїв екранування.

4.2.192 На ПС та у ВРУ напругою 330 кВ і вище, щоб зменшити час перебування виробничого (електротехнічного) персоналу в зоні впливу ЕП, потрібно:

– застосовувати металоконструкції ВРУ, захищені від корозії способами, які не потребують регулярного поновлення покриття (оцинковування, алюмінування тощо), або конструкції з алюмінієвих елементів;

– розташовувати сходи для піднімання на траверси металевих порталів усередині їхніх стояків (сходи, розміщені зовні, повинні бути обгороджені екрануючими пристроями, які забезпечують усередині допустимі рівні напруженості ЕП і МП);

– розміщувати блоки приводів рухомих контактів підвісних роз'єднувачів і трапи обслуговування всередині траверс порталів;

– застосовувати ізолюючі підвіси з ізоляторів, які не потребують періодичних випробовувань на електричну міцність (скляні або полімерні ізолятори);

– розміщувати шафи керування вимикачами і роз'єднувачами, шафи вторинних кіл, а також збірки напругою до 1000 В переважно в зоні дії екранів над маршрутами обходу;

– розміщувати устаткування таким чином, щоб сигнальні лампи, манометри, маслопокажчики і повітроосушувачі маслонаповнених апаратів тощо, а також електромагнітні пристрої ємнісних трансформаторів напруги було повернуто в бік маршрутів обходу.

4.2.193 На ВРУ напругою 330 кВ і вище для зниження рівня напруженості ЕП не можна дозволяти сусідства однойменних фаз у суміжних ланках.

4.2.194 На ПС напругою 330 кВ і вище виробничі будівлі дозволено розміщувати в зоні впливу ЕП за умови забезпечення екранування підходів до входів у ці будівлі. Екранування підходів дозволено не виконувати, якщо вхід у будівлю, розташований у зоні впливу, знаходиться на боці будівлі, протилежному струмовідним частинам.

СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК І ПІДСТАНЦІЙ

4.2.195 Вимоги **4.2.196–4.2.226** поширюються на схеми РУ ПС і РП електричних мереж.

У цьому підрозділі поняття «підстанція» і «розподільний пункт» поіменовано одним терміном – «підстанція», якщо це не обумовлено окремо.

Застосовувати схеми на центральні трансформаторні підстанції (ЦПС) вітроелектростанцій (ВЕС) та сонячних станцій (СЕС), а також на пункти приєднання генеруючих установок ВЕС і СЕС до внутрішньої електричної мережі цих електростанцій потрібно відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

4.2.196 Побудову схеми електричної ПС потрібно виконувати з урахуванням призначення, ролі та положення ПС в електричній мережі енергосистеми.

Електричну схему ПС і окремих РУ розробляють на підставі робіт з розвитку електричних мереж (енергосистеми, району або об'єкта).

4.2.197 З огляду на функції ПС в електричній мережі електрична схема повинна:

– забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;

– забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;

– ураховувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

– ураховувати вимоги протиаварійної автоматики.

4.2.198 З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РУ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

4.2.199 Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10–4.2.13. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

Дозволено застосовувати електричні схеми РУ, відмінні від наведених у табл. 4.2.10 і 4.2.12, за відповідного обґрунтування, а також під час реконструкції діючих ПС.

4.2.200 У схемі 1 (два блоки лінія-трансформатор без комутаційного устаткування або з роз'єднувачем) для захисту лінії, устаткування РУ і трансформатора потрібно передбачати надійне передавання сигналу для вимикання вимикача в голові лінії. Для захисту лінії, устаткування напругою від 110 кВ до 220 кВ і силових трансформаторів потужністю, меншою ніж 63 МВ · А, дозволено використовувати релейний захист лінії з боку живильного кінця лінії.

4.2.201 У схемі 2 (схема «місток»: два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній) в умовах інтенсивного забруднення ізоляції за обмеженої площі забудови тощо дозволено перемичку не застосовувати.

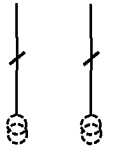
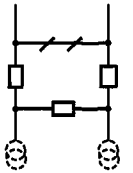
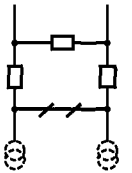
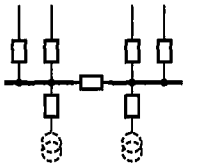
4.2.202 Як перший етап розвитку схем типу «місток» дозволено застосовувати:

– схему «блок лінія-трансформатор» з одним вимикачем за однієї лінії і одного трансформатора;

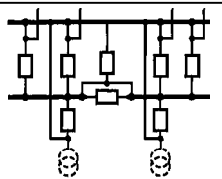
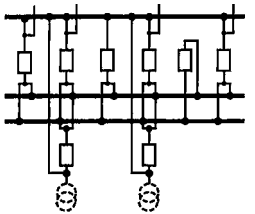
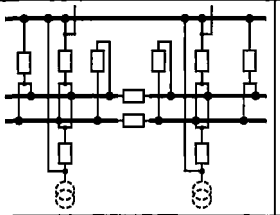
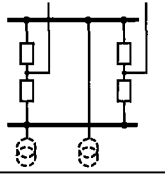
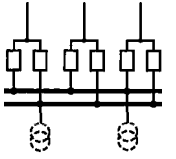
– схему «місток» з установленням одного або двох вимикачів (залежно від схеми мережі) за двох ліній і одного трансформатора.

4.2.203 Схему «чотирикутник» на напрузі 220 кВ застосовують замість схеми «місток» у разі, якщо застосовувати ремонтні перемички неприпустимо через підвищення напруги на вимкненому кінці або за умови релейного захисту.

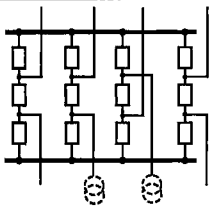
Таблиця 4.2.10 – Перелік схем електричних РУ напругою від 35 кВ до 750 кВ і сфера їх застосування

Шифр	Найменування	Умовне зображення схеми	Сфера застосування			
			Напруга РУ, кВ	Сторона	Кількість ліній	Умови та особливості застосування
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
110-1 150-1 220-1 330-1	Два блоки лінія-трансформатор з роз'єднувачами		110 150 220 330	ВН	2	Тупикові ПС у разі живлення одного трансформатора від однієї лінії, яка не має відгалужень
110-3 150-3 220-3	Місток з вимикачами в колах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній		110 150 220	ВН	2	Прохідні ПС, за необхідності секціонування ліній, за потужності трансформаторів до 63 МВ · А
35-4 110-4 150-4 220-4	Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів		35 110 150 220	ВН	2	Прохідні ПС, за необхідності секціонування ліній і збереження транзиту в разі пошкодження трансформатора, за потужності трансформаторів до 63 МВ · А
35-5	Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин		35	ВН СН НН	Понад 2	Для ВН вузлових ПС мережі напругою 35 кВ та СН і НН на ПС напругою 110 кВ і 220 кВ. Дозволено на першому етапі розвитку схеми приєднання двох ліній, по одній на кожну секцію

Продовження таблиці 4.2.10

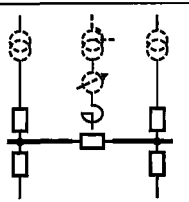
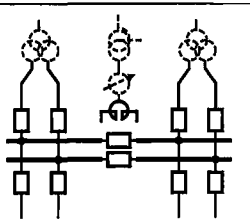
1	2	3	4	5	6	7
110-6 150-6 220-6	Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин		110 150 220	ВН	3–6	Вузлові ПС напругою 110 кВ і 220 кВ за кількості нерезервованих ліній не більше однієї на кожній із секцій
110-7 150-7 220-7	Дві робочі і обхідна системи шин		110 150 220	СН	До 12	1) ПС з АТ потужністю до 2 × 200 (2 × 400) МВ · А. 2) ПС з АТ потужністю 4 × 200 (4 × 250) МВ · А. Дозволено застосовувати дві окремі РУ (по одній на кожну пару АТ)
110-8 150-8 220-8	Дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин з двома обхідними й двома шиноз'єднувальними вимикачами		110 150 220	СН	Понад 12	1) За необхідності зниження струмів КЗ. 2) ПС з АТ потужністю 4 × 200 (4 × 250) МВ · А
220-9 330-9 500-9 750-9	Чотирикутник		220 330 500 750	ВН	2	За потужності трансформаторів 125 МВ · А і більше для напруги 220 кВ і будь-якої потужності для напруги 330 кВ і вище
330-10 500-10 750-10	Трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі		330 500 750	ВН СН	Для 330 і 500 кВ – до 4; 750 кВ – 3	Вузлові ПС мережі напругою від 330 кВ до 750 кВ

Кінець таблиці 4.2.10

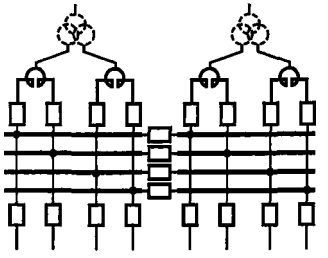
1	2	3	4	5	6	7
330-11 500-11 750-11	Полуторна		330 500 750	ВН СН	За кількістю приєднань	За кількості приєднань понад 7

Примітка. На схемах умовно показано тільки ті роз'єднувачі, які використовують як комутаційні апарати.

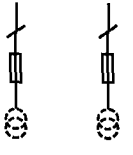
Таблиця 4.2.11 – Перелік схем РУ 6 кВ, 10 кВ і 20 кВ для ПС з ВН напругою від 35 кВ до 330 кВ і сфера їх застосування

Шифр	Найменування	Умовне зображення	Кількість ліній	Додаткові умови застосування
1	2	3	4	5
10-1 20-1	Одна секціонована вимикачем система шин		Без обмеження	За двох трансформаторів з нерозщепленими обмотками напругою 6 кВ, 10 кВ і 20 кВ без струмообмежувальних реакторів або з одинарними реакторами
10-2 20-2	Дві секціоновані вимикачами системи шин		Без обмеження	За двох трансформаторів з розщепленими обмотками напругою 6 кВ, 10 кВ і 20 кВ без струмообмежувальних реакторів або з одинарними реакторами, чи з нерозщепленими обмотками і подвоєними реакторами

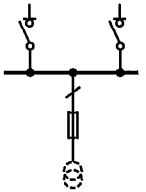
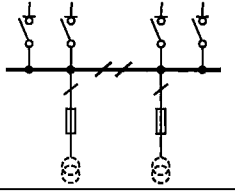
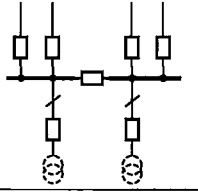
Кінець таблиці 4.2.11

1	2	3	4	5
10-3 20-3	Чотири секціоновані вимикачами системи шин		Без обмеження	За двох трансформаторів з розщепленими обмотками напругою 6 кВ, 10 кВ і 20 кВ з подвоєними струмообмежувальними реакторами
Примітка. У схемах 10-1–10-3 (20-1–20-3) дозволено встановлювати струмообмежувальні реактори в лінійних приєднаннях на ПС промислових підприємств.				

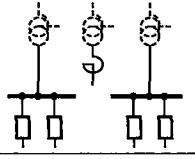
Таблиця 4.2.12 – Перелік схем РУ напругою 6 кВ, 10 кВ і 20 кВ для ПС з ВН 6 кВ, 10 кВ і 20 кВ і сфера їх застосування

Шифр	Найменування	Умовне зображення	Кількість ліній	Додаткові умови застосування
1	2	3	4	5
10-4 20-4	Блок лінія-трансформатор		1	1) Тупикові ПС та відгалужувальні ПС. 2) Дозволено замість роз'єднувача застосовувати вимикач навантаження
10-5 20-5	Два блоки лінія-трансформатор		2	1) Тупикові ПС. 2) Дозволено замість роз'єднувачів застосовувати вимикачі навантаження

Кінець таблиці 4.2.12

1	2	3	4	5
10-6 20-6	Одна несекціонована система шин		2	1) Прохідні ПС з одностороннім живленням. 2) Дозволено у колі трансформатора замість роз'єднувача застосовувати вимикач навантаження
10-7 20-7	Одна секціонована роз'єднувачами система шин		4	1) Прохідні ПС з двостороннім живленням. 2) Дозволено замість секційних роз'єднувачів і роз'єднувачів у колах трансформаторів застосовувати вимикачі навантаження
10-8 20-8	Одна секціонована вимикачем система шин		До 10	1) ПС напругою 6/0,4 кВ, 10/0,4 кВ і 20/0,4 кВ з функціями РП. 2) Дозволено замість вимикачів у колах трансформаторів застосовувати запобіжники
Примітка. На схемах 10-4–10-8 (20-4–20-8) умовно показано тільки ті роз'єднувачі, які використовують як комутаційні апарати.				

Таблиця 4.2.13 – Схеми РУ напругою 6 кВ, 10 кВ, 17,5 кВ, 20 кВ і 35 кВ для живлення трансформаторів власних потреб ПС і сфера їх застосування

Шифр	Умовне зображення	Додаткові умови застосування
НН-1		1) Живлення власних потреб ПС з ВН від 220 кВ до 750 кВ за відсутності сторонніх споживачів на НН ПС. 2) Дозволено застосовувати варіант схеми з одним приєднанням власних потреб

4.2.204 Як перший етап розвитку схеми «чотирикутник» дозволено застосовувати:

– схему «блок лінія-трансформатор» з двома взаєморезервованими вимикачами за однієї лінії і одного трансформатора;

– схему «у трикутник» за двох ліній і одного трансформатора.

4.2.205 У РУ напругою від 110 кВ до 220 кВ за схемами 6, 7 і 8 з використанням КРУЕ обхідну систему шин дозволено не виконувати.

4.2.206 На етапі розвитку РУ від схеми «чотирикутник» до схеми «трансформатори-шини з приєднанням лінії через два вимикачі» виникає питання щодо збереження або демонтажу роз'єднувачів у колі ліній, яке вирішують в конкретному проекті ПС.

4.2.207 На етапі розвитку РУ від схеми «трансформатори-шини з приєднанням лінії через два вимикачі» до полуторної схеми дозволено застосовувати схему «трансформатори-шини з полуторним приєднанням ліній».

4.2.208 У схемі «трансформатори-шини з полуторним приєднанням ліній» і полуторній схемі за кількості лінійних приєднань понад 6 і в схемах «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два і півтора вимикачі» за чотирьох АТ потрібно розглядати необхідність секціонування збірних шин з урахуванням умов збереження стійкості енергосистеми. Парні лінії і трансформатори потрібно приєднувати до різних систем шин і до різних ланок.

4.2.209 Кількість вимикачів, які спрацьовують одночасно в межах РУ однієї напруги, має бути не більше ніж:

– два – у разі пошкодження лінії;

– чотири – у разі пошкодження трансформатора напругою до 500 кВ;

– три – у разі пошкодження трансформатора напругою 750 кВ.

4.2.210 У схемах з приєднанням ПЛ через два вимикачі у колі ПЛ дозволено установлювати трансформатори струму для комерційного обліку електроенергії.

4.2.211 Трансформатор напруги, установлений на лінійному приєднанні напругою 330 кВ і вище, потрібно приєднувати безпосередньо до ошиновки (без комутаційного апарата).

4.2.212 На НН ПС напругою від 35 кВ до 750 кВ потрібно передбачати роздільну роботу силових трансформаторів.

4.2.213 Установлювати запобіжники на ВН силових трансформаторів 35 кВ і вище заборонено.

4.2.214 На ПС нового будівництва установлювати відокремлювачі і короткозамикачі заборонено. Під час реконструкції діючих ПС відокремлювачі і короткозамикачі потрібно заміняти на вимикачі.

4.2.215 На ПС потрібно встановлювати трифазні трансформатори.

За відсутності трифазного трансформатора необхідної потужності, а також у разі транспортних обмежень дозволено застосовувати групу однофазних трансформаторів або два трифазних трансформатори однакової потужності.

4.2.216 На ПС напругою від 35 кВ до 750 кВ потрібно встановлювати два основні трансформатори. У початковий період експлуатації дозволено установлювати один трансформатор за умови забезпечення вимог до надійності електропостачання споживачів.

Більше двох основних трансформаторів установлюють:

– у разі потреби у двох СН на ПС;

– за відсутності трифазного трансформатора необхідної потужності;

– у разі транспортних обмежень.

У разі встановлення більше двох основних трансформаторів трансформатори приєднують на ВН по два в одне приєднання через один вимикач із застосуванням роз'єднувача в колі кожного трансформатора, а на СН і НН – на різні секції СН і НН. У цьому разі керування роз'єднувачами на ВН потрібно включати в схему автоматики.

У разі встановлення по одному трансформатору з різними напругами на СН їх приєднують на ВН як різні приєднання.

4.2.217 У разі встановлення на ПС однієї групи однофазних трансформаторів потрібно передбачати резервну фазу.

За двох груп однофазних трансформаторів доцільність установлення резервної фази визначають відповідним обґрунтуванням.

Резервну фазу однофазного трансформатора потрібно встановлювати замість пошкодженої перекочуванням.

4.2.218 Вибір параметрів трансформаторів потрібно виконувати відповідно до режимів їхньої роботи. У цьому разі треба враховувати режими тривалого і короткочасного електронавантаження, поштовхи електронавантаження, а також можливі в експлуатації тривалі перевантаження. Ця вимога стосується всіх обмоток багатообмоткових трансформаторів.

Для заданих умов необхідно вибирати трансформатори граничної потужності. Дроблення потужності та установлення декількох трансформаторів замість одного допустиме тільки за умовами **4.2.215**.

У разі потреби у збільшенні потужності трансформаторів на ПС таке збільшення здійснюють заміною трансформаторів на більш потужні. Установлення додаткових трансформаторів потрібно обґрунтовувати.

4.2.219 АТ не можна застосовувати в електричних мережах з ізольованою нейтраллю та в мережах, заземлених через дугогасні заземлювальні реактори, тому що в них можуть виникати небезпечні підвищення потенціалу нейтралі АТ. Застосовувати АТ у мережах, які мають постійний фазовий зсув, недопустимо.

4.2.220 На ПС напругою 35 кВ і вище потрібно встановлювати трансформатори з пристроєм регулювання напруги під навантаженням (РПН). Дозволено застосовувати трансформатори без РПН, якщо регулювання напруги на ПС виконують іншими засобами.

4.2.221 У разі живлення споживачів електроенергії (крім власних потреб ПС) від обмотки НН основних АТ для незалежного регулювання напруги треба передбачати встановлення лінійних регулювальних трансформаторів на НН, за винятком випадків, коли регулювання напруги забезпечують іншими засобами.

У разі живлення споживачів електроенергії від обмоток СН і НН АТ із РПН для забезпечення незалежного регулювання напруги дозволено, за потреби, передбачати встановлення лінійного регулювального трансформатора на одній із сторін автотрансформатора.

4.2.222 У разі встановлення на ПС однієї групи однофазних ШР потрібно передбачати резервну фазу реактора на кожній напрузі.

Резервну фазу однофазного реактора потрібно встановлювати замість пошкодженої перекочуванням.

4.2.223 Для обмеження струмів КЗ в РУ напругою 6 кВ, 10 кВ, 15,75 кВ і 20 кВ передбачають:

– установлення силових трансформаторів з підвищеним опором між обмотками;

– установлення трансформаторів з розщепленими обмотками напругою 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ;

– застосування струмообмежувальних реакторів у колах приєднань 6 кВ, 10 кВ, 15,75 кВ і 20 кВ.

4.2.224 За необхідності компенсації ємнісних струмів у мережах напругою від 6 кВ до 35 кВ на ПС потрібно встановлювати дугогасні заземлювальні реактори з плавним або ступінчастим регулюванням індуктивності.

Дугогасні реактори напругою 35 кВ приєднують до нульових уводів відповідних обмоток трансформаторів через розгалуження з роз'єднувачів до кожного із трансформаторів. Дугогасні реактори на напругу 6 кВ і 10 кВ приєднують через роз'єднувач до нейтрального виводу окремого трансформатора, приєднаного до збірних шин через вимикач.

4.2.225 На всіх ПС напругою 110 кВ і вище, а також на двотрансформаторних ПС напругою 35 кВ потрібно встановлювати не менше двох трансформаторів власних потреб, які приєднують до різних секцій шин РУ або до уводів різних основних трансформаторів.

На двотрансформаторних ПС напругою 35 кВ і вище в початковий період їх роботи з одним силовим трансформатором, а також на однотрансформаторних ПС напругою 110 кВ і вище потрібно встановлювати два трансформатори власних потреб із живленням одного з них від незалежного джерела живлення. На ПС напругою 330 кВ і вище потрібно передбачати резервування живлення власних потреб від третього незалежного джерела живлення.

У разі приєднання одного з трансформаторів власних потреб до зовнішнього незалежного джерела живлення потрібно виконувати перевірку на відсутність зсуву фаз.

Живлення сторонніх споживачів від мережі власних потреб ПС заборонене.

4.2.226 На ПС із постійним оперативним струмом трансформатори власних потреб потрібно приєднувати до шин РУ НН, а за відсутності таких РУ – безпосередньо до виводів НН основних трансформаторів (див. табл. 4.2.13).

На ПС зі змінним і випрямленим оперативним струмом трансформатори власних потреб потрібно приєднувати на ділянці між виводами НН основного трансформатора і його вимикачем.

У разі живлення оперативних кіл змінного струму або випрямленого струму від трансформаторів напруги, приєднаних до живильної ПЛ, трансформатори власних потреб приєднують до шин НН ПС. У разі живлення оперативних кіл змінного струму від трансформаторів власних потреб останні потрібно приєднувати до ПЛ, які живлять ПС.

Додаток А
(довідковий)
до глави 4.2 «Розподільні установки і підстанції напругою понад 1 кВ»

ГРУПИ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ ВІДПОВІДНО ДО ПРОТИПОЖЕЖНИХ ЗАХОДІВ

Група	Характеристика ПС	Потужність силового трансформатора
I	Відкриті ПС напругою 500 кВ і 750 кВ	Незалежно від потужності
	Відкриті ПС напругою 220 кВ і 330 кВ	200 МВ · А і більше
	ЗПС напругою 110 кВ і вище	63 МВ · А і більше
II	Відкриті ПС напругою 220 кВ і 330 кВ	Від 40 МВ · А до 125 МВ · А
	ЗПС напругою 220 кВ	40 МВ · А
	Відкриті ПС напругою 110 кВ і 150 кВ	63 МВ · А і більше
III	ПС напругою 220 кВ	Менше ніж 40 МВ · А
	ПС напругою 110 кВ і 150 кВ	Менше ніж 63 МВ · А
	ПС напругою 35 кВ	Менше ніж 80 МВ · А

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 8 грудня 2015 р. № 796

ГЛАВА 4.3
ПЕРЕТВОРЮВАЛЬНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА УСТАНОВКИ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

4.3.1 Ця глава Правил поширюється на стаціонарні перетворювальні підстанції і установки з напівпровідниковими перетворювальними агрегатами потужністю 100 кВт і більше, які призначено для живлення промислових споживачів.

Ця глава Правил не поширюється на тягові підстанції електрифікованих залізниць і на спеціальні перетворювальні установки (електротермічні установки, частотні перетворювачі електродвигунів, перетворювальні установки для газоочищення, лабораторій тощо).

4.3.2 Перетворювальні підстанції та установки мають задовольняти вимоги інших розділів тією мірою, якою їх не змінено цією главою.

4.3.3 Клас напруги окремих елементів перетворювального агрегату, відповідно до якого встановлюють допустимі найменші відстані між частинами, які перебувають під напругою, від цих частин до землі, огорож, а також ширину проходів, необхідність улаштування блокувань дверей визначають:

1) для трансформаторів, автотрансформаторів, реакторів – за найбільшим значенням наявної напруги між кожними двома виводами, а також між кожним виводом і заземленими деталями цих апаратів;

2) для напівпровідникового перетворювача – за найбільшим значенням наявної напруги між кожними двома виводами з боку змінного струму.

Клас напруги комплектного пристрою, який складається з перетворювача, трансформатора, реакторів тощо і який змонтовано в загальному корпусі, визначають за найбільшими значеннями напруги, зазначеної в переліках 1) і 2).

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

4.3.4 У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

ДБН В.1.1-7-2002 Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва

ДСТУ 2847-94 Перетворювачі електроенергії напівпровідникові. Терміни та визначення

ДСТУ 3679-98 (ГОСТ 28167-98) Перетворювачі змінної напруги напівпровідникові. Загальні технічні вимоги

ГОСТ 12.4.026-76 ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности (ССБП. Кольори сигнальні та знаки безпеки)

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення)

ГОСТ 22012-82 Радиопомехи индустриальные от линий электропередачи и электрических подстанций. Нормы и методы измерений (Радіоперешкоди індустріальні від ліній електропередавання та електричних підстанцій. Норми і методи вимірювань)

НАПБ 06.015-2006 Перелік приміщень і будівель енергетичних підприємств Мінпаливенерго України з визначенням категорій і класифікації зон з вибухопожежної та пожежної небезпеки.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

4.3.5 У цій главі Правил застосовано такі терміни, установлені в ДСТУ 2847: ***головне плече напівпровідникового перетворювача, плече напівпровідникового перетворювача, перекидання напівпровідникового інвертора.***

Нижче подано терміни, додатково використані в цій главі, та визначення позначених ними понять:

напівпровідниковий перетворювач

Комплект напівпровідникових вентилів (некерованих або керованих), змонтованих на рамах або в шафах, із системою повітряного або водяного охолодження, а також приладів і апаратури, необхідних для пуску і роботи перетворювача

перетворювальний агрегат

Комплект устаткування, який складається з одного або декількох напівпровідникових перетворювачів, трансформатора, а також приладів і апаратури, необхідних для пуску і роботи агрегату.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

4.3.6 На перетворювальних підстанціях і установках, призначених для живлення промислових споживачів, треба застосовувати напівпровідникові перетворювачі, які відповідають вимогам цієї глави і ДСТУ 3679.

4.3.7 На перетворювальних підстанціях і установках треба передбачати заходи щодо обмеження:

– впливу підстанції (установки) на якість електричної енергії в живильній мережі до значень згідно з ГОСТ 13109;

– радіоперешкод, які створюються підстанцією (установкою), до значень згідно із ГОСТ 22012.

4.3.8 На перетворювальних підстанціях і установках треба передбачати пристрої для компенсації реактивної потужності в обсязі, який визначають техніко-економічним розрахунком.

4.3.9 Ступінь резервування живлення власних потреб перетворювальних підстанцій та установок має відповідати ступеню резервування живлення перетворювальних агрегатів.

4.3.10 Перетворювальні підстанції та установки мають бути обладнаними електричним освітленням (з дотриманням вимог розділу 6 цих Правил), телефонним зв'язком, а також системами пожежної сигналізації та іншими видами сигналізації, які потрібні за умовами їх роботи. Монтаж освітлювальної арматури має забезпечувати її подальше безпечне обслуговування.

4.3.11 Перетворювальні підстанції та установки мають бути обладнаними пристроями для продування електроустаткування сухим, очищеним від пилу і масла стисненим повітрям під тиском, не більшим ніж 0,2 МПа, від пересувного компресора або від мережі стисненого повітря, а також промисловими пересувними пилососами.

4.3.12 Для монтажу, розбирання і складання перетворювачів та іншого устаткування слід, як правило, передбачати інвентарні (стаціонарні або пересувні) підйомально-транспортні пристрої.

4.3.13 На перетворювальних підстанціях і установках мають бути передбаченими пункти живлення для переносних електроінструментів, машин для прибирання приміщень і переносних світильників. Для живлення переносних світильників треба застосовувати наднизьку напругу, не вищу ніж 50 В змінного струму і 120 В постійного струму.

ЗАХИСТ ПЕРЕТВОРЮВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ

4.3.14 Трансформатор перетворювального агрегату залежно від типової потужності та первинної напруги має бути обладнаним такими пристроями захисту:

1) Максимальним струмовим захистом миттєвої дії від багатофазних замикань в обмотках і на виводах трансформатора і, якщо це можливо, від короткого замикання у перетворювачі, який діє на вимкнення.

Захист має бути відрегульованим за струмом спрацьовування від поштовхів струму намагнічування під час увімкнення ненавантаженого трансформатора і від можливих поштовхів струму навантаження; захист, як правило, має бути селективним щодо автоматичних вимикачів на стороні випрямленої напруги і запобіжників напівпровідникових перетворювачів.

Має бути забезпеченим спрацьовування захисту за всіх передбачених значень вторинної напруги трансформатора для можливих значень коефіцієнта трансформації.

В установках з первинною напругою, вищою ніж 1 кВ, максимальний струмовий захист, як правило, має бути двофазним у трирелейному виконанні.

В установках з первинною напругою до 1 кВ захист трансформатора треба виконувати автоматичним вимикачем, який має максимальні струмові розчіплювачі у всіх фазах (за ізольованої нейтралі дозволено використовувати автоматичний вимикач, який має максимальні струмові розчіплювачі у двох фазах).

2) Газовим захистом від внутрішніх пошкоджень і зниження рівня масла в трансформаторі.

Газовий захист треба встановлювати на трансформаторах потужністю 1 МВ • А і більше, а для внутрішньоцехових перетворювальних підстанцій і установок – на трансформаторах потужністю 0,4 МВ • А і більше. Газовий захист має діяти на сигнал у разі слабких газоутворень і знижень рівня масла і на вимкнення в разі інтенсивного газоутворення.

Залежно від наявності персоналу або термінів його прибуття після появи сигналу, а також від конструкції газового реле може передбачатися дія захисту на вимкнення за подальшого зниження рівня масла. Для захисту від зниження рівня масла можна застосовувати окреме реле рівня в розширювачі трансформатора.

3) Захистом від підвищення тиску (реле тиску) герметичних трансформаторів з дією його на сигнал для трансформаторів потужністю до 0,63 МВ • А і з дією на вимкнення для трансформаторів потужністю понад 0,63 МВ • А.

4) Захистом від перенапруг на стороні вторинної напруги трансформатора за випрямленої напруги 600 В і вище.

5) Пробивним запобіжником, установленим у нейтралі або фазі на стороні нижчої напруги трансформатора, за вторинної напруги до 1 кВ.

Пристрої захисту з дією на вимкнення мають діяти на вимикач, установлений на стороні первинної напруги трансформатора, і за необхідності – на автоматичний вимикач на стороні випрямленого струму перетворювальної установки.

4.3.15 Напівпровідниковий перетворювач залежно від потужності, значення випрямленої напруги, типу, призначення і режиму роботи додатково до захисту за **4.3.14** має бути обладнаним:

1) Швидкодійними запобіжниками в кожній паралельній гілці для захисту окремих або декількох послідовно з'єднаних вентилів. У разі перегорання двох і більше запобіжників має проводитися автоматичне вимкнення перетворювального агрегату. Треба передбачати сигналізацію, яка реагує на перегорання запобіжників.

2) Швидкодійним неполяризованим автоматичним вимикачем в одному полюсі зі сторони випрямленої напруги для захисту від міжполюсних замикань за перетворювачем і для захисту від перекидання інвертора в реверсивних перетворювальних агрегатах під час роботи за схемою блок – перетворювач – споживач.

Кількість автоматичних вимикачів, необхідних для захисту перетворювача, визначають, крім того, за схемою силових кіл перетворювача і споживача.

3) Захистом від зняття імпульсів керування або зміщення імпульсів керування в бік збільшення кута регулювання тиристорних перетворювачів для запобігання надструмам.

4) Швидкодійним неполяризованим автоматичним вимикачем в одному полюсі під час роботи одного або паралельної роботи декількох напівпровідникових перетворювачів на загальні збірні шини.

5) Захистом від внутрішніх і зовнішніх перенапруг.

6) Захистом від втрати або недопустимого зниження напруги живлення і напруги власних потреб перетворювача.

Перелік видів захисту може бути доповнено або скорочено залежно від умов застосування перетворювача.

У перетворювачах, які мають багатоступінчасті захисти, має бути забезпечено їх селективність.

Види захистів має бути зазначено в технічних умовах (ТУ) на перетворювач конкретних серій і типів.

4.3.16 Перетворювальний агрегат має бути обладнано пристроями захисту, контролю і сигналізації, які діють за таких ненормальних режимів роботи:

1) Перевищення допустимої температури ізоляційного масла або ізоляційної негорючої рідини трансформатора.

2) Перевищення допустимої температури води, яка охолоджує напівпровідниковий перетворювач.

3) Перегорання запобіжника в силовому колі напівпровідникового вентиля.

4) Припинення дії повітряного або водяного охолодження.

5) Тривале перевантаження перетворювального агрегату.

6) Відсутність імпульсів керування.

7) Зниження рівня опору ізоляції установки.

8) Порушення роботи в інших пристроях власних потреб перетворювального агрегату, які перешкоджають його нормальній роботі.

4.3.17 На перетворювальних підстанціях (установках) з чергуванням персоналу або за контролю їх роботи диспетчером пристрої захисту, контролю і сигналізації, зазначені в **4.3.16**, переліки 1)–5), 7) і 8), мають діяти на сигнал, а зазначені в **4.3.16**, перелік 6) – на вимкнення перетворювального агрегату.

На перетворювальних підстанціях (установках) без чергування персоналу і без передавання сигналів на диспетчерський пункт пристрої захисту, контролю і сигналізації, перераховані в **4.3.16**, мають діяти на вимкнення перетворювального агрегату.

В окремих випадках, виходячи з місцевих умов допускається дія пристроїв, зазначених у **4.3.16**, перелік 1), на сигнал.

РОЗМІЩЕННЯ УСТАТКУВАННЯ, ЗАХИСНІ ЗАХОДИ

4.3.18 Трансформатор, регулювальний автотрансформатор, зрівняльні реактори, анодні подільники і фільтрові реактори, які належать до одного перетворювального агрегату, можна установлювати в загальній камері.

Установлювати маслонаповнене устаткування треба відповідно до вимог глави 5.1 цих Правил. На комплектні перетворювальні підстанції та установки поширюються також вимоги, зазначені в **4.2.140**–**4.2.142** цих Правил.

4.3.19 Напівпровідникові перетворювачі допускається встановлювати спільно з іншим устаткуванням електротехнічних або виробничих приміщень, якщо цьому не перешкоджають умови навколишнього середовища (сильні магнітні поля, температура, вологість, запиленість тощо).

4.3.20 У виробничих приміщеннях напівпровідникові перетворювачі треба установлювати в шафах.

4.3.21 Двері шаф перетворювачів за випрямленої напруги, вищої ніж 1 кВ, незалежно від місця їх установлення (електротехнічне чи виробниче приміщення), має бути забезпечено блокуванням, яке вимикає перетворювач з боку змінного і з боку випрямленого струму і не дає змоги увімкнути його за відкритих дверей. Двері шаф перетворювачів, установлюваних ззовні електроприміщень, має бути забезпечено внутрішніми замками, які відмикаються спеціальними ключами.

4.3.22 Відкриті напівпровідникові перетворювачі, тобто такі, які мають доступні для дотику частини, що перебувають під напругою, треба установлювати лише в електроприміщеннях. При цьому перетворювачі з напругою, вищою ніж 1 кВ, повинні мати суцільну або сітчасту огорожу заввишки не менше 1,9 м. Вічка сітки огорожі мають бути розміром, не більшим ніж 25 мм × 25 мм. Двері огорож повинні мати блокування, яке вимикає перетворювач без витримки часу як з боку змінного, так і з боку випрямленого струму під час відчинення дверей.

4.3.23 Відкриті перетворювачі напругою до 1 кВ можна встановлювати:

1) На ділянках підлоги, ізольованих від землі. При цьому підлогу має бути вкрито шаром ізоляції під самим перетворювачем і в зоні до 1,5 м від проекції перетворювача. Шар ізоляції має бути механічно достатньо міцним і розрахованим на 10-разову робочу напругу випрямленого струму. Стіни та заземлені предмети, розташовані на відстані по горизонталі, меншій ніж 1,5 м від проекції перетворювача, має бути покрито таким самим шаром ізоляції висотою 1,9 м або захищено ізольованими від землі огорожами.

Перетворювач має бути огороджено поручнями або шнуром з ізоляційних матеріалів на ізольованих стояках. Ширина проходу в просвіті від перетворювача до ізольованих від землі огорож, стін та інших предметів має бути не менше ніж 1 м.

2) На неізольованій підлозі. При цьому перетворювачі повинні мати суцільні або сітчасті індивідуальні огорожі висотою не менше ніж 1,9 м. Двері огорожі повинні мати блокування, аналогічне зазначеному в **4.3.21** блокуванню дверей шаф, або закриватися на замок. В останньому випадку над дверима огорожі або на стіні має бути виконано сигналізацію про вимкнення перетворювача як з боку змінної, так і з боку випрямленої напруги.

Вимірювальні прилади, установлені на корпусі перетворювача, має бути розташовано й змонтовано таким чином, щоб персонал міг стежити за показами приладів, не заходячи за огорожу перетворювача.

4.3.24 Декілька відкритих перетворювачів, які належать до одного перетворювального агрегату, допускається захищати однією загальною огорожею.

4.3.25 У разі встановлення відкритих перетворювачів напругою до 1 кВ на неізольованій підлозі в електроприміщеннях відстані по горизонталі мають бути не меншими ніж:

1) від частин перетворювача, які перебувають під напругою, до заземлених огорож, стін тощо з боку, де не потрібне обслуговування перетворювачів, – 50 мм;

2) від частин одного перетворювача, які перебувають під напругою, до заземлених частин іншого перетворювача, заземлених огорож, стін тощо з боку обслуговування – 1,5 м;

3) між заземленими частинами різних перетворювачів, а також від заземлених частин перетворювача до заземлених огорож, стін тощо з боку обслуговування – 0,8 м;

4) між частинами, які перебувають під напругою, різних перетворювачів з боку обслуговування – 2,0 м.

Відстані, зазначені в переліках 2)–4), установлено за умови забезпечення заходження обслуговуючого персоналу всередину огорож без зняття напруги з перетворювачів.

У разі встановлення відкритих перетворювачів напругою, вищою ніж 1 кВ, в електроприміщеннях відстані по горизонталі мають бути не менше ніж:

– від частин перетворювача, які перебувають під напругою, до огорож, стін тощо з боку, де не потрібне обслуговування перетворювачів: за напруги 3 кВ – 165 мм, 6 кВ – 190 мм, 10 кВ – 220 мм;

– між заземленими частинами різних перетворювачів, а також від заземлених частин перетворювача до огорож, стін тощо з боку обслуговування – 0,8 м; цю відстань встановлено за умови забезпечення обслуговування перетворювача за відсутності напруги.

4.3.26 В установках, у яких перетворювальний агрегат складається з двох або більше перетворювачів і, крім того, потрібна робота частини перетворювачів за відсутності напруги на інших, електричні з'єднання окремих елементів має бути виконано таким чином, щоб була можливість вимкнення кожного перетворювача з боку змінної та з боку випрямленої напруги.

4.3.27 У разі встановлення шаф з електроустаткуванням перетворювальних агрегатів у один ряд ширина проходу з боку дверей або знімних стінок має бути не меншою ніж 1 м; за відчинених на 90° дверей шафи допускається звужувати прохід до 0,6 м.

За дворядного розташування шаф ширина проходу обслуговування між шафами має бути не менше ніж 1,2 м; за відчинених на 90° дверей двох шаф, розташованих одна проти одної, між дверима має залишатися прохід завширшки не менше ніж 0,6 м.

У разі розташування електроустаткування в шафах на висувних візках ширина проходів має бути:

– за однорядного розміщення шаф – не менше ніж довжина візка плюс 0,6 м;

– за дворядного розміщення шаф – не менше ніж довжина візка плюс 0,8 м.

У всіх випадках ширина проходів має бути не меншою від розміру візка по діагоналі.

4.3.28 Аноди перетворювачів та їх охолоджувачі має бути пофарбовано відповідно до ГОСТ 12.4.026 в колір, який відрізняється від кольору решти частин перетворювача.

4.3.29 На корпусі перетворювача має бути нанесено застережні знаки із зазначенням напруги перетворювача за неробочого ходу.

4.3.30 В установках з напівпровідниковими перетворювачами ізоляція кіл, пов'язаних з вентильними обмотками перетворювальних трансформаторів, кіл керування і «сіткового» захисту, а також кіл, які можуть потрапити під потенціал вентильних обмоток у разі пробою ізоляції, має витримувати протягом 1 хв таку випробувальну напругу змінного струму частотою 50 Гц:

Номінальна напруга кіл, В	До 60	220	500	Вище 500
Випробувальна напруга, кВ	1	1,5	2	$2{,}5\,U_{d0}+1$, (але не менша ніж 3)

U_{d0} – випрямлена напруга неробочого ходу.

За номінальну напругу ізоляції беруть найбільше її значення (діюче), яке впливає на ізоляцію в колі, що перевіряють.

4.3.31 Первинні кола випрямленого струму повинні мати ізоляцію, відповідну їх робочій напрузі.

4.3.32 Конструкція перетворювачів має забезпечувати можливість безпечної перевірки покажчиком напруги наявності або відсутності напруги на них.

ОХОЛОДЖЕННЯ ПЕРЕТВОРЮВАЧІВ

4.3.33 Для забезпечення температурного режиму перетворювачів, що його вимагає виробник обладнання, має бути передбачено пристрої для їх охолодження. Способи охолодження, температуру охолоджувальної води або повітря та їх витрати визначає виробник обладнання.

4.3.34 У разі повітряного охолодження перетворювачів вміст пилу в повітрі не має перевищувати 0,7 мг/м^3. За більшої концентрації пилу має бути передбачено очищення повітря.

4.3.35 У разі повітряного охолодження перетворювачів повітровід кожного перетворювача повинен мати заслінку (шибер), яка забезпечує припинення подавання повітря до перетворювача незалежно від подавання повітря до інших перетворювачів.

4.3.36 Якщо перетворювачі охолоджують водою, то, як правило, треба застосовувати замкнуту циркуляційну систему. Вода за своїми хімічними і фізичними властивостями (хімічний склад, електропровідність, жорсткість, вміст механічних домішок) має відповідати вимогам виробника обладнання.

4.3.37 Якщо перетворювач охолоджують водою за проточною або за циркуляційною системою, то трубопроводи, які підводять і відводять охолоджувальну воду, має бути виконано з ізоляційного матеріалу. Довжина ізоляційних трубопроводів має бути не меншою від тієї, яку визначає виробник перетворювача.

За проточної системи охолодження ізоляцію між перетворювачем і стічною трубою допускається здійснювати за допомогою струменя води, яка вільно падає в приймальну лійку.

4.3.38 У разі застосування як охолоджувальної рідини антикорозійних розчинів, які мають високу провідність, устаткування охолоджувальної установки (теплообмінник, насос, підігрівачі), що має в цьому випадку потенціал корпусу перетворювача, має бути встановлено на ізоляторах, а трубопроводи між охолоджувальною установкою і перетворювачем у разі доступності їх для дотику за працюючого перетворювача мають виконуватися з ізоляційних труб або шлангів. Охолоджувальну воду треба подавати в теплообмінник через ізоляційну вставку (шланг або трубу). Якщо охолоджувальну установку розташовано поза огорожею перетворювача, вона повинна мати сітчасту або суцільну огорожу, яка відповідає вимогам **4.3.23**, перелік 2); при цьому блокування дверей огорожі має забезпечувати вимкнення насоса і підігрівача теплообмінника в разі відчинення дверей.

4.3.39 Вентилі для регулювання кількості охолоджувальної води треба установлювати в безпечному і зручному для обслуговування місці. Залежно від місця розташування вони мають бути ізольованими від землі або заземленими.

4.3.40 Ступінь резервування забезпечення перетворювальної підстанції (установки) водою має відповідати ступеню резервування живлення її електроенергією.

4.3.41 Для контролю за роботою охолоджувальних пристроїв має бути встановлено достатню кількість контрольно-вимірювальних приладів і апаратури (термометри, манометри, реле тиску і протікання, витратоміри тощо).

ОПАЛЮВАННЯ, ВЕНТИЛЯЦІЯ І ВОДОПОСТАЧАННЯ

4.3.42 У приміщеннях перетворювальних підстанцій та установок має бути передбачено опалювання.

4.3.43 У холодний період за непрацюючого устаткування для опалювання має забезпечуватися температура, не нижча ніж: +16 °С – у приміщенні перетворювальних агрегатів; +10 °С – у приміщеннях теплообмінників. У решті приміщень має бути забезпечено температуру, зазначену в санітарних нормах.

4.3.44 У літній період температура повітря в робочій зоні приміщень перетворювальних підстанцій і установок не повинна перевищувати температуру зовнішнього повітря більше ніж на 5 °С, при цьому найбільша температура має бути не вищою ніж +40 °С.

4.3.45 У приміщеннях підстанції (установки) має бути вжито заходів для видалення надмірної теплоти, яка виділяється перетворювальними агрегатами, апаратурою, резисторами та іншим устаткуванням під час роботи установки.

4.3.46 У пристрої загальнообмінної вентиляції, яка використовується для видалення надмірної теплоти з приміщень, треба передбачати очищення повітря від пилу.

4.3.47 Рекомендовано передбачати роздільні системи вентиляції для першого поверху, підвалу та інших ізольованих приміщень. Допускається влаштовувати загальну систему вентиляції за наявності керованих заслінок (шиберів), які дають змогу припиняти подавання повітря в окремі приміщення у випадку пожежі.

4.3.48 Перетворювальні підстанції та установки має бути забезпечено водою виходячи з потреби охолодження перетворювальних агрегатів і санітарно-технічних пристроїв.

4.3.49 Водопровід має бути обладнано сітчастими фільтрами, які унеможливлюють попадання великих твердих частинок у систему охолодження перетворювачів.

БУДІВЕЛЬНА ЧАСТИНА

4.3.50 Будівлі перетворювальних підстанцій і приміщення перетворювальних установок відносяться до виробництв категорії Г відповідно до НАПБ 06.015.

4.3.51 Стіни приміщень перетворювачів має бути поштукатурено і пофарбовано до стелі світлою фарбою, а стелю – побілено. Решту приміщень фарбують і обробляють відповідно до їх призначення.

4.3.52 Підлога приміщень перетворювачів повинна мати покриття, яке не допускає утворення пилу (наприклад, цемент з мармуровою крихтою, метласька плитка).

4.3.53 У перекриттях і стінах приміщень треба передбачати монтажні люки або отвори для транспортування важкого і громіздкого устаткування. Люки має бути розташовано в зоні дії вантажопідйомального пристрою. Перекриття люка повинне мати такий самий ступінь вогнестійкості, що й перекриття приміщення, в якому люк розташовано.

4.3.54 Підвал приміщень повинен мати гідроізоляцію і дренажний пристрій.

4.3.55 Кабельні тунелі, які входять у будівлі перетворювальних підстанцій або приміщення перетворювальних установок, у місці їх прилягання до будівель (приміщень) має бути відокремлено від них перегородками з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 45, і дверима з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 30 відповідно до ДБН В.1.1.7. Двері повинні відкриватися в бік приміщення підстанції (установки) і мати самозамикальний замок, що відмикається без ключа з боку тунелю.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 12 квітня 2016 р. № 251

ГЛАВА 4.4
АКУМУЛЯТОРНІ УСТАНОВКИ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

4.4.1 Ця глава Правил поширюється на стаціонарні кислотні акумуляторні батареї електроустановок загального призначення. Вимоги глави не поширюються на установки акумуляторних батарей спеціального призначення.

4.4.2 Приміщення акумуляторних батарей, в яких проводиться заряджання акумуляторів напругою понад 2,3 В на елемент, відповідно до НПАОП 40.1-1.32 належать до приміщень з вибухонебезпечною зоною класу 2 (див. також **4.4.19**).

В умовах нормальної експлуатації приміщення акумуляторних батарей, які працюють у режимі постійного заряджання і підзаряджання напругою до 2,3 В на елемент, у разі обладнання відповідно до типу акумуляторів необхідною постійно діючою вентиляцією (природною або примусовою) не є вибухонебезпечними.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

4.4.3 У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

Технічний регламент з електромагнітної сумісності обладнання, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 16 грудня 2015 р. № 1077

Технічний регламент низьковольтного електричного обладнання, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 16 грудня 2015 р. № 1067

ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція та кондиціонування

ДСТУ 7237:2011 Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Загальні вимоги та номенклатура видів захисту

ДСТУ ISO 6309:2007 Протипожежний захист. Знаки безпеки. Форма та колір (ISO 6309:1987, IDT)

НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок

НАПБ Б.03.002-2007 Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони)

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (Шкідливі речовини. Класифікація і загальні вимоги безпеки)

ГОСТ 12.4.026-76 ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности (Кольори сигнальні і знаки безпеки)

ГОСТ 15596-82 Источники тока химические. Термины и определения (Джерела струму хімічні. Терміни та визначення)

ГОСТ 16140-77 Стеллажи сборно-разборные. Технические условия (Стелажі збірно-розбірні. Технічні умови)

ГОСТ 18311-80 Изделия электротехнические. Термины и определения основных понятий (Вироби електротехнічні. Терміни і визначення основних понять).

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

4.4.4 У цій главі Правил використано терміни, установлені в: ГОСТ 15596: ***акумулятор, батарея акумуляторна, ємність, заряджання акумулятора (акумуляторної батареї), заряджання вирівнювальне, напруга, розряджання, підзаряджання, режим заряджання (розряджання), формування акумулятора, електроліт, елемент***; у ГОСТ 18311: ***електроустаткування, номінальне значення параметра електротехнічного виробу, переносний електротехнічний виріб, коло електричне, електрообладнання відкрите, захищене електрообладнання, закрите електротехнічне обладнання, електрообладнання герметичне, навантаження, джерело електричної енергії***; у ГОСТ 12.4.026: ***знак безпеки***; у ДСТУ 7237: ***ізоляція струмовідних частин***.

Нижче подано терміни, додатково використані в цій главі, та визначення позначених ними понять:

акумулятор з регулювальним клапаном

Закритий (закупорений) в нормальних умовах експлуатації акумулятор, обладнаний регулювальним клапаном, через який можуть видалятися газоподібні продукти електролізу у разі перевищення внутрішнього тиску заздалегідь установленого значення.

Примітка 1. Зазвичай доливання електроліту є неможливим.

Примітка 2. У позначенні свинцево-кислотних батарей застосовують абревіатуру VRLA (valve regulated lead acid battery – свинцево-кислотна батарея з регулювальним клапаном)

акумуляторна установка

Два або більше акумуляторів (елементів), з'єднаних між собою, які застосовують як джерела електричної енергії, що працюють у режимі заряджання, підзаряджання від одного чи декількох випрямних зарядно-підзарядних пристроїв

батарея з постійним підзаряджанням

Акумуляторна батарея, виводи якої постійно з'єднано з джерелом постійної напруги, достатньої для підтримування батареї в повністю зарядженому стані і повного заряду батареї після перерви електропостачання в електричній мережі

батарея стаціонарна

Акумуляторна батарея, призначена для роботи в нерухомому стані, яка не переміщується в ході експлуатації. Її постійно з'єднано з джерелом живлення постійним струмом (нерухомий монтаж)

вентильований акумулятор

Акумулятор, обладнаний незнімною кришкою з отвором, закритим знімною пробкою з отвором (запобіжним пристроєм), через який можуть вільно видалятися газоподібні продукти електролізу.

Примітка. Запобіжний пристрій – фільтр, гасник полум'я тощо – встановлюють на акумуляторі з метою підвищення його вибухопожежної безпеки. Забороняється експлуатація акумуляторів з пробками для транспортування

герметичний акумулятор

Акумулятор, в якому газоподібні продукти електролізу та електроліт повністю утримуються в корпусі впродовж усього терміну служби в умовах, визначених виробником.

Примітка 1. Доливання електроліту є неможливим.

Примітка 2. Герметичний акумулятор може бути обладнано пристроєм, що запобігає небезпечно високому внутрішньому тиску.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

4.4.5 Акумуляторна батарея повинна бути складеною з акумуляторів однакових типів з однаковими характеристиками:

– вентильованих;

– з регулювальним клапаном;

– герметичних.

4.4.6 Вибір електронагрівальних пристроїв, світильників, електродвигунів вентиляції та електропроводок для основних і допоміжних приміщень акумуляторних батарей, а також установлення і монтаж зазначеного електроустаткування мають проводитися згідно з вимогами НПАОП 40.1-1.32-01, якщо інше не встановлено цією главою Правил.

4.4.7 Потужність установлених зарядних пристроїв має забезпечувати живлення усіх підключених до системи постійного струму електроприймачів з урахуванням проведення водночас прискореного заряджання попередньо розрядженої акумуляторної батареї до 90 % від номінальної ємності впродовж не більше ніж 8 год.

4.4.8 Акумуляторну установку слід обладнанувати вольтметром з перемикачем та амперметрами в колах зарядного і підзарядного пристроїв, акумуляторної батареї, шин живлення пристроїв РЗ та ПА. На щиті постійного струму повинен бути контроль (сигналізація) наявності живлення щита постійного струму від акумуляторної батареї.

4.4.9 У колі акумуляторної батареї необхідно встановлювати автоматичний вимикач, селективний щодо захисних апаратів мережі.

4.4.10 Підзарядний пристрій має забезпечувати стабілізацію постійної напруги на шинах батареї з відхиленнями, що віповідають технічним вимогам заводу-виробника вибраної батареї (але не більшими ніж 2 %), та рівень пульсації випрямленої напруги на виводах батареї відповідно до технічних вимог виробника вибраної батареї.

Акумуляторну установку потрібно обладнанувати пристроєм, який не допускає самочинного підвищення напруги заряджання понад встановлену виробником батарей.

4.4.11 Випрямні установки, що застосовують для заряджання і підзаряджання акумуляторних батарей, які приєднуються до мережі змінного струму, повинні відповідати вимогам Технічного регламенту з електромагнітної сумісності обладнання та Технічного регламенту низьковольтного електричного обладнання.

4.4.12 Шини постійного струму акумуляторної батареї потрібно обладнувати пристроєм постійного контролю ізоляції, який діє на сигнал у разі зниження опору ізоляції одного з полюсів: до 20 кОм – за напруги 220 В, 10 кОм – за напруги 110 В, 5 кОм – за напруги 48 В і 3 кОм – за напруги 24 В.

4.4.13 Для акумуляторної батареї треба передбачати блокування, яке не допускає заряджання батареї напругою, більшою ніж 2,3 В на елемент, за вимкненої витяжної вентиляції.

4.4.14 У приміщенні акумуляторної батареї та щита постійного струму частину світильників слід приєднувати до мережі аварійного освітлення (освітлення безпеки) відповідно до **6.1.24.**

4.4.15 Під час вибору і розрахунку акумуляторної батареї треба враховувати зменшення її ємності:

– за температури в приміщенні акумуляторної батареї, нижчої ніж плюс 15 °С, – відповідно до вказівок виробника;

– у кінці терміну служби – до 80 % від номінального значення або відповідно до інформації виробника.

4.4.16 Одяг і взуття персоналу, який виконує роботи в приміщенні акумуляторної батареї, не повинні накопичувати заряди статичної електрики.

4.4.17 Різниця температур між окремими акумуляторами батареї не повинна перевищувати 3 °С.

РОЗМІЩЕННЯ АКУМУЛЯТОРНИХ БАТАРЕЙ

4.4.18 Стаціонарні акумуляторні батареї необхідно встановлювати в спеціально призначених для них приміщеннях.

Допускається встановлювати акумуляторні батареї на спеціальних окремих площах в електроприміщеннях, у шафах або огородженнях усередині або зовні приміщень, у відсіках для батарей в обладнанні. При цьому необхідно враховувати такі фактори:

– захист від зовнішньої небезпеки (вогонь, вода, удар, вібрація, землетрус тощо);

– захист від небезпек, пов'язаних з батареєю (висока напруга, вибухонебезпека, корозія, замикання на землю);

– захист від несанкціонованого доступу;

– захист від екстремальних впливів навколишнього середовища (температура, вологість, аерозольне забруднення).

Допускається встановлювати в одному приміщенні декілька кислотних батарей одного типу. Встановлення в одному приміщенні вентильованих акумуляторних батарей, акумуляторних батарей з регулювальним клапаном та герметичних акумуляторних батарей не допускається.

4.4.19 Переносні вентильовані акумулятори загальною ємністю не більше ніж 72 А • год, які застосовують для живлення стаціонарних електроустановок напругою до 60 В, можна встановлювати як в окремому приміщенні з природною вентиляцією, так і в загальному виробничому вибухо- і пожежобезпечному приміщенні, у вентильованих металевих шафах з видаленням повітря поза приміщення.

Переносні акумулятори з регулювальним клапаном та герметичні акумулятори, які працюють у режимах розряджання або постійного підзаряджання з напругою до

2,3 В на елемент, заряджання яких проводиться поза місцем їх установлення, можна встановлювати в загальному виробничому вибухо-і пожежобезпечному приміщенні в металевих шафах із жалюзі без видалення повітря поза приміщення. У разі заряджання переносних акумуляторів з регулювальним клапаном або герметичних акумуляторів за напруги, вищої ніж 2,3 В на елемент, їх можна встановлювати в загальному виробничому вибухо- і пожежобезпечному приміщенні у вентильованих металевих шафах з видаленням повітря поза приміщення.

За дотримання зазначених умов клас приміщень щодо вибухової і пожежної небезпеки не змінюється.

Розміщувати акумуляторні батареї всередині закритих об'ємів заборонено.

4.4.20 Акумулятори встановлюють на стелажах або на полицях шафи. Відстані по вертикалі між рівнями стелажів або полицями шафи мають забезпечувати зручне обслуговування акумуляторної батареї.

Вентильовані акумулятори рекомендовано розміщувати:

– у прозорих корпусах – в один ряд за одностороннього обслуговування, у два ряди – за двостороннього обслуговування та на багатоступеневих стелажах – у два-три ряди;

– у непрозорих корпусах – в один ряд за одностороннього обслуговування та в два ряди за двостороннього обслуговування.

Акумулятори з регулювальним клапаном або герметичні акумулятори можна розміщувати у два і більше рядів (з урахуванням зручності їх обслуговування).

У разі розміщення акумуляторних батарей у два ряди на одноступеневих стелажах напруга між неізольованими струмовідними частинами сусідніх акумуляторів різних рядів не має перевищувати номінальну напругу 60 В.

Розміщення акумуляторів з регулювальним клапаном та герметичних акумуляторів, як правило, допускається як у вертикальному так і в горизонтальному положенні згідно з рекомендаціями заводу-виробника. У разі горизонтального розміщення акумуляторів з регулювальним клапаном та герметичних акумуляторів, якщо це передбачено виробником, акумулятори встановлюють таким чином, щоб пакети електродних пластин перебували у вертикальному положенні.

4.4.21 Розміщувати акумулятори на стелажах потрібно з відстанню між ними близько 10 мм (для батарей з жорсткими з'єднаннями відстань визначають перемичками).

4.4.22 Стелажі для встановлення акумуляторів облаштовуються та випробуються відповідно до вимог ГОСТ 16140 або технічних умов виробника; вони мають бути захищеними від дії електроліту кислотостійкою фарбою або полімерним покриттям.

4.4.23 Акумулятори мають бути ізольованими від стелажів за допомогою ізолювальних підкладок, стійких проти дії електроліту та його випарів.

Без застосування підкладок на стелажах дозволено встановлювати акумулятори, якщо це передбачено їх конструкцією.

4.4.24 Проходи для обслуговування акумуляторних батарей мають бути шириною в просвіті між акумуляторами не менше ніж 1 м за двостороннього розташування акумуляторів та не менше ніж 0,8 м – за одностороннього розташування.

Для акумуляторних батарей номінальною напругою до 60 В допускається ширина проходу не менше ніж 0,6 м.

4.4.25 Відстань від акумуляторів до опалювальних приладів має бути не менше ніж 750 мм. Цю відстань може бути зменшено за умови встановлення теплових екранів з вогнетривких матеріалів, які унеможливлюють місцеве нагрівання акумуляторів.

4.4.26 У спеціально призначених приміщеннях акумуляторних батарей електроустаткування слід розташовувати на відстані, не меншій ніж 1 м від акумуляторів і не меншій ніж 0,3 м нижче найнижчої точки стелі.

4.4.27 Не дозволяється розміщувати поблизу акумуляторної батареї пристрої, які можуть бути джерелами електричних розрядів або іскор (комутаційні пристрої, запобіжники тощо).

ОШИНУВАННЯ АКУМУЛЯТОРНИХ БАТАРЕЙ

4.4.28 Ошинування акумуляторних батарей необхідно виконувати мідними або алюмінієвими неізольованими шинами або одножильними кабелями з кислотостійкою ізоляцією.

4.4.29 З'єднання і відгалуження мідних шин і кабелів батареї з вентильованих акумуляторів слід виконувати контрольованим болтовим, за допомогою зварювання або паяння (алюмінієвих – лише зварюванням). Місця приєднання мідних шин і кабелів до акумуляторів мають лудитися. З'єднання шин такої батареї з прохідними стрижнями вивідної плити потрібно виконувати зварюванням, а з'єднання кабелів – контрольованим болтовим.

З'єднання і відгалуження мідних шин і кабелів батареї з акумуляторів з регулювальним клапаном та герметичних акумуляторів можна виконувати контрольованим болтовим, за допомогою зварювання або паяння (алюмінієвих – лише зварюванням). З'єднання шин і кабелів із прохідними стрижнями вивідної плити може бути болтовим.

Дозволяється згідно з документацією виробника акумуляторів здійснювати болтове контрольоване з'єднання елементів батарей, а також відгалудження мідних шин та кабелів.

4.4.30 Електричні з'єднання від вивідної плити з приміщення акумуляторної батареї до комутаційних апаратів і розподільного щита постійного струму слід виконувати одножильними кабелями з мідними жилами або ізольованими шинами.

Прохід кабелів через огороджувальні конструкції приміщення акумуляторної батареї можна виконувати з використанням сертифікованих ущільнюючих кабельних прохідних елементів без установлення прохідної плити.

4.4.31 Неізольовані провідники (шини) вентильованих акумуляторів мають бути двічі пофарбованими кислотостійкою без вмісту спирту фарбою по всій довжині, за винятком місць з'єднання шин, приєднання до акумуляторів та інших з'єднань. Нефарбовані місця мають бути змащеними технічним вазеліном.

4.4.32 Відстань між сусідніми неізольованими шинами визначають розрахунком на динамічну стійкість. Зазначена відстань, а також відстань від шин до частин будівлі та інших заземлених частин має бути в просвіті не менше ніж 50 мм.

4.4.33 Шини необхідно прокладати на ізоляторах і закріплювати на них за допомогою шинотримачів.

Прогін між опорними точками шин визначають розрахунком на динамічну стійкість (з урахуванням **4.4.32**), але він має бути не більшим ніж 2 м. Ізолятори,

їх арматура, деталі для кріплення шин і підтримувальні конструкції мають бути електрично і механічно стійкими до дії випарів електроліту. Заземлювати підтримувальні конструкції не потрібно.

4.4.34 Вивідна плита з приміщення акумуляторної батареї має бути стійкою до дії агресивного середовища. Рекомендовано застосовувати плити з просоченого парафіном азбоцементу, ебоніту тощо. Застосовувати для плит мармур, а також фанеру та інші матеріали шаруватої структури не допускається.

У разі встановлення плит у перекритті площина плити має бути піднесеною над ним не менше ніж на 100 мм.

4.4.35 У разі виконання ошинування акумуляторних батарей мідними або алюмінієвими одножильними кабелями потрібно застосовувати кабельні конструкції (проходки, лотки тощо), стійкі до впливу агресивного середовища.

БУДІВЕЛЬНА ЧАСТИНА

4.4.36 Приміщення акумуляторних батарей за категоріями вибухової і пожежної небезпеки потрібно визначати згідно з НАПБ.Б.03.002. Двері та віконні рами можуть бути дерев'яними.

4.4.37 Акумуляторні батареї, як правило, розміщують у приміщеннях з природним освітленням; для вікон необхідно застосовувати матове або покрите білою клейовою фарбою скло.

Приміщення акумуляторних батарей допускається споруджувати без природного освітлення; допускається також розміщувати їх у сухих підвальних приміщеннях. У цих випадках не вимагається застосовувати панелі, які легко скидаються.

4.4.38 Приміщення акумуляторної батареї має бути:

– розташованим якомога ближче до зарядних пристроїв і розподільного щита постійного струму;

– ізольованим від потрапляння до нього пилу, випаровувань і газів, а також від проникнення води через перекриття;

– легкодоступним для обслуговуючого персоналу.

Приміщення акумуляторної батареї заборонено розміщувати поблизу джерел вібрації і трясіння.

4.4.39 Вхід до приміщення акумуляторної батареї з вентильованими акумуляторами має здійснюватися через тамбур. Улаштовувати вхід з побутових приміщень не допускається.

Тамбур повинен мати такі розміри, щоб двері з приміщення акумуляторної батареї до тамбура можна було відчиняти і зачиняти в разі зачинених дверей з тамбура в суміжне приміщення; площа тамбура має бути не менше ніж 1,5 м^2. Двері тамбура мають відчинятися назовні і бути обладнаними самозамикальними замками, які відмикаються без ключа зсередини.

Для приміщень, де встановлено акумулятори з регулювальним клапаном або герметичні акумулятори, тамбур можна не передбачати.

4.4.40 На дверях мають бути таблички: «Акумуляторна», «Вогненебезпечно», «З вогнем не входити», заборонні знаки безпеки відповідно до ГОСТ 12.4.026, «Заборонено відкрите полум'я. Заборонено курити» відповідно до ДСТУ ISO 6309, а також таблички з позначенням категорії вибухової і пожежної небезпеки.

4.4.41 Біля приміщень акумуляторних батарей з вентильованими акумуляторами має бути окрема кімната для зберігання кислоти або електроліту, приладдя і для приготування електроліту площею не менше ніж 4 м^2.

Для акумуляторних батарей з регулювальним клапаном, а також для герметичних акумуляторних батарей окрему кімнату можна не передбачати.

4.4.42 Стелі приміщень акумуляторних батарей мають бути, як правило, горизонтальними і гладенькими. Допускаються стелі з конструкціями, які виступають, або похилі за умови виконання вимог **4.4.51**.

4.4.43 Підлоги приміщень акумуляторних батарей мають бути горизонтальними, на бетонній основі з кислотостійким покриттям.

Усередині приміщення, де встановлено вентильовані акумуляторні батареї, і кислотної, а також біля дверей цих приміщень передбачаються плінтуси із кислотостійкого матеріалу.

Вентильовані акумулятори потрібно встановлювати в піддони в разі встановлення на перекриттях поверхів.

4.4.44 Стіни, стелі, двері та віконні рами, вентиляційні короби (із зовнішньої і внутрішньої сторін), металеві конструкції та інші частини приміщень акумуляторних батарей з вентильованими акумуляторами треба фарбувати кислотостійкою фарбою.

Двері та віконні рами, виготовлені з ПВХ профілю, не потребують фарбування кислотостійкою фарбою.

4.4.45 У разі розміщення вентильованих акумуляторів у витяжних шафах внутрішня поверхня шаф має бути пофарбованою кислотостійкою фарбою.

4.4.46 У разі проектування акумуляторних батарей в спорудах у районах із сейсмічністю 7 і більше балів, будівельну частину яких виконано або запроектовано з урахуванням вимог до будівельних конструкцій у сейсмічно небезпечних районах, слід застосовувати стелажі та акумулятори відповідного виконання. Дозволено використовувати акумуляторні батареї і стелажі, які не відповідають розрахунковим сейсмічним умовам, за виконання таких компенсуючих заходів:

– стаціонарні акумуляторні батареї комплектувати акумуляторами з регулювальним клапаном, герметичними акумуляторами;

– використовувати стелажі та їх кріплення, які унеможливлюють руйнування (за необхідності надання сейсмостійкості модульній системі стелажа до неї додають додаткові елементи конструкції);

– акумулятори фіксують на стелажах системою утримувальних планок;

– установлювати стелажі на єдиний «плаваючий» фундамент;

– виконувати додаткове кріплення акумуляторів на стелажах згідно з вимогами виробника;

– міжрядні з'єднання акумуляторів та з'єднання між акумуляторами різних стелажів виконувати за допомогою гнучких перемичок;

– вивідні струмопроводи виконувати за допомогою гнучких кабелів або застосовувати гнучкі кабельні вставки в розривах шинних струмопроводів.

Застосовувати двоярусні стелажі заборонено.

Акумуляторні батареї рекомендовано розміщувати на першому поверсі.

САНІТАРНО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

4.4.47 Приміщення акумуляторних батарей, в яких заряджаються акумулятори напругою понад 2,3 В на елемент, слід обладнувати стаціонарною примусовою припливно-витяжною вентиляцією.

Для приміщень акумуляторних батарей, які працюють у режимі постійного підзаряджання і заряджання напругою до 2,3 В на елемент, необхідно передбачати застосування стаціонарних пристроїв примусової припливно-витяжної вентиляції на період заряджання батарей, контрольних перезаряджань і проведення вирівнювальних заряджань напругою понад 2,3 В на елемент.

Крім того, для вентиляції приміщень акумуляторних батарей слід передбачати природну витяжну вентиляцію, яка забезпечує не менше ніж одноразовий обмін повітря за 1 год.

Вимоги до вентиляції під час установлення акумуляторів у приміщеннях та шафах виконують згідно з додатком А до цієї глави.

4.4.48 У разі влаштування примусової витяжної вентиляції вентилятор повинен мати вибухобезпечне виконання.

4.4.49 Швидкість повітря в приміщеннях акумуляторних батарей і кислотної у разі роботи вентиляційних пристроїв має відповідати вимогам ГОСТ 12.1.005. Вміст сірчаної кислоти в повітрі приміщень акумуляторної батареї не повинен перевищувати гранично допустиму концентрацію, унормовану ГОСТ 12.1.007.

4.4.50 Вентиляційна система приміщень акумуляторної батареї має обслуговувати лише акумуляторні батареї та кислотну. Викид газів має проводитися через шахту, підняту над дахом будівлі не менше ніж на 1,5 м. Шахта має бути захищеною від попадання в неї атмосферних опадів. Виводити вентиляцію в димарі або в загальну систему вентиляції будівлі заборонено.

4.4.51 Гази, які виділяються під час роботи акумуляторної батареї, необхідно відсмоктувати з верхньої частини приміщення з боку, протилежного притоку свіжого повітря.

Якщо стеля має конструкції, які виступають, або нахил, то треба передбачати витяжку повітря відповідно з кожного відсіку або з верхньої частини простору під стелею. Відстань від верхньої кромки верхніх вентиляційних отворів до стелі має бути не більше ніж 100 мм.

На витяжних повітропроводах не допускається наявність шиберів і засувок, а також клапанів для перемикання роботи вентиляторів.

4.4.52 Проектування систем опалення в приміщеннях акумуляторної батареї необхідно виконувати згідно з ДБН В.2.5-67.

Температура в приміщеннях акумуляторних батарей повинна відповідати вимогам заводу-виробника акумуляторної батареї, а в холодний період на рівні розташування акумуляторів має бути не нижчою ніж +10 °С.

4.4.53 Не допускаються різкі зміни температури в приміщенні акумуляторних батарей (щоб не викликати конденсації вологи та зниження опору ізоляції акумуляторних батарей).

4.4.54 На електростанціях, а також на підстанціях, обладнаних водопроводом, поблизу приміщення акумуляторної батареї необхідно встановлювати водопровідний кран і раковину. Над раковиною має бути напис: «Кислоту та електроліт не зливати».

За відсутності водопроводу треба встановлювати рукомийники.

Додаток А
(обов'язковий)
до глави 4.4
«Акумуляторні установки»

ВИМОГИ ДО ВЕНТИЛЯЦІЇ У РАЗІ УСТАНОВЛЕННЯ АКУМУЛЯТОРІВ У ПРИМІЩЕННЯХ І ШАФАХ

1 Вимоги до вентиляції

Необхідний об'єм повітряного потоку Q, м³/год, для вентиляції акумуляторного приміщення або контейнера батареї розраховують за формулою:

$$Q = 0{,}05 \cdot n \cdot I_{\text{газ}} \cdot C_{10} \cdot 10^{-3},$$

де n – кількість елементів, шт.;

$I_{\text{газ}}$ – струм, який викликає утворення газу, мА/А · год номінальної ємності;

C_{10} – ємність С10 для свинцевої батареї, А · год, за 10-годинного розряджання до напруги 1,8 В на елемент та температури навколишнього середовища 20 °С.

Якщо виробник не надає ніяких додаткових даних, то використовують значення, наведені в таблиці А.1.

Таблиця А.1 – Значення для струму $I_{\text{газ}}$ під час заряджання

Напруга та струм для заряджання акумуляторних батарей	Для вентильованих акумуляторів із вмістом сурми менше ніж 3 %	Для акумуляторів із регулювальним клапаном
Напруга постійного підзаряджання U_{float}, В/елемент	2,23	2,27
Напруга прискореного заряджання U_{boost}, В/елемент	2,40	2,40
Струм (прискореного заряджання) $I_{\text{газ}}$, мА/А · год (стосується лише розрахунків об'єму потоку повітря за прискореного заряджання)	20	8

Примітка. Значення струму постійного та прискореного заряджання наведено для температури +40 °С (відповідно до IEC 62485-2).

2 Природна вентиляція

Необхідне значення об'єму повітряного потоку забезпечується за допомогою природної (переважний варіант) або примусової вентиляції.

Акумуляторні приміщення або ділянки за природних умов вентиляції вимагають мінімальної вільної площі отвору повітрозабірника і відтоку повітря, розрахованих за формулою:

$$S > 28q,$$

де q – об'єм потоку атмосферного повітря, м³/год;

S – вільний поперечний переріз отвору для притоку і відтоку повітря, см^2.

Примітка. Для розрахунку швидкість повітря приймають такою, що дорівнює 0,1 м/с.

Отвори для притоку і відтоку повітря повинні знаходитись в зручних місцях для створення найбільш підходящих умов повітрообміну. Це означає, що:

– отвори треба розташовувати на протилежних стінах;

– якщо отвори знаходяться на одній і тій самій стіні, то відстань між ними повинна бути як мінімум 2 м.

3 Примусова вентиляція

Якщо об'єм повітряного потоку Q не може забезпечуватися природною вентиляцією, то потрібно застосовувати примусову вентиляцію. Зарядний пристрій слід блокувати з системою вентиляції або подавати сигнал для забезпечення необхідного об'єму повітряного потоку для вибраного режиму заряджання.

Повітря, яке виходить із акумуляторного приміщення, вилучають у повітряний простір за межами будівлі.

БІБЛІОГРАФІЯ

1 IEC 62485-2:2010 Safety requirements for secondary batteries and battery installations – Part 2: Stationary batteries (Вимоги безпеки для акумуляторних батарей і батарейних установок – Частина 2: Стаціонарні батареї).

РОЗДІЛ 5

ЕЛЕКТРОСИЛОВІ УСТАНОВКИ

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 30 липня 2015 р. № 480

ГЛАВА 5.1
ЕЛЕКТРОМАШИННІ ПРИМІЩЕННЯ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

5.1.1 Ця глава Правил поширюється на улаштування електромашинних приміщень і встановлення в них електроустаткування.

Якщо потужність найбільшої встановленої в них машини або перетворювача є меншою ніж 500 кВт (кВАр), то виконувати вимоги **5.1.10–5.1.12, 5.1.14, 5.1.15, 5.1.22, 5.1.32** і **5.1.33** не обов'язково.

5.1.2 Установлення електроустаткування, яке розглядають у цій главі, має відповідати вимогам інших глав Правил тією мірою, якою їх не змінено згідно з цією главою.

Установлення електроустаткування напругою, вищою ніж 1 кВ, у частині, не зазначеній у цій главі, має відповідати вимогам глави 4.2 цих Правил щодо внутрішньоцехових підстанцій.

Додаткові вимоги щодо електрообладнання електромашинних приміщень встановлено за НПАОП 40.1-1.32-01 та СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-88 (НАПБ В.01.056-2013/111).

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

5.1.3 У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ 4319:2004 Повітряні фільтри для загального вентилювання. Визначання характеристик фільтрування (EN 779:2002, MOD)

СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-88:2013 (НАПБ В.01.056-2013/111) Правила будови електроустановок. Пожежна безпека електроустановок. Інструкція

СОУ 41.0-21677681-34:2010 (НАПБ 05.031-2010) Інструкція з пожежної безпеки та захисту автоматичними системами водяного пожежогасіння кабельних споруд

СОУ 40.1-21677681-60:2012 (НАПБ В.01.061-2011/111) Протипожежний захист машзалів електростанцій. Правила проектування та експлуатації протипожежного устаткування

СОУ-Н ЕЕ 03.314-2007 (НАПБ 05.037-2007) Інструкція з проектування та експлуатації установок пожежної сигналізації і систем оповіщення і керування евакуацією людей при пожежах

НАПБ Б.03.002-2007 Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою

НАПБ 06.015-2006 Перелік приміщень і будівель енергетичних підприємств Мінпаливенерго України з визначенням категорій і класифікації зон з вибухопожежної та пожежної небезпеки

НАПБ 05.028-2004 Протипожежний захист енергетичних підприємств, окремих об'єктів та енергоагрегатів. Інструкція з проектування і експлуатації

СНиП 2.02.05-87 Фундаменты машин с динамическими нагрузками (Фундаменти машин з динамічними навантаженнями)

НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

5.1.4 Нижче подано терміни, вжиті в цій главі Правил, та визначення позначених ними понять:

електромашинне приміщення

Приміщення, в якому спільно можна встановлювати електричні генератори, обертові або статичні перетворювачі, електродвигуни, трансформатори, розподільні установки, щити і пульти керування, а також допоміжне устаткування, яке належить до них.

ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

5.1.5 У цій главі Правил використано такі скорочення:

ЕМП – електромашинне приміщення;

РУ – розподільна установка.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

5.1.6 Категорію з пожежної небезпеки електромашинного приміщення (ЕМП) треба визначати згідно з розрахунком, виконаним відповідно до НАПБ Б.03.002-2007 та НАПБ 06.015.

Протипожежний захист електромашинних приміщень має відповідати вимогам СОУ 40.1-21677681-60 (НАПБ В.01.061-2011/111) та НАПБ 05.028.

5.1.7 Електромашинні приміщення мають бути обладнаними телефонним зв'язком і пожежною сигналізацією, а також іншими видами сигналізації, потрібними за умовами роботи.

5.1.8 В ЕМП допускається розміщувати редуктори і шестерінчасті кліті механізмів, пов'язаних з електродвигунами, які встановлено в цьому ЕМП.

5.1.9 Обертові частини встановленого в ЕМП устаткування, розташовані на доступній висоті, має бути захищено від випадкових дотиків відповідно до вимог чинних нормативних документів.

5.1.10 В ЕМП має бути передбачено мережі живлення зварювальних трансформаторів, переносних світильників, електроінструменту, машин для прибирання приміщень тощо.

Для живлення переносних світильників треба застосовувати напругу до 42 В.

5.1.11 Електромашинні приміщення потрібно обладнувати:

– пристроями для продування електроустаткування сухим, чистим, стиснутим повітрям з тиском, не більшим ніж 0,2 МПа, від пересувного компресора (за наявності відповідного обґрунтування – від мережі стиснутого повітря);

– промисловим пересувним пилососом для збирання пилу.

5.1.12 Для транспортування і монтажу, розбирання і складання електричних машин, перетворювачів та інших робіт мають бути, як правило, передбаченими інвентарні (стаціонарні або пересувні) підіймальні та транспортні пристрої.

РОЗМІЩЕННЯ І ВСТАНОВЛЕННЯ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ

5.1.13 Компонування ЕМП на всіх відмітках має передбачати зручне транспортування і монтаж устаткування. У підвалі ЕМП за його довжини понад 100 м має бути передбачено проїзди для електрокарів або транспортних візків.

Відстань у просвіті між елементами устаткування, які транспортуються, та елементами будівлі або устаткування має бути не менше ніж 0,3 м по вертикалі та 0,5 м по горизонталі.

5.1.14 Ширина проходів між фундаментами або корпусами машин, між машинами і частинами будівлі або устаткування має бути не менше ніж 1 м у просвіті; допускаються місцеві звуження проходів між виступаючими частинами машин і будівельними конструкціями до 0,6 м на довжину, не більшу ніж 0,5 м.

5.1.15 Відстань у просвіті між корпусом машини і стіною будівлі, між корпусами і торцями машин, які стоять поряд (за наявності проходу з другого боку машин) має бути не менше ніж 0,3 м за висоти машин до 1 м від рівня підлоги і не менше ніж 0,6 м – за висоти машин понад 1 м.

Ширина проходу обслуговування між машинами і фасадом (лицьовою стороною обслуговування) пульта керування або щита керування має бути не менше ніж 2 м. У разі встановлення щита в шафі цю відстань вибирають від машини до зачинених дверей або стінки шафи.

Зазначені вимоги не стосуються постів місцевого керування приводами.

Ширина проходу між корпусом машини і торцем пульта керування або щита керування має бути не менше ніж 1 м.

5.1.16 Ширина проходу обслуговування у просвіті між рядом шаф з електроустаткуванням напругою до 1 кВ і частинами будівлі або устаткування має бути не менше ніж 1 м, а за відчинених дверцят шафи – не менше ніж 0,6 м; у разі дворядного розташування шаф ширина проходу у просвіті між ними має бути не менше ніж 1,2 м, а між відчиненими протилежними дверцятами – не менше ніж 0,6 м.

Допускається установлювати машини потужністю до 10 кВт і малогабаритне устаткування в проходах обслуговування за розподільними щитами, стелажами, пультами та іншими подібними елементами РУ до 1 кВ за рахунок місцевого звуження проходів у просвіті до значення, не меншого ніж 0,6 м; при цьому відстань від корпусу машини або апарата до струмовідних частин щита має бути не менше від зазначеної в **4.1.32**, перелік б) цих Правил.

Розміри проходів обслуговування для РУ, щитів та іншого устаткування мають задовольняти вимоги, наведені у **4.1.32–4.1.34** і **4.2.86** цих Правил.

У підвальному поверсі ЕМП треба передбачати виконання кабельного поверху або кабельного тунелю за відкритого прокладання понад 350 силових і контрольних кабелів або понад 150 силових кабелів у найбільш завантаженому кабелями перерізі підвалу.

Ширину проходів у кабельних спорудах треба приймати відповідно до **2.3.92** і **2.3.145–2.3.146** цих Правил. Ряди кабельних конструкцій з кабелями в цих спорудах не мають утворювати тупиків довжиною понад 12 м. Щоб уникнути утворення тупиків, допускається влаштовувати прохід під кабелями висотою в просвіті не менше ніж 1,5 м від підлоги. Над таким проходом допускається зменшувати відстань між полицями, що забезпечує можливість заміни кабелів, але не менше ніж до 100 мм.

5.1.17 Безпосередньо в ЕМП допускається відкрито встановлювати:

– маслонаповнені пускові та пускорегулювальні пристрої для електричних машин до і вище 1 кВ (автотрансформатори, реактори, реостати тощо) за маси масла до 600 кг;

– трансформатори потужністю до 1,6 МВ · А, автотрансформатори, вимірювальні трансформатори та інші апарати з масою масла до 2 т, які мають підвищену міцність баків і ущільнення, що унеможливлюють течу масла, а також (для трансформаторів і автотрансформаторів) газовий захист або реле тиску, що працює на сигнал.

Допускається спільне встановлення групи, яка складається не більше ніж із двох зазначених трансформаторів (апаратів), за відстані між окремими групами, не меншої ніж 10 м у просвіті;

– сухі трансформатори або наповнені негорючими рідинами без обмеження потужності та кількості;

– металеві КРУ, підстанції до 1 кВ і вище, батареї конденсаторів або окремі конденсатори;

– акумуляторні батареї закритого типу за умови влаштування витяжного пристрою або їх зарядки в спеціальних приміщеннях чи шафах;

– напівпровідникові перетворювачі;

– щити керування, захисту, вимірювання, сигналізації, а також щити блоків і станцій керування зі встановленими на них апаратами, що мають на лицьовій або задній стороні відкриті струмовідні частини;

– неізольовані струмопроводи до 1 кВ і вище;

– устаткування для охолодження електричних машин.

5.1.18 У разі розташування в ЕМП маслонаповненого електроустаткування в закритих камерах з викочуванням усередину ЕМП маса масла в устаткуванні, встановленому в одній камері або в групі суміжних камер, має бути не більше ніж 6,5 т,

а відстань у просвіті між двома камерами або групами камер з маслонаповненим устаткуванням – не менше ніж 50 м.

Якщо ця відстань не може бути витриманою або якщо маса масла в одній камері або в групі суміжних камер є більшою ніж 6,5 т, то маслонаповнене електроустаткування треба розміщувати в камерах з викочуванням назовні або в коридор, спеціально призначений для цієї мети, або у виробниче приміщення з виробництвом категорій Г або Д згідно з НАПБ 06.015.

5.1.19 Відмітка верхньої поверхні фундаментної плити обертової машини, не пов'язаної з механічним устаткуванням (перетворювальні, збуджувальні, зарядні агрегати тощо), має бути вище за відмітку чистої підлоги не менше ніж на 50 мм. Відмітку верхньої поверхні фундаментної плити обертової машини, пов'язаної з механічним устаткуванням, визначають за вимогами, що ставляться до його установлення.

5.1.20 Наскрізний прохід через ЕМП трубопроводів, які містять вибухонебезпечні гази, горючі або легкозаймисті рідини, виконувати не допускається. В ЕМП дозволено прокладати лише трубопроводи, які безпосередньо належать до встановленого в них устаткування. Холодні трубопроводи повинні мати захист від запотівання. Гарячі трубопроводи повинні мати теплову вогнетривку ізоляцію в тих місцях, де це необхідно для захисту персоналу або устаткування. Трубопроводи повинні мати відмітне забарвлення. Живлення переносних світильників у приміщеннях з підвищеною небезпекою та особливо небезпечних допускається напругою, не більшою ніж 24 В, а у випадках, передбачених **6.1.17** цих Правил, – не більшою ніж 12 В.

5.1.21 У разі, якщо верхня відмітка фундаментної плити машини знаходиться вище або нижче за відмітку підлоги ЕМП більше ніж на 400 мм, то навколо машини треба передбачати вогнетривкий майданчик завширшки не менше ніж 600 мм з поручнями і сходами. Майданчики обслуговування, розташовані на висоті до 2 м над рівнем підлоги, треба захищати поручнями, а розташовані на висоті понад 2 м – поручнями і бортовими бар'єрами. Для входу на майданчики треба передбачати сходинки.

5.1.22 За наявності на підприємстві залізничної мережі, пов'язаної із залізницею загального користування, і в разі доставки важкого устаткування залізницею потрібно передбачати залізничну лінію нормальної колії з тупиковим заходженням до ЕМП. Довжина тупикового заходження має забезпечувати можливість зняття устаткування з відкритої платформи за допомогою вантажопідіймальних пристроїв ЕМП.

Якщо устаткування доставляють автотранспортом, потрібно передбачати можливість заїзду автотранспорту в зону дії вантажопідіймальних пристроїв ЕМП.

5.1.23 Електричні машини треба встановлювати таким чином, щоб їх робота не викликала шуму і вібрації самої машини, фундаменту або частин будівлі понад допустимі межі.

5.1.24 Для виконання монтажних і ремонтних робіт у ЕМП потрібно передбачати спеціальні (монтажні) майданчики або вільні майданчики між устаткуванням, які розраховано на найбільше можливе навантаження від устаткування і розташовано в зоні дії вантажопідіймальних пристроїв ЕМП. Зовнішні контури підлоги монтажного майданчика мають бути позначеними фарбою або плиткою, які відрізняються кольором від інших частин підлоги.

Ділянки ЕМП, по яких транспортують устаткування, мають бути розрахованими на навантаження устаткування, яке транспортують. Контури цих ділянок треба позначати фарбою або плиткою.

Розміри монтажних майданчиків визначають за габаритом найбільшої деталі (в упаковці), для розміщення якої їх призначено, із запасом в 1 м убік.

Місця встановлення стояків для розміщення роторів великих електричних машин на монтажних майданчиках повинні бути розрахованими на навантаження від ваги цих роторів і стояків і мати відмітне забарвлення. На монтажних майданчиках має бути нанесено написи з вказівкою значення найбільшого припустимого навантаження.

5.1.25 У приміщенні з електроустановками розташування електричних світильників має забезпечувати їх безпечне та зручне обслуговування – як правило, вони не мають знаходитися над електрообладнанням та обертовими частинами машин.

ЗМАЩУВАННЯ ПІДШИПНИКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН

5.1.26 Трубопроводи масла і води можна прокладати до підшипників відкрито або в каналах зі знімними покриттями з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 120. У необхідних випадках допускається також приховане прокладання трубопроводів у землі або бетоні.

З'єднувати труби з арматурою допускається за допомогою фланців.

Діафрагми та вентилі треба установлювати безпосередньо біля місць підведення масла до підшипників електричних машин.

Труби, які підводять масло до електрично ізольованих від фундаментної плити підшипників, мають бути електрично ізольованими від підшипників та інших деталей машини. Кожна труба повинна мати не менше ніж два ізоляційних проміжки або ізолюючу вставку довжиною не менше ніж 0,1 м.

5.1.27 У необхідних випадках ЕМП мають бути обладнаними резервуарами і системою трубопроводів для зливання масла з маслонаповненого електроустаткування відповідно до вимог НАПБ 05.028 та СОУ 40.1-21677681-60 (НАПБ В .01.061-2011/111).

Зливати масло в каналізацію заборонено.

ВЕНТИЛЯЦІЯ ТА ОПАЛЮВАННЯ

5.1.28 Для ЕМП треба передбачати заходи щодо видалення надмірної теплоти, яка виділяється електричними машинами, резисторами і апаратурою.

Температура повітря в ЕМП, у яких працюють люди, має відповідати санітарним нормам.

Температура повітря для охолодження працюючих електричних машин не має перевищувати плюс 40 °С. Повітря для охолодження електричних машин має бути очищеним від пилу в пилоосадних камерах або на фільтрах класу не нижче G1 згідно з ДСТУ 4319.

Для машин з розімкненим циклом вентиляції, для організації якої використовуються повітропроводи, останні повинні мати жалюзі, які закриваються для запобігання потраплянню навколишнього повітря в зупинену машину.

Електромашинні приміщення мають бути обладнаними приладами для контролю температури.

5.1.29 Приміщення відкритої акумуляторної батареї та конденсаторної установки, розташовані всередині ЕМП, повинні мати окремі системи вентиляції згідно з вимогами, передбаченими главами 4.4 і 5.6 цих Правил.

5.1.30 У місцевостях із забрудненим повітрям будівлі ЕМП треба виконувати таким чином, щоб забезпечувалася можливість потрапляння до них лише очищеного повітря. Для цього двері, ворота та інші отвори повинні мати ущільнення. Ці будівлі рекомендовано виконувати без вікон і ліхтарів або з пилонепроникними світловими отворами, наприклад із заповненням склоблоками. Система загальнообмінної вентиляції має подавати в будівлю ЕМП повітря, очищене від пилу в пилоосадних камерах або на фільтрах класу не нижче G1 згідно з ДСТУ 4319 з підтриманням в будівлі ЕМП позитивного повітряного балансу (або у будівлі ЕМП повинні бути передбаченими тамбури-шлюзи з підтриманням у них надлишкового тиску очищеного повітря).

5.1.31 У вентиляційних камерах і каналах санітарно-технічної вентиляції прокладати кабелі і проводи не дозволено. Допускається лише перетинати камери і канали проводами і кабелями, прокладеними в сталевих трубах.

У камерах і каналах вентиляції електричних машин допускається прокладати проводи і кабелі з оболонками з негорючих матеріалів, а також неізольовані шини. Установлювати у вентиляційних каналах і камерах машин кабельні муфти та інше електроустаткування не допускається.

5.1.32 В ЕМП рекомендовано передбачати роздільні системи вентиляції для першого поверху, підвалу та інших ізольованих приміщень. Допускається влаштовувати загальну систему вентиляції за наявності керованих заслонок, які дають змогу відсікати подання повітря в окремі приміщення на випадок пожежі.

В ЕМП заборонено розміщувати установки для вентиляції суміжних пожежонебезпечних приміщень (наприклад, підвалів з маслом).

5.1.33 В ЕМП потрібно передбачати автоматичне вимикання примусової вентиляції та закриття природної вентиляції кабельних каналів і півповерхів, які входять до складу ЕМП, у разі спрацьовування системи автоматичного пожежогасіння, відповідно до вимог СОУ 41.0-21677681-34 (НАПБ 05.031).

БУДІВЕЛЬНА ЧАСТИНА

5.1.34 В ЕМП з постійним чергуванням персоналу приміщення для нього треба обладнувати необхідними засобами зв'язку, сигналізації, вимірювання, опалювання та кондиціонування (вентиляції), водопроводом та каналізацією.

5.1.35 Стіни ЕМП до висоти, не меншої ніж 2 м, треба фарбувати світлою алкідною фарбою, а решту поверхні – світлою емульсійною фарбою відповідно до вказівок щодо раціонального кольорового оброблення виробничих приміщень. Вентиляційні канали, у тому числі канали у фундаментах машин, по всій внутрішній поверхні треба фарбувати світлою фарбою, яка не підтримує горіння, або облицьовувати глазурованими плитками чи пластикатовим покриттям, яке не підтримує горіння.

Електроустаткування в ЕМП має бути пофарбованим відповідно до вказівок щодо раціонального кольорового оброблення устаткування та вимог цих Правил.

Підлоги ЕМП повинні мати покриття, яке витримувало б механічні навантаження під час ремонтно-експлуатаційного обслуговування обладнання та не допускало утворення пилу (цементне з мармуровою крихтою, з метласької плитки тощо).

5.1.36 Як опори для перекриття підвалу ЕМП допускається використовувати фундаменти машин за дотримання вимог СНиП 2.02.05.

У перекриттях ЕМП треба передбачати монтажні люки або отвори для транспортування важкого і громіздкого устаткування з одного поверху на інший. Люки треба розташовувати в зоні дії вантажопідіймального пристрою. Перекриття люка повинне мати такий самий ступінь вогнестійкості, що й перекриття, в якому розташовано люк.

5.1.37 Підвал ЕМП повинен мати дренажний пристрій, а в разі високого рівня ґрунтових вод, – крім того, і гідроізоляцію.

5.1.38 Кабельні тунелі, які входять до ЕМП, у місцях примикання до ЕМП мають бути відокремленими від них перегородками з межею вогнестійкості не менше ніж EI 45 або дверима з межею вогнестійкості не менше ніж EI 45 та облаштованими протипожежною автоматикою. Двері повинні відчинятися в обидва боки і мати самозамикальний замок, який відмикається з боку кабельного тунелю без ключа.

Двері секційних перегородок кабельних споруд, які прилягають до ЕМП, повинні бути протипожежними самозамикальними, з межею вогнестійкості не менше ніж EI 45, відчинятися в бік ближнього виходу зсередини секції й мати щільний притвір. Під час експлуатації кабельних споруд вони, як правило, мають знаходитися в зачиненому положенні. За умови вентиляції кабельних приміщень допускається тримати двері у відчиненому положенні, при цьому вони повинні автоматично зачинятися від імпульсу протипожежної автоматики у відповідному відсіку споруди.

5.1.39 Двері ЕМП треба обладнувати евакуаційними покажчиками відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 03.314 (НАПБ 05.037).

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 8 грудня 2015 р. № 795

ГЛАВА 5.2
ГЕНЕРАТОРИ ТА СИНХРОННІ КОМПЕНСАТОРИ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

5.2.1 Ця глава Правил поширюється на стаціонарне встановлення в спеціальних приміщеннях (машинних залах) або на відкритому повітрі турбогенераторів (у разі з'єднання з паровими і газовими турбінами) та гідрогенераторів електростанцій, включаючи гідрогенератори-двигуни (ГГД) гідроакумулюючих електростанцій (далі під терміном «гідрогенератори» треба розуміти також і ГГД), а також синхронних компенсаторів. Зазначене встановлення має відповідати також вимогам, наведеним у главі 5.1 цих Правил, за винятком **5.1.3**, **5.1.15**, **5.1.31**–**5.1.33**. Установлення допоміжного устаткування генераторів і синхронних компенсаторів (електродвигунів, розподільних установок і пускорегулювальної апаратури, щитів тощо) має відповідати вимогам відповідних глав цих Правил.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

5.2.2 У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення

ДСТУ 4265:2003 (ГОСТ 21558-2000, MOD) Системи збудження турбогенераторів, гідрогенераторів та синхронних компенсаторів. Загальні технічні умови

ГОСТ 183-74 Машины электрические вращающиеся. Общие технические условия (Машини електричні обертові. Загальні технічні умови)

ГОСТ 533-2000 (МЭК 34-3-88) Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия (Машини електричні обертові. Турбогенератори. Загальні технічні умови)

ГОСТ 5616-89 Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия (Генератори і генератори-двигуни гідротурбінні. Загальні технічні умови)

ГОСТ 27471-87 (СТ СЭВ 169-86) Машины электрические вращающиеся. Термины и определения (Машини електричні обертові. Терміни та визначення)

СОУ-Н МЕВ 40.1.00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки

СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6–35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках

СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-47:2011 Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110–750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

5.2.3 У цій главі Правил використано терміни, установлені в: ГОСТ 27471: ***генератор (електромашинний), турбогенератор, гідрогенератор, компенсатор (електромашинний), синхронна машина***; у ДСТУ 4265: ***форсування збудження, гасіння поля, розбудження, тиристорні системи збудження, діодна система збудження, система збудження, збудник***; у ДСТУ 3429: ***кабельна лінія, шинопровід***.

5.2.4 Нижче подано терміни, додатково використані в цій главі, і визначення позначених ними понять:

автоматичний регулятор збудження

Пристрій, який є складовою частиною системи збудження і який діє на збудник синхронної машини з метою автоматичного підтримання напруги генератора і електричної мережі на заданому рівні.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

5.2.5 Генератори, синхронні компенсатори та їх допоміжне устаткування, які встановлюють на відкритому повітрі, повинні мати спеціальне виконання.

5.2.6 Конструкція генераторів і синхронних компенсаторів має забезпечувати їх нормальну експлуатацію терміном, не меншим ніж 25 років, з можливістю заміни деталей, які зношуються і пошкоджуються, та вузлів за допомогою основних вантажопідіймальних механізмів і засобів малої механізації без повного розбирання машини.

5.2.7 Генератори і синхронні компенсатори має бути обладнано контрольно-вимірювальними приладами відповідно до вимог глави 1.6 цих Правил, пристроями керування, сигналізації, захисту відповідно до **3.2.34–3.2.50** і **3.2.72–3.2.90** цих Правил, системою збудження з пристроями гасіння поля, захисту ротора від перенапруг, автоматичними регуляторами збудження (АРЗ) відповідно до **3.3.52–3.3.60** цих Правил, а також, як правило, пристроями автоматики для забезпечення автоматичного пуску, роботи і зупину агрегату. Крім того, турбогенератори потужністю 100 МВт і більше та синхронні компенсатори з водневим охолодженням має бути обладнано пристроями дистанційного контролю вібрації підшипників.

Турбо- і гідрогенератори потужністю 100 МВт і більше має бути обладнано реєстраторами перехідних процесів і аварійних подій із записом передаварійного процесу.

5.2.8 Гідрогенератори, гідрогенератори-двигуни та їх допоміжні системи повинні відповідати вимогам ГОСТ 5616, ГОСТ 183, ДСТУ 4265 і технічним умовам на генератори.

Конструкціями гідрогенератора і системи його водопостачання має бути передбачено можливість повного видалення води, а також відсутність застійних зон під час ремонту в будь-яку пору року.

Панелі керування, релейного захисту, автоматики, збудження і безпосереднього водяного охолодження гідрогенератора треба, як правило, розміщувати в безпосередній близькості від нього.

5.2.9 Електричні та механічні параметри потужних турбо- і гідрогенераторів треба, як правило, приймати оптимальними щодо навантажувальної здатності. За необхідності забезпечення статичної та динамічної стійкості роботи параметри генераторів можна приймати відмінними від оптимальних щодо навантажувальної здатності за умови обґрунтування техніко-економічними розрахунками і розрахунками згідно із СОУ-Н МЕВ 40.1.00100227-68.

5.2.10 Номінальну напругу генераторів треба приймати на основі техніко-економічних розрахунків за погодженням із заводом-виробником і відповідно до вимог чинних ДСТУ, ГОСТ.

5.2.11 Установлення додаткового устаткування для використання гідрогенераторів та гідрогенераторів-двигунів як синхронних компенсаторів має бути обґрунтовано техніко-економічними розрахунками.

5.2.12 Для монтажу, розбирання і складання генераторів, синхронних компенсаторів та їх допоміжного устаткування треба передбачати стаціонарні, пересувні або інвентарні підіймально-транспортні пристосування і механізми.

5.2.13 У разі застосування зовнішніх вантажопідіймальних кранів гідроелектростанцій треба передбачати прості заходи для унеможливлення дії дощів та снігу на устаткування за тривалого розкриття приміщень і монтажних майданчиків.

5.2.14 Електростанції повинні мати приміщення для зберігання резервних стрижнів обмотки статора. Приміщення мають бути сухими, опалюваними, з температурою, не нижчою ніж +10 °С, обладнаними спеціальними стелажами.

ОХОЛОДЖЕННЯ І ЗМАЩУВАННЯ

5.2.15 У разі використання морської або прісної води з агресивним впливом газоохолоджувачі, теплообмінники, маслоохолоджувачі, а також трубопроводи та арматуру до них треба виконувати з матеріалів, стійких до дії корозії.

5.2.16 Генератори та синхронні компенсатори з розімкненою системою охолодження і гідрогенератори потужністю 1 МВт і більше з частковим відбором повітря для опалювання має бути забезпечено фільтрами для очищення повітря, яке входить до них ззовні, а також пристроями для швидкого припинення його подавання в разі займання генератора або синхронного компенсатора.

5.2.17 Для генераторів і синхронних компенсаторів із замкненою системою повітряного охолодження має бути виконано такі заходи:

1) Камери холодного і гарячого повітря повинні мати щільно засклені оглядові лючки, які зачиняються.

2) Двері камер холодного і гарячого повітря повинні бути сталевими, такими, що щільно зачиняються, відчиняються назовні, і мати самозамикальні замки, які відмикаються без ключа зсередини камер.

3) Усередині камер холодного і гарячого повітря має бути обладнано освітлення з вимикачами, винесеними назовні.

4) Короби гарячого повітря, а також конденсатори і водопроводи парових турбін, якщо вони містяться в камерах охолодження, має бути покрито тепловою ізоляцією, щоб уникнути підігрівання холодного повітря і конденсації вологи на поверхні труб.

5) У камерах холодного повітря має бути влаштовано кювети для видалення води, яка сконденсувалася на повітроохолоджувачах. Для турбогенераторів кінець

труби, що виводить воду в дренажний канал, має бути забезпечено гідравлічним затвором, при цьому рекомендовано мати пристрій сигналізації, який реагує на появу води в зливній трубі.

6) Корпус, стики, повітровід та інші ділянки треба ретельно ущільнювати для запобігання присосам повітря в замкнену систему вентиляції. У дверях камер холодного повітря турбогенераторів і синхронних компенсаторів має бути виконано організований присос повітря через фільтр, який установлюють у зоні розрідження (після повітроохолоджувача).

7) Стіни камер і повітряних коробів мають бути гладенькими і щільними; їх має бути пофарбовано світлою, такою, що не підтримує горіння, фарбою або облицьовано керамічними глазурованими плитками чи пластиковим покриттям, яке не підтримує горіння. Підлога камер і фундаменти повинні мати покриття, яке не допускає утворення пилу (наприклад, цементне з мармуровою крихтою, з керамічної плитки).

5.2.18 Турбогенератори і синхронні компенсатори з водневим охолодженням має бути обладнано:

1) Установкою централізованого вироблення або централізованого постачання водню з механізацією навантаження і розвантаження газових балонів на ній, газопроводами підживлення газом і приладами контролю за параметрами газу (тиск, чистота тощо) в генераторі або синхронному компенсаторі.

Для подавання водню від газових резервуарів до машинного залу передбачають одну магістраль. Для турбогенераторів, за необхідності, може бути прокладено дві магістралі; прокладання двох ліній повинно бути економічно обґрунтованим. Схему газопроводів виконують кільцевою секціонованою. Для синхронних компенсаторів виконують одну магістраль.

Для запобігання утворенню вибухонебезпечної газової суміші на живильних водневих лініях і на лініях подачі повітря має бути забезпечено можливість створення видимих розривів перед турбогенератором і синхронним компенсатором.

2) Установкою централізованого вироблення або централізованого постачання інертних газів (вуглекислого газу або азоту) з механізацією навантаження і розвантаження газових балонів на ній – для витіснення водню або повітря з генератора (синхронного компенсатора), для продування і гасіння пожежі в головному масляному баку турбіни, в опорних підшипниках генератора і в струмопроводах.

3) Основним, резервним, а турбогенератори, крім того, і аварійними джерелами маслопостачання підшипників і водневих ущільнень, демпферним баком для живлення торцевих ущільнень маслом протягом часу, необхідного для аварійного зупину генератора зі зривом вакууму турбіни, для турбогенераторів потужністю 60 МВт і більше. Резервне і аварійне джерела маслопостачання мають автоматично вмикатися в роботу в разі вимкнення робочого джерела маслопостачання, а також у разі зниження тиску масла та забезпечувати підтримання позитивного перепаду масло – водень на водневих ущільненнях турбогенераторів.

4) Автоматичними регуляторами тиску масла на водневих ущільненнях турбогенераторів. Тиск масла на ущільненнях валу ротора турбогенератора має перевищувати тиск водню в корпусі машини; нижню та верхню межі перепаду тиску треба зазначати в інструкції заводу-виробника. У схемі маслопостачання обхідні вентилі регуляторів мають бути регульованими, а не запірними, для унеможливлення стриб-

ків тиску масла під час переходів з ручного регулювання на автоматичне і навпаки. Запірну арматуру, яку встановлено на маслопроводах ущільнення генератора, має бути опломбовано в робочому положенні.

5) Пристроями для осушування водню, увімкненими в контур циркуляції водню в генераторі або синхронному компенсаторі.

6) Попереджувальною сигналізацією, яка діє в разі несправностей газомасляної системи водневого охолодження і відхилення її параметрів (тиск, чистота водню, перепад тиску масло – водень) від заданих значень.

7) Контрольно-вимірювальними приладами і пристроями автоматики для контролю та керування газомасляною системою водневого охолодження, при цьому не допускається розміщувати газові та електричні прилади на одній закритій панелі.

8) Вентиляційними установками в місцях скупчення газу головного масляного бака, масляних камер на зливі, основних підшипників турбогенератора тощо.

У фундаментах турбогенераторів і синхронних компенсаторів не має бути порожнеч, в яких може скупчуватися водень. За наявності просторів, обмежених будівельними конструкціями (балки, ригелі тощо), в яких може скупчуватися водень, з найбільш високих точок цих просторів має забезпечуватися вільний вихід водню вгору (наприклад, шляхом закладення труб).

9) Дренажними пристроями для зливання води і масла з корпусу машини.

Система дренажу має унеможливлювати перетікання гарячого газу у відсіки холодного газу.

10) Покажчиком появи рідини в корпусі турбогенератора (синхронного компенсатора).

11) Джерелом і трубопроводами подачі стиснутого повітря з надмірним тиском, не меншим ніж 0,2 МПа; на лініях подачі повітря в машину має бути передбачено фільтр і осушувач повітря.

5.2.19 Генератори та синхронні компенсатори з водяним охолодженням обмоток має бути обладнано:

1) Трубопроводами, арматурою і апаратами системи водяного охолодження, виконаними з матеріалів, стійких до дії корозії.

2) Основним і резервним насосами дистиляту.

3) Механічними, магнітними та іонітними фільтрами дистиляту і пристроями для очищення дистиляту від газових домішок. Дистилят не повинен мати домішок солей і газів.

4) Розширювальним баком із захистом дистиляту від зовнішнього середовища.

5) Основним і резервним теплообмінниками для охолодження дистиляту.

Як первинна охолоджувальна вода в теплообмінниках має застосовуватися: для гідрогенераторів і синхронних компенсаторів – технічна вода, для турбогенераторів – конденсат від конденсатних насосів турбіни і як резерв – технічна вода від циркуляційних насосів газоохолоджувачів генераторів.

6) Попереджувальною сигналізацією і захистом, який діє в разі відхилень від нормального режиму роботи системи водяного охолодження.

7) Контрольно-вимірювальними приладами і пристроями автоматики для контролю та керування системою водяного охолодження.

8) Пристроями виявлення витоку водню в тракт водяного охолодження обмоток статора.

9) Контрольними трубками з кранами, виведеними назовні з вищих точок зливного і напірного колекторів дистиляту для видалення повітря із системи водяного охолодження обмотки статора під час заповнення її дистилятом.

5.2.20 У кожній системі трубопроводів, які підводять воду до газоохолоджувачів, теплообмінників і маслоохолоджувачів, треба установлювати фільтри, при цьому має передбачатися можливість їх очищення і промивання без порушення нормальної роботи генератора та синхронного компенсатора.

5.2.21 Кожна секція газоохолоджувачів і теплообмінників повинна мати засувки для вимкнення її від напірного і зливного колекторів та для розподілу води по окремих секціях.

На загальному трубопроводі, який відводить воду зі всіх секцій охолоджувачів кожного генератора, треба встановлювати електрифіковану регулювальну засувку (із сигналізацією положення клапана) для регулювання витрати води через усі секції охолоджувача. Для турбогенераторів штурвальний привід цієї засувки рекомендовано виводити на рівень підлоги машинного залу.

5.2.22 Кожна секція газоохолоджувачів і теплообмінників у найвищій точці повинна мати крани для випуску повітря.

5.2.23 У системі охолодження газу або повітря турбогенераторів і синхронних компенсаторів має передбачатися регулювання температури охолоджувальної води за допомогою рециркуляційних пристроїв.

5.2.24 У схемі подавання охолоджувальної води треба передбачати автоматичне увімкнення резервного насоса в разі вимкнення працюючого, а також під час зниження тиску охолоджувальної води. У синхронних компенсаторах має передбачатися резервне живлення від надійного постійно діючого джерела охолоджувальної води (система технічної води, баки тощо).

5.2.25 На живильних трубопроводах технічного водопостачання генераторів треба установлювати витратоміри. У турбогенераторах із замкнутим контуром газохолоджувачів і теплообмінників треба передбачати витратоміри з сигнальним органом.

5.2.26 На площадці турбіни, з'єднаної з турбогенератором, який має водяне або водневе охолодження, треба установлювати: манометри, які показують тиск охолоджувальної води в напірному колекторі, тиск водню в корпусі турбогенератора, тиск вуглекислого газу (азоту) в газопроводі до генератора; пристрої сигналізації зниження тиску води в напірному колекторі; пост газового керування; щити керування газомасляним і водяним господарствами.

5.2.27 На місці встановлення насосів газоохолоджувачів, теплообмінників і маслоохолоджувачів треба установлювати манометри на напірному колекторі та насосах, на вході та виході води з фільтрів.

5.2.28 На напірних і зливних трубопроводах газоохолоджувачів, теплообмінників і маслоохолоджувачів має бути вбудовано гільзи для ртутних термометрів і термоперетворювачі опору.

5.2.29 Для синхронних компенсаторів, які встановлюють на відкритому повітрі, треба передбачати можливість зливання води з охолоджувальної системи під час зупину агрегату.

5.2.30 Газова система має задовольняти вимоги безпечної експлуатації водневого охолодження і проведення операцій щодо заміни охолоджувального сере-

довища в турбогенераторі та синхронному компенсаторі в нормальних і аварійних режимах.

5.2.31 Газову мережу треба виконувати із суцільнотягнутих труб із застосуванням газощільної арматури. Газопроводи повинні бути доступними для огляду і ремонту і мати захист від механічних пошкоджень.

5.2.32 Трубопроводи циркуляційних систем змащення і водневих ущільнень турбогенераторів і синхронних компенсаторів з водневим охолодженням треба виконувати із суцільнотягнутих труб.

5.2.33 У турбогенераторах потужністю 3 МВт і більше підшипники з боку, протилежного турбіні, підшипники збудника і водневі ущільнення мають бути електрично ізольованими від корпусу (фундаментних плит) та маслопроводів.

Конструкція ізольованого підшипника і водневих ущільнень має забезпечувати проведення періодичного контролю їх ізоляції під час роботи агрегату. У синхронному компенсаторі підшипники мають бути електрично ізольованими від корпусу компенсатора і маслопроводів. У синхронному компенсаторі з безпосередньо приєднаним збудником допускається ізолювати лише один підшипник (з боку, протилежного збуднику).

У гідрогенераторах підп'ятники і підшипники, розташовані над ротором, мають бути електрично ізольованими від корпусу.

5.2.34 На кожному маслопроводі електрично ізольованих підшипників турбогенераторів, синхронних компенсаторів і горизонтальних гідрогенераторів треба встановлювати послідовно два електрично ізольованих фланцевих з'єднання.

5.2.35 Підшипники турбогенераторів, синхронних компенсаторів та їх збудників, а також водневі ущільнення, масляні ванни підшипників і підп'ятників гідрогенераторів треба виконувати таким чином, щоб унеможливлювалося розбризкування масла і потрапляння масла та його пари на обмотки, контактні кільця і колектори.

Зливні патрубки підшипників з циркуляційним маслом і водневих ущільнень повинні мати оглядові скельця для спостереження за струменем масла, яке виходить. Для освітлення оглядових скелець треба застосовувати світильники, приєднані до мережі аварійного освітлення.

5.2.36 Для турбогенераторів з безпосереднім водневим охолодженням обмоток має бути встановлено автоматичні газоаналізатори контролю наявності водню в картерах підшипників і закритих струмопроводах з дією на сигнал.

5.2.37 Змішані системи охолодження генераторів і синхронних компенсаторів мають відповідати вимогам **5.2.16–5.2.18.**

СИСТЕМИ ЗБУДЖЕННЯ

5.2.38 Вимоги, наведені в **5.2.39–5.2.59,** поширюються на стаціонарні установки систем збудження турбо- і гідрогенераторів та синхронних компенсаторів.

5.2.39 До системи збудження генератора (синхронного компенсатора) входять: збудник (трансформатор з напівпровідниковим перетворювачем або генератор змінного струму з перетворювачем, або генератор постійного струму), АРЗ і система керування збудженням, комутаційна апаратура, пристрої початкового збудження, вимірювальні прилади, пристрої гасіння поля, засоби захисту ротора від перенапруг і захисту устаткування системи збудження від пошкоджень.

5.2.40 Системи збудження мають відповідати вимогам ДСТУ 4265, а також вимогам ГОСТ 183, ГОСТ 533, ГОСТ 5616 та нормативних документів на системи збудження конкретних типів, які затверджено в установленому порядку.

5.2.41 Системи збудження, у яких значення експлуатаційної напруги або тривалої діючої перенапруги (наприклад, у разі форсування збудження) перевищує 1 кВ, треба виконувати відповідно до вимог цих Правил, які встановлено до електроустановок напругою понад 1 кВ. У разі визначення перенапруг для тиристорних і діодних систем збудження враховують і комутаційні перенапруги.

5.2.42 Системи збудження треба обладнувати пристроями керування, захисту, сигналізації та контрольно-вимірювальними приладами в обсягах, які забезпечують як ручний дистанційний, так і автоматичний пуск (у тому числі через АСУТП), роботу в усіх передбачених режимах, а також гасіння поля та зупин генератора і синхронного компенсатора.

5.2.43 Системи збудження (разом з АРЗ, які входять до їхнього складу) генераторів газотурбінних установок і гідрогенераторів-двигунів повинні забезпечувати, на вимогу замовника, необхідні режими регулювання збудження в режимах частотного пуску від тиристорних пускових пристроїв; також має бути забезпеченим необхідне регулювання збудження під час роботи оборотних агрегатів у режимі двигуна.

5.2.44 Випрямні установки систем збудження генераторів і синхронних компенсаторів треба обладнувати сигналізацією і захистом, які діють у разі підвищення температури вентилів або охолоджувального середовища понад допустиму, а також у разі зниження витрати охолоджувального середовища. Випрямні установки має бути забезпечено приладами для контролю випрямленого струму і випрямленої напруги. За наявності у випрямній установці декількох груп випрямлячів має бути встановлено прилади для контролю сили струму кожної групи.

5.2.45 Системи збудження має бути обладнано пристроями контролю ізоляції, які дають змогу здійснювати вимірювання опору ізоляції в процесі роботи, а також сигналізувати про його зниження нижче від норми. Допускається не виконувати таку сигналізацію для безщіткових систем збудження, збудники яких не обладнано щітково-контактними агрегатами з вимірювальними кільцями напруги ротора генератора.

5.2.46 Кола систем збудження, пов'язані з анодами і катодами випрямних установок, треба виконувати з рівнем ізоляції, який відповідає випробувальній напрузі анодних і катодних кіл.

Зв'язки анодних кіл випрямлячів, катодних кіл окремих груп, а також інших кіл за наявності пульсуючих чи змінних струмів, які не компенсуються, треба виконувати кабелем без металевих оболонок. Кабельні лінії або шинопроводи живлення цих перетворювачів не треба прокладати через замкнуті металеві конструкції; конструкції для кріплення шин і кабелів треба виконувати з немагнітних матеріалів.

У колах живлення перетворювачів жили в паралельних трифазних кабелях треба підключати до різних фаз.

5.2.47 Зв'язки обмотки збудження генератора (синхронного компенсатора) з пристроями АРЗ і колами вимірювання і захисту напруги ротора треба виконувати окремими кабелями з підвищеним рівнем ізоляції без заходу через звичайні ряди затискачів. Приєднувати блоки АРЗ до обмотки збудження потрібно через рубиль-

ник з механічним або електричним блокуванням, а кола вимірювання напруги ротора – через запобіжники.

5.2.48 У разі застосування пристроїв гасіння поля з розривом кола ротора, а також у разі використання статичних збудників з перетворювачами обмотку ротора має бути захищено розрядником багаторазової дії. Розрядник треба підключати паралельно ротору через активний опір, розрахований на тривалу роботу в разі пробою розрядника в режимі з напругою збудження, яка дорівнює 110 % від номінальної.

Зазначені розрядники повинні мати сигналізацію спрацювання.

5.2.49 Системи збудження генераторів і синхронних компенсаторів треба виконувати таким чином, щоб:

– вимкнення будь-якого з комутаційних апаратів у колах АРЗ і керування збудником не призводило до хибних форсувань у процесі пуску, зупину і роботи генератора на неробочому ході;

– зникнення напруги оперативного струму в колах АРЗ і керування збудником не призводило до порушення роботи генератора або синхронного компенсатора;

– була можливість виконувати ремонтні та інші роботи на випрямлячах та їх допоміжних пристроях під час роботи турбогенератора на резервному збуднику. Ця вимога не стосується безщіткових систем збудження. У тиристорних системах збудження із стовідсотковим резервуванням має бути передбачено можливість виконувати ревізію або ремонт на виведеному перетворювально-регулювальному каналі без відключення генератора від мережі;

– основні функціональні вузли керування і захисту систем збудження, виконані з використанням мікропроцесорної або мікроелектронної техніки, мали, крім основного живлення, також і резервне живлення постійним струмом;

– унеможливлювалося пошкодження системи збудження в разі короткого замикання в колах ротора і на його контактних кільцях за допомогою швидкодійних захистів. Також допускається для захисту статичних перетворювачів застосовувати автоматичні вимикачі і запобіжники.

5.2.50 Тиристорні системи збудження мають передбачати можливість гасіння поля генераторів і синхронних компенсаторів переведенням перетворювача в інверторний режим.

У системах збудження зі статичними перетворювачами, виконаними за схемою самозбудження, а також у системах збудження з електромашинними збудниками треба застосовувати пристрій АГП.

5.2.51 Усі системи збудження (основні й резервні) повинні мати пристрої, які під час подавання імпульсу на гасіння поля забезпечують повне роззбудження (гасіння поля) синхронного генератора або компенсатора незалежно від спрацьовування АГП.

5.2.52 Система водяного охолодження збудника має забезпечувати можливість повного спуску води із системи, випуску повітря в разі заповнення системи водою, періодичного очищення теплообмінників.

Закривання і відкривання засувок системи охолодження на одному зі збудників не має призводити до зміни режиму охолодження на іншому збуднику.

5.2.53 Підлогу приміщень випрямних установок з водяною системою охолодження треба виконувати такою, щоб у разі витікання води унеможливлювалося

потрапляння її на струмопроводи, КРУ та інше електроустаткування, розташоване нижче від системи охолодження.

5.2.54 Електромашинні збудники постійного струму (основні під час роботи без АРЗ і резервні) повинні мати релейне форсування збудження.

5.2.55 Турбогенератори повинні мати резервне збудження, схема якого має забезпечувати перемикання з робочого збудження на резервне і назад без вимкнення генераторів від мережі. Ця вимога не стосується безщіткових систем збудження. Для турбогенераторів потужністю 12 МВт і менше необхідність резервного збудження встановлює головний інженер енергосистеми.

На гідроелектростанціях резервні збудники не встановлюють.

5.2.56 На турбогенераторах з безпосереднім охолодженням обмотки ротора перемикання з робочого збудження на резервне і назад треба виконувати дистанційно.

5.2.57 Система збудження гідрогенератора має забезпечувати можливість його початкового збудження за відсутності змінного струму в системі власних потреб гідроелектростанції.

5.2.58 На вимогу замовника систему збудження має бути розраховано на автоматичне керування в разі зупину в резерв синхронних генераторів і компенсаторів і пуску тих, які перебувають у резерві.

5.2.59 Усі системи збудження на час виходу з ладу АРЗ повинні мати резервне АРЗ або засоби, які забезпечують нормальне збудження, роззбудження і гасіння поля синхронної машини.

РОЗМІЩЕННЯ ТА ВСТАНОВЛЕННЯ ГЕНЕРАТОРІВ, СИНХРОННИХ КОМПЕНСАТОРІВ І ЇХ ДОПОМІЖНОГО УСТАТКУВАННЯ

5.2.60 Відстані від генераторів і синхронних компенсаторів до стін будівель, а також відстані між ними треба визначати за технологічними умовами, проте вони мають бути не меншими від наведених у **5.1.11**–**5.1.13** цих Правил.

Розміри машинного залу треба обирати з урахуванням:

1) можливості монтажу і демонтажу агрегатів без зупину інших працюючих агрегатів;

2) застосування кранів зі спеціальними, переважно жорсткими захоплювальними пристроями, які дають змогу повністю використовувати хід крана;

3) відмови від піднімання і опускання краном окремих довгих, але відносно легких деталей агрегату (штанги, тяга) з їх монтажем спеціальними підніманими пристроями;

4) можливості розміщення вузлів і деталей під час монтажу і ремонту агрегату.

5.2.61 Фундамент і конструкцію генераторів і синхронних компенсаторів має бути виконано таким чином, щоб під час роботи устаткування вібрація устаткування, фундаменту і будівлі не перевищувала значень, установлених нормами.

5.2.62 Панелі управління, захисту, автоматики, збудження, маслопостачання і охолодження генератора і синхронного компенсатора, як правило, розміщують в закритих приміщеннях недалеко від нього, але поза фундаментами генератора або синхронного компенсатора.

Панелі і шафи системи збудження, включаючи силові панелі, шафи тиристорних перетворювачів, АРЗ і систем керування, як правило, розміщують в безпосередній близькості один від одного (рекомендовано в один ряд). Допускається встановлювати теплообмінники в іншому приміщенні, при цьому панель керування теплообмінником треба встановлювати поряд з ним.

Окремо допускається також встановлювати джерела живлення системи збудження і опори самосинхронізації (опори для закорочування обмотки ротора).

5.2.63 Турбогенератори і синхронні компенсатори з повітряним охолодженням і гідрогенератори повинні мати пристрої для гасіння пожежі водою. Можна також застосовувати інші пристрої.

На гідрогенераторах автоматизованих гідростанцій, а також на синхронних компенсаторах з повітряним охолодженням, установлених на підстанціях без постійного чергування персоналу, пожежогасіння треба виконуавти автоматично. Вводити в дію запірні пристрої впускання води в машину потрібно або безпосередньо від диференціального захисту, або в разі одночасного спрацьовування диференціального захисту і спеціальних датчиків пожежогасіння.

Підводити воду треба таким чином, щоб повністю унеможливити просочування води до генератора і синхронного компенсатора в експлуатаційних умовах.

5.2.64 Система пожежогасіння гідрогенераторів має передбачати відведення використаної води в дренажну систему.

Поблизу гідрогенераторів допускається встановлювати повітрозбірники стиснутого повітря.

5.2.65 Для гасіння пожежі в турбогенераторах і синхронних компенсаторах з непрямим водневим охолодженням під час роботи машини на повітрі (період налагодження) треба передбачати можливість використання вуглекислотної (азотної) установки згідно з вимогами **5.2.18**, перелік 2).

5.2.66 Балони з вуглекислим газом (азотом), які встановлюють у центральній вуглекислотній (азотній) установці, треба зберігати в умовах, визначених правилами Держгірпромнагляду* України.

ЗАХИСТ ВІД ГРОЗОВИХ ПЕРЕНАПРУГ

5.2.67 Генератори і синхронні компенсатори потужністю понад 50 МВт (50 МВ • А) має бути приєднано до повітряних ліній через трансформатори.

Блочні трансформатори генераторів мають бути захищеними з боку вищої напруги за допомогою обмежувачів перенапруг нелінійних (ОПН), які треба вибирати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-47.

5.2.68 Генератори і синхронні компенсатори потужністю до 50 МВт (50 МВ • А) дозволено безпосередньо приєднувати до повітряних ліній (ПЛ) на залізобетонних і металевих опорах або до відповідних розподільних установок (РУ).

Генератори і синхронні компенсатори потужністю до 25 МВт (25 МВ • А) дозволено безпосередньо приєднувати до ПЛ на дерев'яних опорах або до відповідних РУ.

5.2.69 Захист підходів ПЛ до РУ електростанцій, ПС і струмопроводів до генераторів (синхронних компенсаторів) треба виконувати з рівнем грозостійкості, не меншим ніж 50 кА.

---

* Згідно з розпорядженням Кабінету Міністрів України від 30 вересня 2015 р. № 1021-р функції й повноваження Держгірпромнагляду припинено і передано їх Державній службі України з питань праці (Держпраці) – *Прим. ред.*

5.2.70 Для захисту приєднаних до загальних шин повітряними лініями (струмопроводами) генераторів і синхронних компенсаторів треба застосовувати розрядники І групи або ОПН з відповідними залишковими напругами грозових імпульсів струму та захисні конденсатори C_0 ємністю, не меншою ніж 0,5 мкФ на фазу. Захисні апарати треба установлювати для захисту:

– генераторів (синхронних компенсаторів) потужністю понад 15 МВт (15 МВ • А) – на приєднанні кожного генератора (синхронного компенсатора);

– генераторів (синхронних компенсаторів) потужністю до 15 МВт (15 МВ • А) – на шинах (секціях шин) генераторної напруги.

Для захисту генераторів (синхронних компенсаторів, реакторів) і місць переходу на приєднаних до них ПЛ і КЛ застосовують ОПН, які вибирають відповідно до СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67.

У разі захисту генератора (синхронного компенсатора) з виведеною назовні нейтраллю, яка не має виткової ізоляції (машини із стрижневою обмоткою) потужністю понад 25 МВт (25 МВ • А) замість захисних конденсаторів ємністю 0,5 мкФ на фазу можна застосовувати ОПН у нейтралі генератора (синхронного компенсатора) на номінальну напругу обертової машини.

Захисні конденсатори дозволено не встановлювати, якщо сумарна ємність приєднаних до генераторів (синхронних компенсаторів) ділянок кабелів довжиною до 100 м становить 0,5 мкФ і більше на фазу.

5.2.71 Якщо генератор (синхронний компенсатор) і ПЛ приєднано до загальних шин РУ електростанції або підстанції (ПС), то підходи цих ПЛ мають бути захищеними від грозових перенапруг з виконанням таких вимог:

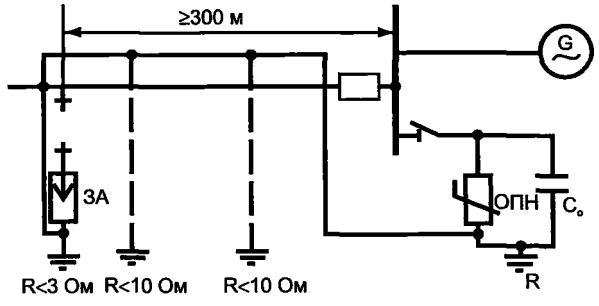
а) підхід ПЛ з металевими або залізобетонними опорами має бути захищеним грозозахисним тросом на довжині, не меншій ніж 300 м, а на початку тросової ділянки треба встановлювати комплект захисних апаратів (ЗА) – розрядники або ОПН (рис. 5.2.1, *а*). Опір заземлення ЗА не має перевищувати 3 Ом, а опір заземлення опор на тросовій ділянці ПЛ – 10 Ом.

На підходах ПЛ з дерев'яними опорами додатково треба встановлювати комплект ЗА (рис. 5.2.1, *б*) на відстані близько 150 м від початку тросової ділянки у бік лінії. Опір заземлення цих ЗА має бути не більше ніж 3 Ом;

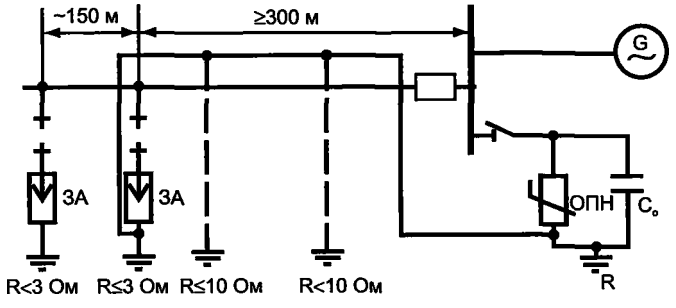
б) на ПЛ, приєднаних до електростанцій і ПС кабельними вставками довжиною до 0,5 км, захист підходу треба виконувати так само, як і на ПЛ без кабельних вставок, і додатково встановлювати комплект ОПН (рис. 5.2.1, *в*, *г*) у місці приєднання ПЛ до кабелю. Заземлюваний вивід ОПН найкоротшим шляхом треба приєднувати до броні, металевої оболонки кабелю і заземлювача з опором заземлення, не більшим ніж 5 Ом;

в) якщо підхід ПЛ на довжині, не меншій ніж 300 м, захищено від прямих ударів блискавки високими будинками, спорудами, деревами тощо, то підвішувати грозозахисний трос на ПЛ не потрібно. За таких умов на початку захисної ділянки трба встановлювати комплект ЗА (рис. 5.2.1, *д*). Опір заземлення ЗА повинен бути не більше ніж 3 Ом;

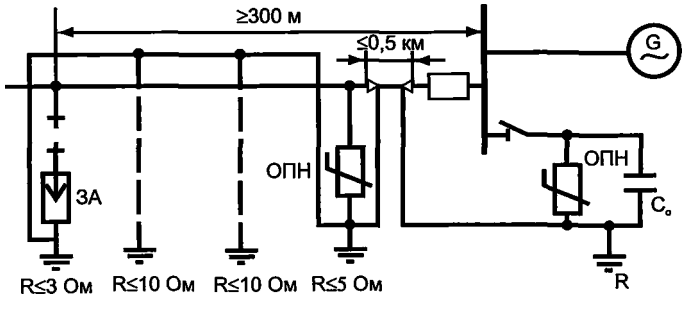
г) за наявності струмообмежувального реактора на приєднанні ПЛ її підхід на довжині 100–150 м треба захищати від прямих ударів блискавки грозозахисним тросом (рис. 5.2.1, *е*). На початку тросової ділянки ПЛ і біля реактора потрібно встановлювати комплекти ЗА. Опір заземлювача ЗА, установленого на початку тросової ділянки з боку ПЛ, повинен бути не більше ніж 3 Ом;



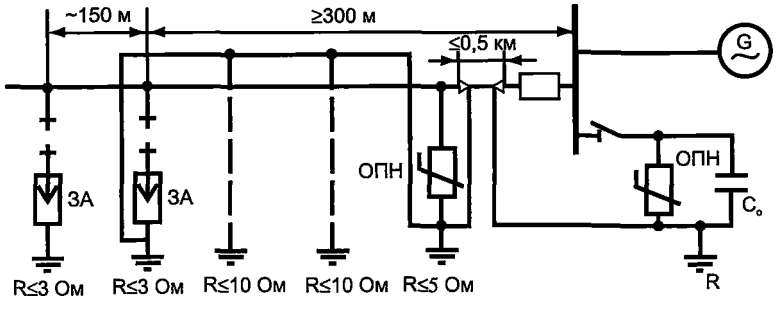
а



б

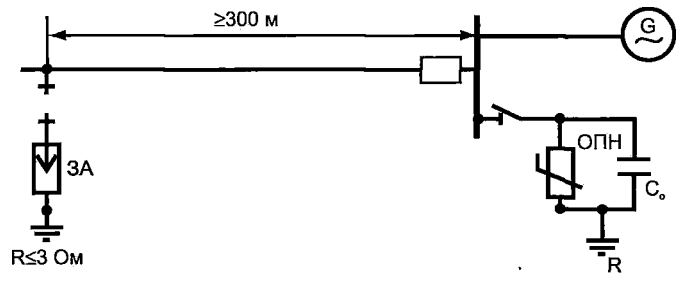


в

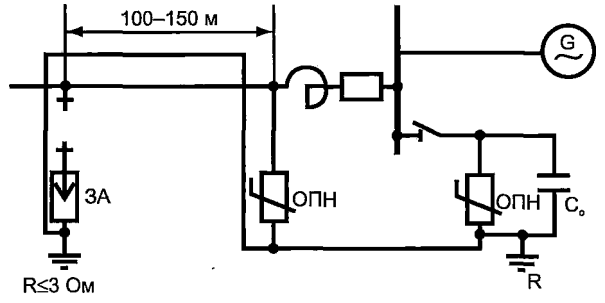


г

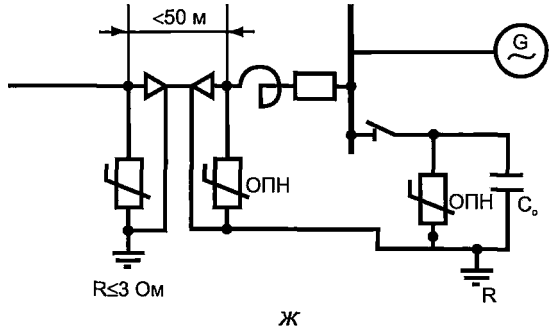
Рисунок 5.2.1, аркуш 1



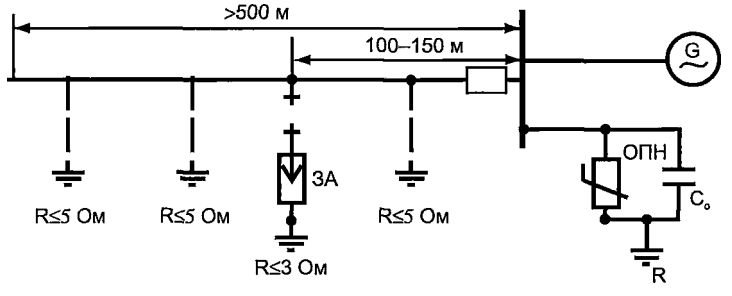
д



е



ж



з

Рисунок 5.2.1, аркуш 2

д) у разі приєднання ПЛ до шин РУ з генераторами (синхронними компенсаторами) через струмообмежувальний реактор і кабельну вставку довжиною понад 50 м захист підходу ПЛ від прямих ударів блискавки грозозахисним тросом не потрібен. У місці приєднання ПЛ до кабелю і перед реактором потрібно встановлювати комплекти ОПН (рис. 5.2.1, *ж*) з опором заземлення, не більшим ніж 3 Ом;

е) на ПЛ, приєднаних до РУ з генераторами (синхронними компенсаторами) потужністю до 3 МВт (3 МВ • А), підходи яких на довжині, не меншій ніж 0,5 км, виконано на металевих або залізобетонних опорах з опором заземлення, не більшим ніж 5 Ом, треба встановлювати комплект ЗА (рис. 5.2.1, *з*) на відстані 100–150 м від ПС (електростанції). Опір заземлювача ЗА має бути не більше ніж 3 Ом, а захищати ПЛ грозозахисним тросом не потрібно.

5.2.72 У разі застосування відкритого струмопроводу для приєднання генератора (синхронного компенсатора) до трансформатора струмопровід має бути розташовано в зонах захисту блискавковідводів і споруд ПС (електростанції). Місця приєднання блискавковідводів до заземлювального пристрою ПС (електростанції) має бути віддалено від місць приєднання до нього заземлюваних елементів струмопроводу, рахуючи по магістралях заземлення, на відстань, не меншу ніж 20 м.

Якщо відкритий струмопровід прокладено поза зонами захисту блискавковідводів ВРУ, він має бути захищеним від прямих ударів блискавки стрижньовими блискавковідводами, які стоять окремо, або тросами, підвішеними на опорах, які стоять окремо, із захисним кутом, не більшим ніж 20°. Заземлення стрижневих блискавковідводів, які стоять окремо, і тросових опор треба виконувати окремими заземлювачами, які не мають з'єднань із заземлюваними частинами струмопроводів, або шляхом приєднання до заземлювального пристрою ВРУ в точках, віддалених від місць приєднання до нього заземлюваних елементів струмопроводу, рахуючи по магістралях заземлення, на відстань, не меншу ніж 20 м (див. також **4.2.165** цих Правил).

Відстань від стрижньових блискавковідводів (тросових опор), які стоять окремо, до струмовідних або заземлених елементів струмопроводу в просвіті має бути не меншою ніж 5 м. Відстань у землі від окремого заземлювача або підземної частини блискавковідводу до заземлювача або підземної частини струмопроводу повинна бути не менше ніж 5 м.

5.2.73 У разі приєднання відкритого струмопроводу до РУ генераторної напруги через струмообмежувальний реактор перед реактором потрібно встановлювати комплект РВ IV групи або відповідних ОПН.

5.2.74 Для захисту генераторів від хвиль грозових перенапруг, які набігають струмопроводом, та індукованих перенапруг потрібно встановлювати комплект РВ I групи (або ОПН) і захисні конденсатори, ємності яких (на три фази) мають бути не менше ніж:

– за напруги 6 кВ – 0,8 мкФ;
– за напруги 10 кВ – 0,5 мкФ;
– за напруги 13,8–20 кВ – 0,4 мкФ.

Захисні конденсатори можна не встановлювати, якщо сумарна електрична ємність генератора і кабельної мережі на шинах генераторної напруги є не меншою від наведених значень (під час визначення ємності кабельної мережі враховують ділянки кабелів на довжині до 750 м).

Якщо РУ ПС приєднано відкритим струмопроводом до РУ генераторної напруги теплоелектростанції з генераторами потужністю до 120 МВт, то захист струмопроводу від прямих ударів блискавки треба виконувати відповідно до **5.2.72**.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 8 грудня 2015 р. № 795

ГЛАВА 5.3
ЕЛЕКТРОДВИГУНИ ТА ЇХ АПАРАТИ КЕРУВАННЯ І ЗАХИСТУ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

5.3.1 Ця глава Правил поширюється на електродвигуни та їх апарати керування і захисту в стаціонарних установках виробничих та інших приміщень різного призначення. На ці установки поширюються також вимоги, наведені в главі 5.1 цих Правил, і відповідні вимоги інших глав тією мірою, якою їх не змінено згідно з цією главою.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

5.3.2 У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ 2848-94 Апарати електричні комутаційні. Основні поняття. Терміни та визначення

ДСТУ 3025-95 (ГОСТ 9098-93) Вимикачі автоматичні низьковольтні. Загальні технічні умови

СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6–35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках

EN 61800-3:2004 Adjustable speed electrical power drive systems. – Part 3: EMC requirements and specific test methods (Системи силового електроприводу з регульованою швидкістю. Частина 3. Вимоги до електромагнітної сумісності та спеціальні методи випробування).

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

5.3.3 У цій главі Правил використано терміни, установлені в ДСТУ 2848: ***автоматичний вимикач, вимикач, запобіжник, струмообмежувальний автоматичний вимикач, уставка***; у ДСТУ 3025: ***одноразова гранична комутаційна здатність.***

Нижче подано терміни, додатково використані в цій главі, і визначення позначених ними понять:

апарат захисту

Апарат, який автоматично вимикає захищуване електричне коло за ненормальних режимів

плавка вставка

Струмовідна частина запобіжника, яка руйнується під дією струму, який перевищує певне значення протягом визначеного часу

надструм

Струм, значення якого перевищує найбільше робоче (розрахункове) значення струму електричного кола.

ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

5.3.4 У цій главі Правил використано такі скорочення:

АВР – автоматичне вмикання резерву;

АГП – автоматичне гасіння поля;

АПВ – автоматичне повторне вмикання;

АРЗ – автоматичне регулювання збудження;

ЗПЕ – зшитий поліетилен;

ЗРУ – закрита розподільна установка;

КЗ – коротке замикання;

ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;

ПЛ – повітряна лінія;

РУ – розподільна установка.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

5.3.5 Заходи щодо забезпечення надійності живлення треба вибирати відповідно до вимог глави 1.2 цих Правил залежно від категорії відповідальності електроприймачів. Ці заходи можна застосовувати не до окремих електродвигунів, а до трансформаторів, які їх живлять, і перетворювальних підстанцій, розподільних пристроїв та пунктів.

Резервувати лінію, яка безпосередньо живить електродвигун, не потрібно незалежно від категорії надійності електропостачання.

5.3.6 Якщо необхідно забезпечити безперервність технологічного процесу в разі виходу з ладу електродвигуна, його комутаційної апаратури або лінії, яка безпосередньо живить електродвигун, то резервування треба здійснювати шляхом установлення резервного технологічного агрегату або іншими способами.

5.3.7 Електродвигуни та їх апарати керування і захисту треба вибирати і встановлювати таким чином і в необхідних випадках забезпечувати такою системою охолодження, щоб температура їх під час роботи не перевищувала допустимої (див. також **5.3.23**).

5.3.8 Електродвигуни та їх апарати керування і захисту треба встановлювати таким чином, щоб вони були доступними для огляду і заміни, а також за можливості – для ремонту на місці встановлення. Якщо електроустановка містить електродвигуни або апарати масою 100 кг і більше, то треба передбачати пристрої для їх такелажу.

5.3.9 Частини електродвигунів і обертові частини, які з'єднують електродвигуни з механізмами (муфти, шківи), повинні мати захисні огородження від випадкових дотиків.

5.3.10 Електродвигуни та їх апарати керування і захисту треба заземлювати відповідно до вимог глави 1.7 цих Правил.

5.3.11 Виконання електродвигунів та їх апаратів керування і захисту має відповідати умовам використання.

ВИБІР ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ

5.3.12 Електричні та механічні параметри електродвигунів (номінальні потужність, напруга, частота обертання, відносна тривалість робочого періоду, пусковий, мінімальний, максимальний моменти, межі регулювання частоти обертання тощо) мають відповідати параметрам механізмів, які приводяться ними в дію, у всіх режимах їх роботи в цій установці.

5.3.13 Для механізмів, збереження яких у роботі після короткочасних перерв живлення або зниження напруги, зумовлених вимкненням КЗ, дією АПВ або АВР, необхідне за технологічними умовами і допустиме за умовами безпеки, має бути забезпечено самозапуск їх електродвигунів. Для успішного самозапуску необхідно забезпечувати відключення менш відповідальних асинхронних електродвигунів і, в обов'язковому порядку, – відключення синхронних двигунів до того моменту, поки відповідальні механізми не вийдуть на свій номінальний режим.

Застосовувати для механізмів із самозапуском електродвигуни і трансформатори більшої потужності, ніж це необхідно для їх нормальної тривалої роботи, як правило, не потрібно.

5.3.14 Для приводу механізмів, які не потребують регулювання частоти обертання, незалежно від їх потужності рекомендовано застосовувати синхронні двигуни або асинхронні електродвигуни з короткозамкненим ротором. Тип двигуна вибирають залежно від умов роботи і його необхідних характеристик.

Для приводу механізмів у важких умовах пуску чи роботи або механізмів, які вимагають зміни частоти обертання, треба застосовувати електродвигуни з якомога простішими і енергоефективними методами пуску або регулювання частоти обертання, можливими в цій установці.

5.3.15 Синхронні електродвигуни, як правило, повинні мати пристрої форсування збудження або компаундування.

5.3.16 Синхронні електродвигуни в разі, якщо вони за своєю потужністю можуть забезпечити регулювання напруги або режиму реактивної потужності в даному вузлі навантаження, повинні мати АРЗ згідно з вимогами глави 3.3 цих Правил.

5.3.17 Електродвигуни постійного струму застосовують у тих механізмах, де потрібні плавне регулювання частоти обертання і високий момент у всьому діапазоні частоти обертання, а також як резервні приводи, які працюють від акумуляторних батарей.

5.3.18 Електродвигуни, які встановлюють у приміщеннях з нормальним середовищем, як правило, повинні мати виконання IP00 або IP20.

5.3.19 Електродвигуни, які встановлюють просто неба, повинні мати виконання не гірше ніж IP44 або спеціальне, відповідно до умов їх роботи (наприклад, для відкритих хімічних установок, для особливо низьких температур тощо).

5.3.20 Електродвигуни, які встановлюють у приміщеннях, де можливе осідання на їх обмотках пилу та інших речовин, які порушують природне охолодження, повинні мати виконання не гірше ніж IP44 або продувне з підведен-

ням чистого повітря. Корпус продувного електродвигуна, повітроводи і всі з'єднання та стики мають бути ущільненими для запобігання присосу повітря в систему вентиляції.

Для продувних електродвигунів, як правило, передбачають засувки для запобігання присосу повітря під час зупину електродвигуна. Підігрівати зовнішнє (холодне) повітря не потрібно.

5.3.21 Електродвигуни, які встановлюють у вологих або особливо вологих місцях, повинні мати виконання не гірше ніж IP43 та ізоляцію, розраховану на дію вологи і пилу.

5.3.22 Електродвигуни, які встановлюють у місцях з хімічно активними парою або газами, повинні мати виконання не гірше ніж IP44 або бути продувними з підведенням чистого повітря за дотримання вимог, наведених у **5.3.20**. Допускається також застосовувати електродвигуни з виконанням не гіршим ніж IP33, але з хімічно стійкою ізоляцією та із закриванням відкритих неізольованих струмовідних частин ковпаками або іншим способом.

5.3.23 Для електродвигунів, які встановлюють у приміщеннях із температурою повітря понад плюс 40 °С, потрібно виконувати заходи, які унеможливлюють їх неприпустиме нагрівання (наприклад, примусова вентиляція з підведенням охолоджуючого повітря, зовнішнє обдування тощо).

5.3.24 У разі замкненої примусової системи вентиляції електродвигунів слід передбачати прилади контролю температури повітря й охолоджуючої води.

5.3.25 Інформація від датчиків температури, закладених в електродвигуни, має передаватися до АСУТП або, за її відсутності, – до щита (панелі) управління технологічним процесом або апарата керування і захисту.

УСТАНОВЛЕННЯ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ

5.3.26 Електродвигуни має бути вибрано і встановлено таким чином, щоб унеможливлювати потрапляння на їх обмотки і струмовідні частини води, масла, емульсії тощо, а вібрації устаткування, фундаментів і частин будівлі не перевищували допустимих значень.

5.3.27 Шум, створюваний електродвигуном спільно з механізмом, який приводиться ним, не має перевищувати рівня, допустимого санітарними нормами.

5.3.28 Проходи для обслуговування між фундаментами або корпусами електродвигунів, між електродвигунами і частинами будівлі або устаткування мають бути не меншими від зазначених у главі 5.1 цих Правил.

5.3.29 Електродвигуни і апарати, за винятком тих, які мають ступінь захисту не меншу ніж IP44, резистори і реостати всіх виконань має бути встановлено на відстані, не меншій ніж 1 м від конструкцій будівель, виконаних із горючих матеріалів.

5.3.30 Синхронні електричні машини потужністю 1 МВт і більше і машини постійного струму потужністю 1 МВт і більше повинні мати електричну ізоляцію одного з підшипників від фундаментної плити для запобігання утворенню замкненого кола струму через вал і підшипники машини. При цьому в синхронних машинах із збуджувачами має бути ізольовано підшипники з боку збуджувача і підшипники збуджувача. Маслопроводи цих електричних машин має бути ізольо-

вано від корпусів їх підшипників. Опір ізоляції повинен відповідати **1.8.57–1.8.59, 1.8.66–1.8.68** цих Правил.

5.3.31 Електродвигуни напругою понад 1 кВ дозволено встановлювати безпосередньо у виробничих приміщеннях, дотримуючись таких умов:

– електродвигуни, які мають виводи під статором або потребують спеціальних пристроїв для охолодження, слід установлювати на фундаменті з камерою (фундаментною ямою);

– фундаментна яма електродвигуна має задовольняти вимоги, установлені до камер закритих розподільних установок (ЗРУ) напругою, вищою ніж 1 кВ (див. главу 4.2 цих Правил);

– розміри фундаментної ями мають бути не меншими від допустимих для напівпрохідних кабельних тунелів, унормованих главою 2.3 цих Правил.

5.3.32 Кабелі і проводи, які приєднують до електродвигунів, установлених на віброізолювальних основах, на ділянці між рухомою і нерухомою частинами основи повинні мати гнучкі мідні жили.

АПАРАТИ КЕРУВАННЯ

5.3.33 Для групи електродвигунів приводу однієї машини або ряду машин, які здійснюють єдиний технологічний процес, треба, як правило, застосовувати загальний апарат або комплект комутаційних апаратів, якщо це виправдовується вимогами зручності або безпеки експлуатації. У решті випадків кожен електродвигун повинен мати окремі апарати керування.

Апарати керування в колах електродвигунів мають вимикати від мережі одночасно всі провідники, які перебувають під напругою.

5.3.34 За наявності дистанційного або автоматичного керування електродвигуном будь-якого механізму поблизу останнього має бути встановлено апарат аварійного вимкнення, який унеможливлює дистанційний або автоматичний пуск електродвигуна до примусового повернення цього апарата в початкове положення.

Не потрібно встановлювати апарати аварійного вимкнення біля механізмів:

– розташованих у межах видимості з місця керування;

– доступних лише виробничому (електротехнічному) персоналу (наприклад, вентилятори, установлені на дахах, вентилятори і насоси, установлені в окремих приміщеннях тощо);

– конструкційне виконання яких унеможливлює випадковий дотик до рухомих обертових частин (біля таких механізмів треба передбачати вивішування плакатів, які попереджують про можливість дистанційного або автоматичного пуску);

– які мають апарат місцевого керування з фіксацією команди на вимкнення (у таких випадках дозволено використовувати апарати аварійного вимкнення без функції примусового повернення в початковий стан).

Доцільність установлення апаратів місцевого керування (пуск, зупин) поблизу дистанційно або автоматично керованих механізмів потрібно визначати під час проектування залежно від вимог технології, техніки безпеки та організації керування цією установкою.

5.3.35 Кола керування електродвигунами допускається живити як від головних кіл, так і від інших джерел електроенергії, якщо це викликано технічною необхідністю.

Щоб уникнути непередбачених пусків електродвигуна в разі відновлення напруги в головних колах, треба улаштовувати блокуючий зв'язок, який забезпечує автоматичне вимкнення головного кола в усіх випадках зникнення напруги в ньому, якщо не передбачається самозапуск електродвигуна.

5.3.36 На корпусах апаратів керування і роз'єднувальних апаратах має бути нанесено чіткі знаки, які дають змогу легко розпізнавати увімкнене і вимкнене положення рукоятки керування апаратом. У випадках, коли оператор не може визначити за станом апарата керування, чи ввімкнено або вимкнено головне коло електродвигуна, потрібно передбачати світлову сигналізацію.

5.3.37 Апарати керування мають без пошкоджень і ненормального зношування комутувати найбільші струми нормальних режимів роботи керованого ними електродвигуна (пусковий, гальмівний, реверсу, робочий). Якщо реверси і гальмування не мають місця в нормальному режимі, але є можливими за неправильних операцій, то апарати керування в головному колі мають забезпечувати комутацію під час операцій без руйнування.

Апарати керування мають бути стійкими до розрахункових струмів КЗ (див. главу 1.4 цих Правил).

Апарати керування за своїми електричними і механічними параметрами мають відповідати характеристикам привідного механізму в усіх режимах його роботи в цій установці.

5.3.38 Використовувати устромлювальні контактні з'єднувачі для керування переносними електродвигунами допускається лише за потужності електродвигуна, не більшої ніж 1 кВт.

Устромлювальні контактні з'єднувачі, які служать для приєднання пересувних електродвигунів потужністю понад 1 кВт, повинні мати блокування, за якого вимкнення й увімкнення з'єднання є можливими лише за вимкненого положення пускового апарата в головному (силовому) колі електродвигуна.

5.3.39 Увімкнення обмоток електромагнітних пускачів, контакторів і автоматичних вимикачів у мережі напругою до 1 кВ із глухозаземленою нейтраллю можна виконувати на міжфазну або фазну напругу.

У разі увімкнення обмоток зазначених вище апаратів на фазну напругу треба передбачати одночасне вимкнення всіх трьох фаз відгалуження до електродвигуна автоматичним вимикачем, а в разі захисту запобіжниками – спеціальними пристроями, які діють на вимкнення пускача або контактора в разі перегорання плавких вставок запобіжників у одній або будь-яких двох фазах.

Під час увімкнення обмотки на фазну напругу її нейтральний вивід має бути надійно приєднано до нейтрального робочого провідника живильної лінії або окремого ізольованого провідника, приєднаного до нейтральної точки мережі.

5.3.40 Апарати керування електродвигунів, які живляться за схемою блока трансформатор – електродвигун, треба, як правило, встановлювати на вводі від мережі, що живить блок, без установлення їх на вводі до електродвигуна.

5.3.41 За наявності дистанційного або автоматичного керування механізмами має бути передбачено попереджувальну (перед пуском) сигналізацію або звукове оповіщення про майбутній пуск. Таку сигналізацію і таке оповіщення не потрібно виконувати біля механізмів, поблизу яких установлення апарата аварійного вимкнення не передбачено (див. **5.3.34**).

5.3.42 Проводи і кабелі, які з'єднують пускові реостати з фазними роторами асинхронних електродвигунів, треба вибирати за тривало допустимим струмом для таких умов:

– робота із замиканням кілець електродвигуна накоротко: у разі пускового статичного моменту механізму, який не перевищує 50 % від номінального моменту електродвигуна (легкий пуск), – 35 % від номінального струму ротора, у решті випадків – 50 % від номінального струму ротора;

– робота без замикання кілець електродвигуна накоротко – 100 % номінального струму ротора.

5.3.43 Пуск асинхронних електродвигунів із короткозамкненим ротором і синхронних електродвигунів виконують, як правило, безпосереднім увімкненням у мережу (прямий пуск). У разі неможливості прямого пуску пуск виконують переключенням Y/Δ, через реактор, трансформатор, автотрансформатор чи пристрій плавного пуску. В обґрунтованих випадках допускається виконувати пуск з підвищенням частоти струму з нуля.

5.3.44 Електродвигуни, які працюють у складі електроприводів з частотним регулюванням у промислових електромережах напругою понад 1000 В і струмом понад 400 А (категорія С4 за стандартом EN 61800-3), має бути оснащено фільтрами приглушування радіозавад.

5.3.45 Електродвигуни, які працюють у складі електроприводів з частотним регулюванням в електромережах напругою до 1000 В (категорії С1, С2, С3 за стандартом EN 61800-3), також має бути оснащено фільтрами приглушування радіозавад.

За підвищених вимог до завадостійкості, які неможливо забезпечити за допомогою передбачених у частотному перетворювачі функцій приглушування завад, можна використовувати зовнішні фільтри, установлювані поряд із перетворювачем.

На вході частотних перетворювачів для живлення електродвигунів потужністю понад 15 кВт має бути встановлено мережеві згладжувальні фільтри із дотриманням рекомендацій виробників перетворювачів.

ЗАХИСТ АСИНХРОННИХ І СИНХРОННИХ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ

5.3.46 На електродвигунах треба передбачати захист від багатофазних замикань (див. **5.3.49**) і у випадках, зазначених нижче, – захист від однофазних замикань на землю (див. **5.3.51**), захист від струмів перевантаження (див. **5.3.52**) та захист мінімальної напруги (див. **5.3.55** і **5.3.56**). На синхронних електродвигунах треба, крім того, передбачати захист від асинхронного режиму (див. **5.3.53** і **5.3.54**), який може бути поєднано із захистом від струмів перевантаження.

5.3.47 На електродвигунах із примусовим змащуванням підшипників треба установлювати захист, який діє на сигнал і вимкнення електродвигуна в разі підвищення температури або припинення дії змащування.

На електродвигунах із примусовою вентиляцією треба установлювати захист, який діє на сигнал і вимкнення електродвигуна за підвищення температури або припинення дії вентиляції.

5.3.48 Електродвигуни з водяним охолодженням обмоток і активної сталі статора, а також із вбудованими повітроохолоджувачами, що охолоджуються водою,

повинні мати захист, який діє на сигнал у разі зменшення потоку води, нижчого від заданого значення, і на вимкнення електродвигуна в разі його припинення. Крім того, треба передбачати сигналізацію, яка діє в разі появи води в корпусі електродвигуна.

5.3.49 Для захисту електродвигунів від багатофазних замикань треба передбачати:

а) струмову однорелейну відсічку без витримки часу, відрегульовану від пускових струмів за виведених пускових пристроїв, з реле прямої або непрямої дії, увімкненим на різницю струмів двох фаз, – для електродвигунів потужністю, меншою ніж 2 МВт;

б) струмову дворелейну відсічку без витримки часу, відрегульовану від пускових струмів за виведених пускових пристроїв, з реле прямої або непрямої дії – для електродвигунів потужністю 2 МВт і більше, що мають захист, який діє на вимкнення, від однофазних замикань на землю (див. **5.3.51**), а також для електродвигунів потужністю, меншою ніж 2 МВт, якщо захист за переліком а) не задовольняє вимоги чутливості або якщо дворелейна відсічка є доцільною в разі виконання комплектного захисту або застосовуваного приводу з реле прямої дії.

За відсутності захисту від однофазних замикань на землю струмову відсічку електродвигунів потужністю 2 МВт і більше треба виконувати трирелейною з трьома трансформаторами струму. Допускається захист у двофазному виконанні з додатковим захистом від подвійних замикань на землю, виконаний за допомогою трансформатора струму нульової послідовності та струмового реле;

в) поздовжній диференціальний струмовий захист – для електродвигунів потужністю 5 МВт і більше, а також меншою ніж 5 МВт, якщо установлення струмових відсічок за переліками а), б) не забезпечує виконання вимог чутливості; поздовжній диференціальний захист електродвигунів за наявності на них захисту від замикань на землю повинен мати двофазне виконання, а за відсутності цього захисту – трифазне, з трьома трансформаторами струму. Допускається захист у двофазному виконанні з додатковим захистом від подвійних замикань на землю, виконаний за допомогою трансформатора струму нульової послідовності і струмового реле.

Для електродвигунів потужністю 5 МВт і більше, виконаних без шести виводів обмотки статора, треба передбачати струмову відсічку.

5.3.50 Для блоків трансформатор (автотрансформатор) – електродвигун треба передбачати загальний захист від багатофазних замикань, а саме:

а) струмову відсічку без витримки часу, відстроєну від пускових струмів за виведених пускових пристроїв (див. також **5.3.49**), – для електродвигунів потужністю до 2 МВт. У разі з'єднання обмоток трансформатора за схемою «зірка – трикутник» відсічку виконують з трьох струмових реле: двох реле, увімкнених на фазні струми, і одного реле, увімкненого на суму цих струмів.

За неможливості встановлення трьох реле (наприклад, за обмеженої кількості реле прямої дії) допускається застосовувати схему з двома реле, увімкненими на з'єднані трикутником вторинні обмотки трьох трансформаторів струму;

б) диференціальну відсічку в дворелейному виконанні, відрегульовану від стрибків струму намагнічення трансформатора, – для електродвигунів потужністю понад 2 МВт, а також 2 МВт і менше, якщо захист за переліком а) не задовольняє вимоги чутливості в разі міжфазного КЗ на виводах електродвигуна;

в) поздовжній диференціальний струмовий захист у дворелейному виконанні з проміжними насичуваними трансформаторами струму – для електродвигунів потужністю понад 5 МВт, а також 5 МВт і менше, якщо встановлення відсічок за переліками а) і б) не задовольняє вимоги чутливості.

Оцінювання чутливості захисту в разі КЗ на виводах електродвигуна треба виконувати відповідно до вимог глави 3.2 цих Правил.

Захист має діяти на вимкнення вимикача блока, а в синхронних електродвигунах – також на пристрій АГП, якщо передбачено його встановлення.

Для блоків з електродвигунами потужністю понад 20 МВт, як правило, треба передбачати захист від замикання на землю, який охоплює не менше ніж 85 % витків обмотки статора електродвигуна і діє на сигнал з витримкою часу.

Вказівки щодо виконання решти видів захисту трансформаторів, автотрансформаторів (див. главу 3.2 цих Правил) і електродвигунів у разі їх роздільної роботи є дійсними і в тому разі, коли їх об'єднано в блок трансформатор (автотрансформатор) – електродвигун.

5.3.51 Захист електродвигунів потужністю до 2 МВт від однофазних замикань на землю за відсутності компенсації треба передбачати за струмів замикання на землю 10 А і більше, а за наявності компенсації – у разі, якщо залишковий струм у нормальних умовах перевищує це значення. Такий захист для електродвигунів потужністю понад 2 МВт треба передбачати за струмів 5 А і більше.

Значення струму спрацьовування захистів електродвигунів від замикань на землю має бути не більшим ніж:

– для електродвигунів потужністю до 2 МВт – 10 А;

– для електродвигунів потужністю понад 2 МВт – 5 А.

Рекомендовано застосовувати менші значення струмів спрацьовування, якщо це не ускладнює виконання захисту.

Захист слід виконувати без витримки часу (за винятком електродвигунів, для яких потрібне уповільнення захисту) з використанням трансформаторів струму нульової послідовності, установлених, як правило, у РУ. Якщо трансформатори струму нульової послідовності встановити в РУ неможливо або це може викликати збільшення витримки часу захисту, допускається встановлювати їх біля виводів електродвигуна у фундаментній ямі.

Якщо за умов відрегулювання від перехідних процесів захист повинен мати витримку часу, то для забезпечення швидкодійного вимкнення подвійних замикань на землю в різних точках треба встановлювати додаткове струмове реле з первинним значенням струму спрацьовування близько 50–100 А.

Захист має діяти на вимкнення електродвигуна, а в синхронних електродвигунах – також і на пристрій АГП, якщо передбачено його встановлення.

5.3.52 Захист від перевантаження треба передбачати на електродвигунах, схильних до перевантаження з технологічних причин, і на електродвигунах з особливо важкими умовами пуску і самозапуску (тривалість прямого пуску безпосередньо від мережі 20 с і більше), перевантаження яких можливе за надмірного збільшення тривалості пускового періоду внаслідок зниження напруги в мережі.

Захист від перевантаження треба передбачати в одній фазі із залежною або незалежною від струму витримкою часу, налаштованою на тривалість пуску електродвигуна в нормальних умовах і самозапуску після дії АВР або АПВ. Витримка часу

захисту від перевантаження синхронних електродвигунів має бути, за можливості, наближеною до найбільшої допустимої за тепловою характеристикою електродвигуна.

На електродвигунах, схильних до перевантаження з технологічних причин, захист, як правило, треба виконувати з дією на сигнал і автоматичне розвантаження механізму.

Дія захисту на вимкнення електродвигуна допускається:

– на електродвигунах механізмів, для яких відсутня можливість своєчасного розвантаження без зупину, або на електродвигунах, що працюють без постійного чергування персоналу;

– на електродвигунах механізмів з важкими умовами пуску або самозапуску;

– на електродвигунах невідповідальних механізмів.

5.3.53 Захист синхронних електродвигунів від асинхронного режиму можна виконувати за допомогою реле, що реагує на збільшення струму в обмотках статора; захист має бути відстроєно за часом від пускового режиму і струму за дії форсування збудження.

Захист, як правило, треба виконувати з незалежною від струму характеристикою витримки часу. Допускається застосовувати захист із залежною від струму характеристикою на електродвигунах з відношенням КЗ, більшим ніж 1.

Під час виконання схеми захисту треба вживати заходів щодо запобігання відмовам захисту в разі биття струму асинхронного режиму. Допускається застосовувати інші способи захисту, які забезпечують надійну його дію в разі виникнення асинхронного режиму.

5.3.54 Захист синхронних електродвигунів від асинхронного режиму має діяти з витримкою часу на одну зі схем, які передбачають:

– ресинхронізацію;

– ресинхронізацію з автоматичним короткочасним розвантаженням механізму до такого навантаження, за якого забезпечується втягування електродвигуна в синхронізм (у разі допустимості короткочасного розвантаження за умовами технологічного процесу);

– вимкнення електродвигуна і повторний автоматичний пуск;

– вимкнення електродвигуна (за неможливості його розвантаження або ресинхронізації, за відсутності необхідності автоматичного повторного пуску і ресинхронізації за умовами технологічного процесу).

5.3.55 Для полегшення умов відновлення напруги після вимкнення КЗ та забезпечення самозапуску електродвигунів відповідальних механізмів треба передбачати вимкнення захистом мінімальної напруги електродвигунів невідповідальних механізмів сумарною потужністю, яку визначають можливостями джерела живлення і мережі щодо забезпечення самозапуску.

Витримку часу захисту мінімальної напруги треба обирати в межах від 0,5 до 1,5 с – на ступінь, більший за час дії швидкодійних захистів від багатофазних КЗ, а уставки за напругою мають бути, як правило, не вищими ніж 70 % номінальної напруги.

За наявності синхронних електродвигунів, якщо напруга на вимкненій секції затухає поволі, для прискорення дії АВР або АПВ можна застосовувати гасіння поля синхронних електродвигунів відповідальних механізмів за допомогою захисту мінімальної частоти або інших способів, які забезпечують якнайшвидше виявлення втрати живлення.

Ці самі засоби можна використовувати для вимкнення невідповідальних синхронних електродвигунів, а також для запобігання несинхронному увімкненню вимкнених двигунів, якщо струми увімкнення перевищують допустимі значення.

В електроустановках промислових підприємств у разі, якщо не може бути виконаний одночасний самозапуск усіх електродвигунів відповідальних механізмів (див. **5.3.13**), треба застосовувати вимкнення частини таких відповідальних механізмів та їх автоматичний повторний пуск після закінчення самозапуску першої групи електродвигунів. Вмикати наступні групи можна за струмом, напругою або часом.

5.3.56 Захист мінімальної напруги з витримкою часу, не більшою ніж 10 с, і уставкою за напругою, як правило, не вищою ніж 50 % від номінальної напруги (крім випадків, наведених у **5.3.55**), треба встановлювати на електродвигунах відповідальних механізмів також у випадках, коли самозапуск механізмів після зупину є недопустимим за умовами технологічного процесу або за умовами безпеки і, крім того, коли не можна забезпечити самозапуск усіх електродвигунів відповідальних механізмів (див. **5.3.55**). Крім зазначених випадків, цей захист треба використовувати також для забезпечення надійності пуску АВР електродвигунів взаєморезервованих механізмів.

На електродвигунах зі змінною частотою обертання відповідальних механізмів, самозапуск яких є допустимим і доцільним, захисти мінімальної напруги мають давати сигнал на автоматичний перехід на нижчу частоту обертання.

5.3.57 На синхронних електродвигунах треба передбачати АГП. Для електродвигунів потужністю 2 МВт і більше АГП здійснюють шляхом введення опору в коло обмотки збудження.

Для електродвигунів потужністю, меншою ніж 2 МВт, АГП допускається здійснювати шляхом введення опору в коло обмотки збудження збуджувача. Для синхронних електродвигунів потужністю, меншою ніж 0,5 МВт, АГП, як правило, не здійснюють.

На синхронних електродвигунах, які забезпечено системою збудження, виконаною на керованих напівпровідникових елементах, АГП незалежно від потужності двигуна можна здійснювати інвертуванням, якщо воно забезпечується схемою живлення. В іншому випадку АГП треба здійснювати введенням опору в коло обмотки збудження.

ЗАХИСТ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ НАПРУГОЮ ДО 1 кВ (АСИНХРОННИХ, СИНХРОННИХ І ПОСТІЙНОГО СТРУМУ)

5.3.58 Для електродвигунів змінного струму треба передбачати захист від багатофазних замикань (див. **5.3.59**), у мережах із глухозаземленою нейтраллю – також від однофазних замикань, а у випадках, передбачених у **5.3.60** і **5.3.61**, крім того, передбачають захист від струмів перевантаження і захист мінімальної напруги. На синхронних електродвигунах (за неможливості втягування в синхронізм із повним навантаженням) додатково треба передбачати захист від асинхронного режиму згідно з **5.3.62**.

Для електродвигунів постійного струму треба передбачати захисти від КЗ. За необхідності додатково можна установлювати захисти від перевантаження і надмірного підвищення частоти обертання.

5.3.59 Для захисту електродвигунів від КЗ слід застосовувати автоматичні вимикачі. В обґрунтованих випадках дозволено застосовувати запобіжники.

Номінальні струми плавких вставок запобіжників і розчіплювачів автоматичних вимикачів треба вибирати таким чином, щоб забезпечувалося надійне вимкнення КЗ на затискачах електродвигуна (див. **3.1.14** цих Правил) і щоб електродвигуни за нормальних для даної електроустановки пошговхів струму (піків технологічних навантажень, пускових струмів, струмів самозапуску тощо) не вимикалися цим захистом. Із цією метою для електродвигунів механізмів з легкими умовами пуску відношення пускового струму електродвигуна до номінального струму плавкої вставки запобіжника має бути не більше ніж 2,5, а для електродвигунів механізмів з важкими умовами пуску (велика тривалість розгону, часті пуски тощо) це відношення має дорівнювати 2,0–1,6. Для електродвигунів відповідальних механізмів допускається приймати це відношення таким, що дорівнює 1,6 незалежно від умов пуску електродвигуна.

Допускається здійснювати захист від КЗ одним загальним апаратом для групи електродвигунів за умови, що цей захист забезпечує термічну стійкість пускових апаратів і апаратів захисту від перевантажень, які застосовують у колі кожного електродвигуна цієї групи.

На електростанціях для захисту від КЗ електродвигунів власних потреб, пов'язаних з основним технологічним процесом, треба застосовувати автоматичні вимикачі.

5.3.60 Захист електродвигунів від перевантаження треба встановлювати у випадках, якщо з технологічних причин можливе перевантаження механізму, а також якщо за особливо важких умов пуску чи самозапуску необхідно обмежувати тривалість пуску за зниженої напруги. Захист треба виконувати з витримкою часу і можна здійснювати струмовим електротепловим реле або іншими пристроями, зокрема відповідними розчіплювачами автоматичних вимикачів.

Захист від перевантаження має діяти на вимкнення, на сигнал або на розвантаження механізму, якщо воно можливе.

Застосовувати захист від перевантаження не обов'язково для електродвигунів з повторно-короткочасним режимом роботи.

5.3.61 Захист мінімальної напруги треба встановлювати:

– для електродвигунів постійного струму, які не допускають безпосереднього увімкнення в мережу;

– для електродвигунів механізмів, самозапуск яких після зупину є недопустимим за умовами технологічного процесу або за умовами безпеки;

– для частини інших електродвигунів відповідно до умов, наведених у **5.3.55**.

Для відповідальних електродвигунів, яким потрібен самозапуск, у разі їх увімкнення за допомогою контакторів і пускачів з утримувальною обмоткою в колі керування треба застосовувати механічні або електричні пристрої витримки часу, які забезпечують увімкнення електродвигуна за відновлення напруги протягом заданого часу. Для таких електродвигунів, якщо це допустимо за умовами технологічного процесу та умовами безпеки, можна також замість кнопок керування застосовувати вимикачі, з тим щоб коло утримувальної обмотки залишалося замкнутим, крім допоміжних контактів пускача, і цим забезпечувалося автоматичне увімкнення за відновлення напруги незалежно від часу перерви живлення.

5.3.62 Для синхронних електродвигунів захист від асинхронного режиму треба, як правило, здійснювати за допомогою захисту від перевантаження за струмом статора.

5.3.63 Захист електродвигунів змінного струму від струмів КЗ треба виконувати в усіх фазах у разі їх захисту як запобіжниками, так і автоматичними вимикачами.

Захист електродвигунів змінного струму від струмів перевантаження треба виконувати в усіх фазах у разі їх захисту запобіжниками, автоматичними вимикачами або тепловими реле.

Захист електродвигунів постійного струму від струму КЗ і перевантажень треба виконувати в одному полюсі.

5.3.64 Апарати захисту електродвигунів мають задовольняти вимоги глави 3.1 цих Правил. Захисти електродвигунів від КЗ, перевантаження, мінімальної напруги тощо можна здійснювати розчіплювачами, влаштованими в один апарат захисту (бажаним є використання розчіплювачів, дію яких засновано на різних принципах).

5.3.65 Спеціальні види захисту від роботи на двох фазах допускається застосовувати як виняток на електродвигунах, які не мають захисту від перевантаження, і для яких існує підвищена ймовірність втрати однієї фази, що призводить до виходу електродвигуна з ладу з тяжкими наслідками.

ЗАХИСТ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ ВІД ГРОЗОВИХ ПЕРЕНАПРУГ

5.3.66 Для захисту приєднаних до загальних шин повітряними лініями (струмопроводами) електродвигунів потужністю понад 3 МВт як захисні апарати від перенапруг треба застосовувати РВ I групи або ОПН з відповідними залишковими напругами грозових імпульсів та захисні конденсатори C_0 ємністю, не меншою ніж 0,5 мкФ на фазу. Захисні апарати треба установлювати на шинах РУ. ОПН треба вибирати відповідно до СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67.

Захист підходів ПЛ до РУ електростанцій, підстанцій і струмопроводів до електродвигунів треба виконувати з рівнем грозостійкості, не меншим ніж 50 кА.

Якщо електричний двигун і ПЛ приєднано до загальних шин РУ, то підходи цих ПЛ має бути захищено від грозових перенапруг згідно з вимогами **5.2.71** цих Правил.

5.3.67 Дозволено не виконувати захист від прямих ударів блискавки за допомогою стрижньових блискавковідводів і грозозахисних тросів підходів ПЛ на дерев'яних опорах і відкритих струмопроводах до електродвигунів потужністю до 3 МВт у разі, якщо:

– на ПЛ встановлено два комплекти захисних апаратів (РВ або ОПН, рис. 5.3.1, *а*) з опорами заземлення, не більшими ніж 3 Ом. Заземлювач ближчого до шин РУ захисного апарата з'єднано найкоротшим шляхом із заземлювальним пристроєм РУ;

– на ПЛ з кабельною вставкою будь-якої довжини перед кабелем з боку ПЛ встановлено ОПН, заземлювальний затискач якого найкоротшим шляхом приєднано до металевих оболонок кабелю і заземлювача (рис. 5.3.1, *б*).

5.3.68 На шинах, які живлять електродвигуни через кабельні вставки, має бути встановлено РВ І групи або ОПН і захисні конденсатори ємністю, не меншою ніж 0,5 мкФ на фазу.

5.3.69 На підходах ПЛ або відкритих струмопроводів на залізобетонних або металевих опорах захисні апарати можна не встановлювати, якщо опір заземлення кожної опори на довжині підходу понад 250 м становить не більше ніж 10 Ом.

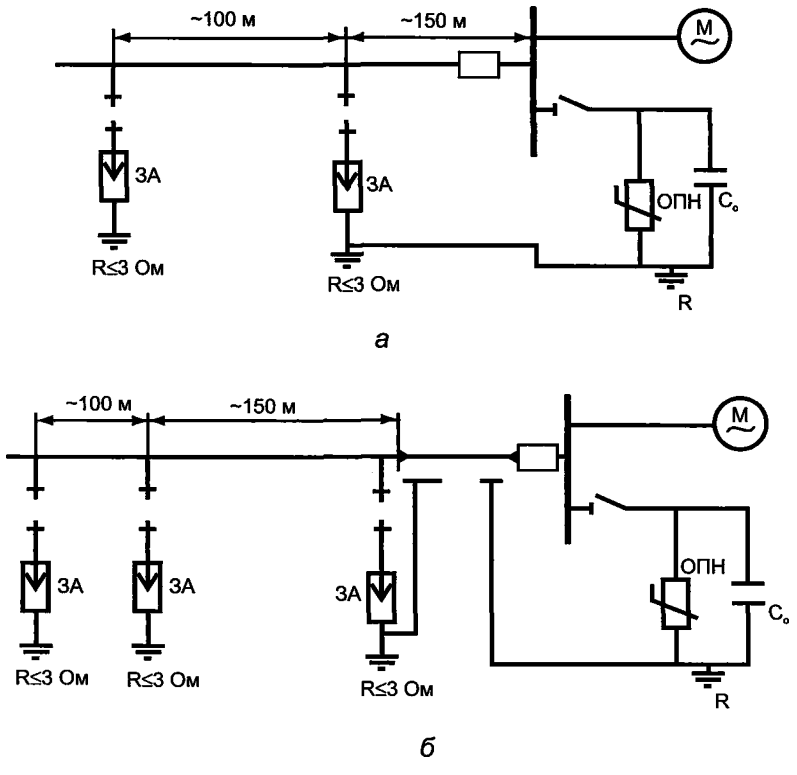


Рисунок 5.3.1 – Схеми захисту електродвигунів потужністю до 3 МВт у разі підходу ПЛ на дерев'яних опорах

ГЛАВИ 5.4 ТА 5.5
СКАСОВАНІ

наказом Мінпраці України від 21 червня 2001 р. № 272

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 30 липня 2015 р. № 480

ГЛАВА 5.6
КОНДЕНСАТОРНІ УСТАНОВКИ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

5.6.1 Ця глава Правил поширюється на конденсаторні установки напругою до 500 кВ (незалежно від їх виконання), які приєднують паралельно індуктивним елементам електричних систем змінного струму частотою 50 Гц; ці установки призначені для компенсації реактивної потужності електроустановок і регулювання напруги. Конденсаторні установки мають також відповідати вимогам глав 4.1 і 4.2 цих Правил.

Глава не поширюється на конденсаторні установки для поздовжньої компенсації, на фільтрові, спеціальні та конденсаторні установки, що працюють у середовищі, яке насичене пилом, містить їдкі гази і випари або є вибухонебезпечним, та на місця, що підлягають ударам і вібрації.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT)

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (ССБП. Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони)

ГОСТ 1282-88 Конденсаторы для повышения коэффициента мощности. Общие технические условия (Конденсатори для підвищення коефіцієнта потужності. Загальні технічні умови)

ГОСТ 27390-87 Конденсаторы самовосстанавливающиеся для повышения коэффициента мощности. Термины и определения. Технические требования. Правила приемки. Методы испытания (Конденсатори самовідновлювальні для підвищення коефіцієнта потужності. Терміни та визначення. Технічні вимоги. Правила приймання. Методи випробування)

НАПБ 06.015-2006 Перелік приміщень і будівель енергетичних підприємств Мінпаливенерго України з визначенням категорій і класифікації зон з вибухопожежної та пожежної небезпеки

НАПБ Б.03.002-2007 Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою

Постанова Головного державного санітарного лікаря України від 15 квітня 2013 року № 9 «Про затвердження значень гігієнічних нормативів хімічних речовин в атмосферному повітрі населених місць».

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

5.6.2 У цій главі Правил вжито терміни, установлені в ГОСТ 1282: ***одиничний конденсатор, номінальна напруга конденсатора, номінальний струм конденсатора, найбільший тривало допустимий струм конденсатора, схема з'єднань конденсатора, температура оточуючого повітря, розрядний пристрій***; у ГОСТ 27390: ***самовідновлювальний конденсатор, внутрішній плавкий запобіжник, переривник надлишкового тиску***; у ДСТУ EN 50160: ***низька напруга, середня напруга, висока напруга, надвисока напруга***.

5.6.3 Нижче подано терміни, додатково використані в цій главі Правил, та визначення позначених ними понять:

діелектрична рідина

Незаймиста рідина, якою просочують діелектричний шар плівкового конденсатора на напругу понад 1 кВ (зазвичай використовують суміш монобензилтолуолу, дибензилтолуолу та епоксидної добавки тощо)

конденсаторна батарея

Група одиничних конденсаторів, електрично з'єднаних між собою

конденсаторна установка

Електроустановка, яка складається з конденсаторів, допоміжного електроустаткування (вимикачів, контакторів, роз'єднувачів, розрядних пристроїв, пристроїв регулювання, захисту тощо), що належить до них, та ошиновки. Конденсаторна установка може складатися з однієї чи декількох конденсаторних батарей або з одного або декількох окремо встановлених одиничних конденсаторів, приєднаних до мережі через комутаційні апарати

послідовний ряд конденсаторної батареї

Частина фази конденсаторної батареї в разі паралельно-послідовного з'єднання конденсаторів у цій фазі, яка складається з паралельно увімкнених конденсаторів

секція конденсаторної батареї

Частина фази конденсаторної батареї, яка може вмикатися за допомогою комутаційного апарата на відповідну напругу.

ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

У цій главі Правил використано скорочення: КЗ – коротке замикання.

ВИБІР СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ТА УСТАТКУВАННЯ

5.6.4 Конденсаторні установки для електричних мереж напругою до 10 кВ повинні бути, як правило, комплектними.

Для конденсаторних установок на напругу до 1 кВ, як правило, потрібно застосовувати плівкові герметичні конденсатори без діелектричної рідини, здатні до самовідновлювання, які автоматично вимикаються в разі підвищення тиску в корпусі понад допустимий за допомогою переривника надлишкового тиску.

Для конденсаторних установок на напругу понад 1 кВ потрібно застосовувати плівкові герметичні конденсатори з ізоляцією, просоченою діелектричною рідиною.

5.6.5 Конденсаторні установки можна приєднувати до мережі через окремий ввідний апарат, призначений для увімкнення і вимкнення лише конденсаторів, або через загальний апарат із силовим трансформатором, асинхронним електродвигуном чи іншим електроприймачем. Ці схеми можна застосовувати за будь-якої напруги конденсаторної установки. Ввідний апарат конденсаторної установки треба розташовувати безпосередньо в місці її приєднання до живильної лінії.

5.6.6 Конденсаторні батареї на номінальну напругу понад 10 кВ можна складати з однофазних конденсаторів шляхом їх паралельно-послідовного з'єднання. Кількість послідовних рядів конденсаторів вибирають такою, щоб у нормальних режимах роботи струмове навантаження на конденсатори не перевищувало номінального значення. Кількість конденсаторів у окремому послідовному ряду має бути такою, щоб у разі вимкнення одного з них через перегорання запобіжника напруга на решті конденсаторів не перевищувала 110 % номінальної.

5.6.7 Конденсаторні батареї на номінальну напругу до 10 кВ треба складати, як правило, з конденсаторів із номінальною напругою, яка дорівнює номінальній напрузі мережі. При цьому допускається тривала робота одиничних конденсаторів з напругою, яка перевищує номінальну, протягом часу, установленого виробником.

5.6.8 У трифазних конденсаторних батареях однофазні конденсатори з'єднують у трикутник або зірку. Можна застосовувати також послідовне або паралельно-послідовне з'єднання однофазних конденсаторів у кожній фазі трифазної батареї.

5.6.9 Під час вибору вимикача конденсаторної установки потрібно враховувати наявність паралельно увімкнених (наприклад, на загальні шини) секцій (конденсаторних батарей). За необхідності треба передбачати пристрої, що забезпечують зниження поштовхів перехідних (комутаційних) струмів у моменти вмикання конденсаторної установки або комутації її секцій.

5.6.10 Роз'єднувачі конденсаторних установок середньої і високої напруг повинні мати заземлювальні ножі з боку батареї, які блокуються зі своїм роз'єднувачем. Роз'єднувачі конденсаторної установки мають блокуватися з вимикачем цієї установки.

5.6.11 Конденсаторні установки треба обладнувати розрядними пристроями.

Одиничні конденсатори для конденсаторних батарей застосовують, як правило, з вбудованими розрядними пристроями. Для конденсаторних батарей, складених з конденсаторів із вбудованими розрядними пристроями, використовувати додаткові зовнішні розрядні пристрої не потрібно.

Допускається використовувати конденсатори на напругу понад 1 кВ без вбудованих розрядних пристроїв, якщо на виводи одиничного конденсатора або послідовного ряду конденсаторів постійно підключено розрядний пристрій.

Конденсаторні батареї на напругу до 1 кВ, які складено з конденсаторів без вбудованих розрядних пристроїв, виконують, як правило, без постійно приєднаних зовнішніх розрядних пристроїв з автоматичним приєднанням останніх у момент вимкнення конденсаторної батареї. Розрядні пристрої можна не встановлювати на конденсаторних батареях напругою до 1 кВ, якщо їх приєднано до мережі через трансформатор і між конденсаторною батареєю і трансформатором відсутні комутаційні апарати.

Як розрядні пристрої необхідно застосовувати пристрої з активним або активно-індуктивним опором.

5.6.12 Конденсаторні установки потрібно обладнувати засобами вимірювання температури (датчиком і покажчиком) всередині конденсаторної установки.

Датчик для вимірювання температури необхідно розміщувати в найгарячішому місці конденсаторної установки. При цьому має бути забезпечено можливість спостереження за покажчиком температури конденсаторної установки без її вимкнення та зняття огорожі.

5.6.13 Для досягнення найбільш економічного режиму роботи електричних мереж зі змінним графіком реактивного навантаження треба застосовувати автоматичне регулювання потужності конденсаторної установки шляхом увімкнення і вимкнення її в цілому або окремих її частин.

У складі конденсаторної установки рекомендовано застосовувати регулятор, який має забезпечувати збільшення її потужності в разі зниження напруги нижче номінальної і зменшення її потужності в разі перевищення напруги понад номінальну.

5.6.14 Апарати і струмовідні частини в колі конденсаторної установки мають допускати тривале проходження струму, що становить 130 % від номінальної сили струму.

ЗАХИСТ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК

5.6.15 Конденсаторну установку має бути обладнано захистом від струму короткого замикання (КЗ), який діє на її вимкнення без витримки часу. Захист має бути налаштовано таким чином, щоб не виникало спрацювання від струмів увімкнення установки і поштовхів струму за перенапруг.

5.6.16 Конденсаторну установку також має бути обладнано захистом від підвищення напруги, який діє на її вимкнення в разі перевищення діючого значення напруги допустимого значення. Вимикати установку потрібно з витримкою часу 3–5 хв.

Повторно вмикати конденсаторну установку низької напруги допускається після зниження напруги в мережі до номінального значення, але не раніше ніж через 1–5 хв.

Повторно вмикати конденсаторну установку середньої напруги допускається після зниження напруги в мережі до номінального значення, але не раніше ніж через 5–10 хв.

Захист конденсаторної установки не потрібен у разі, якщо її вибрано з урахуванням максимального можливого тривалого значення напруги (такого, за якого в разі тривалого підвищення напруги в мережі до одиничного конденсатора не можна було тривало прикладати напругу понад 110 % номінальної).

5.6.17 У випадках, коли можливе перевантаження конденсаторів струмами вищих гармонік, має бути передбачено захист, який вимикає конденсаторну установку з витримкою часу за діючого значення струму для одиничних конденсаторів, яке перевищує 130 % номінального.

5.6.18 Кожен одиничний конденсатор напругою понад 1 кВ або його секція, в якій немає внутрішніх запобіжників, має бути захищено зовнішнім запобіжником, що спрацьовує в разі пробою конденсатора.

Конденсатори напругою до 1 кВ повинні мати вбудовані всередину корпусу плавкі запобіжники.

5.6.19 На батареях, зібраних з окремих секцій, треба застосовувати захист кожної секції від струмів КЗ незалежно від захисту конденсаторної установки в цілому.

Такий захист секцій є необов'язковим у разі, якщо кожен одиничний конденсатор захищено окремим зовнішнім або вбудованим запобіжником.

Захист секції має забезпечувати її надійне вимкнення за найменших і найбільших значень струму КЗ в даній точці мережі.

5.6.20 Схему електричних з'єднань конденсаторної установки і запобіжники треба вибирати такими, щоб пошкодження ізоляції окремих конденсаторів не призводило до руйнування їх корпусів, до підвищення напруги вище тривало допустимої на конденсаторах, що залишилися в роботі, та до вимкнення батареї в цілому.

5.6.21 Для захисту конденсаторів напругою понад 1 кВ треба, як правило, застосовувати запобіжники, які обмежують значення струму КЗ. Зовнішні запобіжники конденсаторів повинні мати, як правило, покажчики їх перегорання, що мають бути доступними для огляду під час роботи конденсаторної установки.

5.6.22 Захист конденсаторних установок від грозових перенапруг потрібно передбачати в тих самих випадках і за допомогою тих самих засобів, які передбачено в главі 4.2 цих Правил.

ЕЛЕКТРИЧНІ ВИМІРЮВАННЯ

5.6.23 Справний стан конденсаторної установки має контролюватися стаціонарними пристроями вимірювання струму в кожній фазі.

Для конденсаторних установок напругою до 1 кВ і потужністю до 400 кВАр силу струму допускається вимірювати в одній фазі або за допомогою одного пристрою, який перемикається між фазами.

5.6.24 Реактивну енергію, видану в мережу конденсаторною установкою, треба вимірювати згідно з вимогами глави 1.5 цих Правил.

РОЗМІЩЕННЯ КОНДЕНСАТОРІВ

5.6.25 Конструкція конденсаторної установки має відповідати умовам навколишнього середовища.

5.6.26 Конденсаторні установки можна розміщувати в приміщеннях розподільних установок напругою до 1 кВ і вище або в основних і допоміжних виробничих приміщеннях, віднесених до категорій Г і Д, згідно з НАПБ 06.015 і НАПБ Б.03.002.

5.6.27 Для конденсаторних установок з конденсаторами, які містять діелектричну рідину, має бути передбачено засоби, що запобігають розтіканню діелектричної рідини по кабельних каналах і підлозі приміщення (у разі порушення герметичності корпусів конденсаторів) і забезпечують її подальше видалення.

Під конденсаторами, які містять діелектричну рідину, потрібно влаштовувати піддони, розраховані щонайменше на 20 % кількості діелектричної рідини, що міститься в найбільшому одиничному конденсаторі.

5.6.28 Конденсаторні установки, розміщені у виробничому приміщенні, повинні мати сітчасті огорожі або захисні кожухи.

5.6.29 Відстань між одиничними конденсаторами напругою понад 1 кВ має бути не менше ніж 50 мм і вибиратися за умови охолодження конденсаторів і забезпечення ізоляційних відстаней.

Відстань між одиничними конденсаторами напругою до 1 кВ має відповідати вимогам виробника конденсаторів.

5.6.30 Температура повітря, що оточує конденсатори, не має виходити за верхню і нижню межі, установлені ГОСТ 1282 або технічними умовами на конденсатори відповідного типу.

У приміщенні або шафі конденсаторної установки має бути окрема система природної вентиляції; якщо природна вентиляція не забезпечує зниження температури повітря в приміщенні або шафі до найбільшої допустимої, необхідно застосовувати штучну вентиляцію.

5.6.31 Гранично допустима концентрація хімічних речовин у повітрі робочої зони в разі руйнування банки з найбільшою кількістю діелектричної рідини не має перевищувати значень, унормованих ГОСТ 12.1.005. Орієнтовні безпечні рівні впливу хімічних речовин в атмосферному повітрі населених місць у разі руйнування банки з найбільшою кількістю діелектричної рідини не мають перевищувати рівнів, установлених постановою Головного державного санітарного лікаря України від 15 квітня 2013 р. № 9. Необхідність улаштування припливно-витяжної вентиляції конденсаторної установки визначають згідно з проектом.

5.6.32 Для конденсаторів, які встановлено просто неба, потрібно враховувати їх нагрівання сонячним випромінюванням.

Просто неба конденсатори потрібно встановлювати таким чином, щоб негативна дія на них сонячного випромінювання була найменшою.

5.6.33 З'єднувати виводи конденсаторів між собою і приєднувати їх до шин потрібно за допомогою гнучких перемичок з роз'ємними з'єднаннями.

5.6.34 Конструкції, на яких установлюють конденсатори, треба виконувати з негорючих матеріалів. Під час вибору способу кріплення конденсаторів необхідно враховувати теплове розширення корпусу конденсатора.

5.6.35 Відстані від конденсаторів зовнішнього встановлення до іншого устаткування, а також протипожежні відстані від них до будівель і споруд треба приймати згідно з главою 4.2 цих Правил.

5.6.36 У разі зовнішнього встановлення конденсатори треба встановлювати згідно з протипожежними вимогами групами потужністю, яка не перевищує 30 МВАр кожна. Відстань у просвіті між групами однієї конденсаторної установки має бути не менше ніж 4 м, а між групами різних конденсаторних установок – не менше ніж 6 м.

5.6.37 В одному приміщенні з конденсаторами напругою понад 1 кВ допускається установлювати розрядні пристрої, роз'єднувачі, контактори, вимикачі навантаження, силові вимикачі, вимірювальні трансформатори та автоматичні регулятори, які належать до них.

5.6.38 У разі поділу конденсаторної батареї на частини рекомендовано розташовувати їх таким чином, щоб було забезпечено безпеку робіт на кожній із вимкнених її частин за решти увімкнених.

5.6.39 На конденсаторній установці треба передбачати пристосування для заземлення несучих металевих конструкцій, які можуть перебувати під напругою під час роботи установки.

РОЗДІЛ 6

ЕЛЕКТРИЧНЕ ОСВІТЛЕННЯ

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 22 серпня 2014 р. № 597

ГЛАВА 6.1
ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

6.1.1 Цей розділ Правил поширюється на установки електричного освітлення будинків, приміщень і споруд, зовнішнього освітлення міст, селищ і сільських населених пунктів, територій підприємств і закладів, на установки світлової реклами, світлові знаки та ілюмінаційні установки.

6.1.2 Електричне освітлення має відповідати вимогам цього розділу, ДБН В.2.5-28-2016 «Природне і штучне освітлення», правил і нормативних документів. Засоби електричного освітлення повинні відповідати вимогам стандартів, чинних в Україні.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цих Правилах використано терміни, установлені в ДБН В.2.5-28: ***аварійне освітлення, евакуаційне освітлення, освітлення безпеки, робоче освітлення.***

Нижче подано терміни, які додатково вжито в цьому розділі, та визначення позначених ними понять:

6.1.3 лампа

Електричне джерело світла

6.1.4 світильник

Прилад для розподілу, фільтрації і перетворення світла від лампи або ламп, який включає необхідні компоненти для їхнього захисту, кріплення і постачання електроенергією

6.1.5 світлове середовище

Сукупність показників освітлення, які мають потенційний вплив на організм людини

6.1.6 живильна освітлювальна мережа

Мережа від розподільного пристрою підстанції або відгалуження від повітряних ліній електропередачі до вводного пункту (ВП), вводно-розподільного пункту (ВРП), головного розподільного щита (ГРЩ)

6.1.7 розподільна мережа

Мережа від ВП, ВРП, ГРЩ до розподільних пунктів, щитків і пунктів живлення освітлення

6.1.8 групова мережа

Мережа від щитків до світильників, штепсельних розеток та інших електроприймачів

6.1.9 пункт живлення зовнішнього освітлення

Електричний розподільний пристрій для приєднання групової мережі зовнішнього освітлення до джерела живлення

6.1.10 фаза нічного режиму

Фаза живильної або розподільної мережі зовнішнього освітлення, яка не вимикається в нічні години

6.1.11 каскадна система керування зовнішнім освітленням

Система, яка здійснює почергове увімкнення (вимкнення) ділянок групової мережі зовнішнього освітлення

6.1.12 проводи заряджання світильника

Проводи, які прокладаються всередині світильника від установлених у ньому контактних затискачів або штепсельних з'єднувачів для приєднання до мережі (для світильника, який не має всередині контактних затискачів або штепсельного з'єднувача, – проводи або кабелі від місця приєднання світильника до мережі до апаратів пускорегулювальної апаратури та ламповых патронів, установлених у світильнику).

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

6.1.13 Для створення належного світлового середовища важливо, щоб додатково до необхідного рівня освітленості задовольнялися кількісні та якісні показники освітлення, а саме:

– розподіл яскравості;
– засліпленість;
– спрямованість освітлення;
– кольоропередавання джерел світла;
– пульсація світлового потоку.

Значення рівня освітленості, рівномірності освітленості, індексу передачі кольору і коефіцієнта пульсації освітленості та інші якісні показники освітлювальних установок, види та системи освітлення мають відповідати вимогам чинних в Україні нормативних документів та санітарних норм і правил.

Світильники мають відповідати вимогам чинних норм пожежної безпеки, екології, санітарних норм і вимогам цих Правил.

6.1.14 Для електричного освітлення треба застосовувати газорозрядні лампи низького тиску (люмінесцентні), лампи високого тиску (наприклад, металогало-

генні типів ДРІ, ДРІЗ, натрієві типу ДНаТ, ксенонові типів ДКсТ, ДКсТЛ, ртутні типу ДРЛ), світлодіодні та індукційні лампи.

У разі застосування в освітлювальних установках люмінесцентних ламп треба дотримуватися таких умов за звичайного виконання світильників:

– температура повітря має бути не нижче ніж 5 °С;

– напруга на освітлювальних приладах має бути не менше ніж 90 % номінальної.

Для усунення зорового стробоскопічного ефекту люмінесцентні світильники загального освітлення рекомендовано вмикати на підвищену частоту мережі або на різні фази напруги.

Дозволено застосовувати люмінесцентні світильники зі спеціальними лампами та схемами їх вмикання, які забезпечують їх нормальну роботу за температури повітря мінус 15 °С.

Світлодіодні світильники та електричні лампи, призначені для використання в мережах змінного струму з метою освітлення, мають відповідати вимогам постанови Кабінету Міністрів України від 15.10.2012 № 992 «Про затвердження вимог до світлодіодних світлотехнічних пристроїв та електричних ламп, що використовуються в мережах змінного струму з метою освітлення».

Застосовувати лампи розжарювання дозволено в окремих випадках, коли за умов технології, середовища або вимог до оформлення інтер'єру використовувати світлодіодні або газорозрядні джерела світла неможливо або недоцільно згідно з ДБН В 2.5-28.

6.1.15 Для аварійного освітлення рекомендовано застосовувати світильники з люмінесцентними та світлодіодними лампами.

Газорозрядні лампи високого тиску дозволено використовувати в разі забезпечення їх миттєвого засвічування або перезасвічування в приміщеннях з висотою підвішування світильників понад 3 м.

6.1.16 Для живлення освітлювальних приладів загального внутрішнього та зовнішнього освітлення, як правило, треба застосовувати напругу, не вищу ніж 220 В змінного або постійного струму. У приміщеннях без підвищеної небезпеки для всіх стаціонарно встановлених освітлювальних приладів незалежно від висоти їх установлення можна застосовувати напругу 220 В.

Напругу 380 В для живлення освітлювальних приладів загального внутрішнього та зовнішнього освітлення дозволено використовувати в разі введення в освітлювальний прилад незалежного, не вмонтованого в прилад, пускорегулювального апарата; його треба обладнувати проводами або кабелем з ізоляцією на напругу, не меншу ніж 660 В.

Вводити в освітлювальний прилад два або три проводи різних фаз системи 660/380 В не дозволено.

6.1.17 У приміщеннях з підвищеною небезпекою і особливо небезпечних за висоти встановлення світильників загального освітлення над підлогою або площадкою обслуговування, меншої ніж 2,5 м, застосовувати світильники класу захисту 0 не дозволено, необхідно застосовувати світильники класу захисту 2 або 3. Дозволено використовувати світильники класу захисту 1. У цьому разі електричне коло обладнують пристроєм захисного вимикання (ПЗВ) зі струмом спрацьовування до 30 мА.

Вищезазначені вимоги не поширюються на світильники, які обслуговують із кранів. У цьому разі відстань від світильника до настилу моста крана має бути не менше ніж 1,8 м або світильники потрібно підвішувати не нижче нижнього пояса ферм перекриття, а обслуговувати їх з кранів належить із дотриманням вимог охорони праці.

6.1.18 В установках для освітлення фасадів будинків, скульптур, монументів, для підсвічування зелені з використанням освітлювальних приладів, установлених від поверхні землі або площадки обслуговування нижче ніж 2,5 м, дозволено застосовувати напругу до 380 В, якщо ступінь захисту освітлювальних приладів є не нижчим від IP54.

В установках для освітлення фонтанів і басейнів номінальна напруга живлення освітлювальних приладів, занурюваних у воду, має бути не вище ніж 12 В.

6.1.19 Для живлення світильників місцевого стаціонарного освітлення у приміщеннях з підвищеною небезпекою та особливо небезпечних дозволена напруга має становити до 220 В; у цьому разі необхідно передбачати захисне вимкнення лінії за струму витікання до 30 мА або живлення кожного світильника за допомогою розділового трансформатора (розділовий трансформатор може мати кілька електрично не пов'язаних вторинних обмоток).

Для живлення світильників місцевого освітлення з трубчастими та компактними люмінесцентними лампами дозволено застосовувати напругу, не більшу ніж 220 В. У цьому разі у вогких приміщеннях, особливо вогких, жарких і з хімічно активним середовищем необхідно застосовувати люмінесцентні лампи для місцевого освітлення лише в арматурі спеціальної конструкції.

Лампи типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ і ДНаТ дозволено застосовувати для місцевого освітлення за напруги, не вищої ніж 220 В, в арматурі, спеціально передбаченій для місцевого освітлення.

6.1.20 Для живлення переносних світильників у приміщеннях з підвищеною небезпекою та особливо небезпечних слід застосовувати напругу, не вищу ніж 24 В.

За наявності особливо несприятливих умов, коли небезпека ураження електричним струмом збільшується через тісноту, незручне положення, у разі дотикання до великих металевих, добре заземлених поверхонь (наприклад, робота в котлах), у зовнішніх установках для живлення ручних світильників слід застосовувати напругу, не вищу ніж 12 В.

Переносні світильники, передбачені для підвішування, настільні, встановлювані на підлозі тощо, під час вибору напруги прирівнюють до стаціонарних світильників місцевого стаціонарного освітлення (**6.1.19**).

Для переносних світильників, установлених на пересувних стояках на висоті 2,5 м і більше, допускається застосовувати напругу до 380 В.

6.1.21 Живлення світильників напругою до 42 В треба виконувати від розділових трансформаторів або автономних джерел живлення.

6.1.22 Допустимі відхилення та коливання напруги на освітлювальних приладах становлять не менше ніж 95 % і не більше ніж 105 %; вони не мають перевищувати норм, зазначених у ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

6.1.23 Живлення силових і освітлювальних електроприймачів за напруги 380/220 В рекомендовано виконувати від загальних трансформаторів за умови дотримання вимог **6.1.22.**

АВАРІЙНЕ ОСВІТЛЕННЯ

6.1.24 Аварійне освітлення забезпечує мінімально необхідні зорові умови для продовження роботи після припинення робочого освітлення. Аварійне освітлення розділяють на освітлення безпеки та евакуаційне. Світильники аварійного освітлення повинні відрізнятися від світильників робочого освітлення згідно з ДБН В.2.5-28.

Освітлення безпеки застосовують для продовження роботи під час аварійного тривалого вимкнення робочого освітлення.

Освітлення безпеки має створювати мінімальну освітленість на робочій поверхні, що становить 5 % від освітленості, яка нормується для робочого освітлення, але не меншу ніж 2 лк усередині споруд і не меншу ніж 1 лк – для території.

Евакуаційне освітлення має забезпечувати освітленість на підлозі головних проходів і на сходах, не меншу ніж 1 лк, від газорозрядних і світлодіодних ламп.

Живлення світильників аварійного освітлення у виробничих і громадських будівлях і на відкритих площах має бути незалежним від живлення світильників робочого освітлення і виконуватися: у разі двох вводів у будинок або споруду – від різних вводів, у разі одного вводу – самостійними лініями, починаючи від увідного розподільного пристрою.

6.1.25 Світильники і світлові покажчики евакуаційного освітлення у виробничих будівлях з природним освітленням і в громадських та житлових будівлях приєднують до мережі, яку не пов'язано з мережею робочого освітлення **(6.1.24).**

6.1.26 Живлення світильників і світлових покажчиків евакуаційного освітлення у виробничих будівлях без природного освітлення треба виконувати так само, як і живлення світильників освітлення безпеки **(6.1.24).**

У виробничих будівлях без природного освітлення в приміщеннях, де одночасно можуть перебувати 20 осіб і більше, незалежно від наявності освітлення безпеки передбачають евакуаційне освітлення основних проходів і установлення світлових покажчиків «Вихід», які автоматично перемикаються в разі припинення їх живлення на третє незалежне або автономне зовнішнє або місцеве джерело (акумуляторна батарея, дизель-генераторна установка тощо), яке не використовують у нормальному режимі для живлення робочого освітлення.

У разі використання акумуляторної батареї як джерела стаціонарного резервного живлення її ємність має забезпечувати роботу систем сигналізації протягом доби в режимі «чергування» і не менше трьох годин – у режимі «тривога».

6.1.27 У разі віднесення всіх або частини світильників освітлення безпеки та евакуаційного освітлення до особливої групи першої категорії з надійності електропостачання необхідно виконувати додаткове живлення цих світильників від третього незалежного джерела.

6.1.28 Світильники евакуаційного освітлення, світлові покажчики евакуаційних і (або) запасних виходів у будинках будь-якого призначення, які живляться в аварійному режимі від автономних джерел, у нормальному режимі можуть живитися від мереж будь-якого виду освітлення, які не вимикають під час функціонування будинку.

6.1.29 Згідно з ДБН В.2.5-28 у приміщеннях, в яких постійно перебувають люди або які призначено для постійного переміщення персоналу чи сторонніх осіб і в яких необхідне освітлення безпеки або евакуаційне освітлення, потрібно забезпечувати можливість увімкнення зазначених видів освітлення протягом усього часу, коли ввімкнено робоче освітлення, або освітлення безпеки і евакуаційне освітлення має вмикатися автоматично в разі аварійного вимкнення робочого освітлення.

6.1.30 Застосовувати для робочого освітлення, освітлення безпеки і (або) евакуаційного освітлення спільні групові щитки, а також установлювати апарати керування робочим освітленням, освітленням безпеки та (або) евакуаційним освітленням, за винятком апаратів допоміжних кіл (наприклад, сигнальних ламп, ключів керування), у загальних шафах не дозволено.

Дозволено виконувати живлення освітлення безпеки та евакуаційного освітлення від спільних щитів.

6.1.31 Використовувати мережі, які живлять силові електроприймачі, для живлення освітлення безпеки та евакуаційного освітлення у виробничих будівлях без природного освітлення не дозволено.

6.1.32 Дозволено замість стаціонарних світильників (будинки та приміщення без постійного перебування людей, будинки площею забудови, не більшою ніж 250 м^2) застосовувати ручні освітлювальні прилади з акумуляторами або сухими елементами для тимчасового освітлення безпеки та евакуаційного освітлення.

ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТ ОСВІТЛЮВАЛЬНИХ МЕРЕЖ

6.1.33 Освітлювальні мережі треба виконувати відповідно до вимог глав 1.7, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 та 6.2–6.4 цих Правил, НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», ДБН В.2.5-27-2006 «Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд» та вимог відповідних будівельних норм і правил.

Освітлювальні мережі дозволено виконувати з такими системами заземлення: TN-C-S, TN-S, TT та IT.

6.1.34 Переріз нейтральних провідників трифазних живильних і групових ліній з люмінесцентними лампами, лампами типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ, ДНаТ у разі одночасного вимкнення всіх фазних проводів лінії слід вибирати таким:

– для ділянок мережі, по яких протікає струм від ламп з компенсованими пускорегулювальними апаратами, – який дорівнює фазному;

– для ділянок мережі, по яких протікає струм від ламп з некомпенсованими пускорегулювальними апаратами, – який дорівнює фазному, у разі перерізів фазних провідників, менших від 16 мм^2 або які дорівнюють 16 мм^2, – для мідних і 25 мм^2 – для алюмінієвих проводів і не менших ніж 50 % перерізу фазних провідників за більших перерізів, але не менших ніж 16 мм^2, – для мідних і 25 мм^2 – для алюмінієвих проводів.

6.1.35 Якщо трифазні освітлювальні живильні і групові лінії захищено запобіжниками або однополюсними автоматичними вимикачами за будь-яких джерел світла, переріз N-провідників слід брати таким, який дорівнює перерізу фазних провідників.

6.1.36 Захист освітлювальних мереж виконують відповідно до вимог глави 3.1 цих Правил з доповненнями, наданими в **6.1.37, 6.1.38, 6.2.10–6.2.12, 6.3.40, 6.4.10.**

Під час вибору струмів апаратів захисту необхідно враховувати пускові струми.

Апарати захисту та пускорегулювальні апарати по можливості розміщують групами в доступних для обслуговування місцях. Розосереджено встановлювати апарати захисту дозволено в разі живлення освітлення від шинопроводів **(6.2.7).**

6.1.37 Апарати захисту незалежно від вимог **6.2.7** і **6.2.8** у живильній освітлювальній мережі треба установлювати на вводах у будинки.

6.1.38 Трансформатори, які використовують для живлення світильників напругою до 50 В, мають бути захищеними з боку високої напруги. Захист треба передбачати також на відхідних лініях низької напруги.

Якщо трансформатори живляться окремими групами від щитків і апарат захисту на щитку обслуговує не більше ніж три трансформатори, то встановлювати додаткові апарати захисту з боку високої напруги кожного трансформатора не обов'язково.

6.1.39 Установлювати запобіжники, автоматичні та неавтоматичні однополюсні вимикачі в *PEN*-, *PE*-провідниках у мережах із заземленою нейтраллю не дозволено.

ЗАХИСНІ ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ

6.1.40 Захисне заземлення установок електричного освітлення треба виконувати відповідно до вимог глави 1.7 цих Правил, а також до вимог, наведених у **6.1.41–6.1.50, 6.4.9** і НПАОП 40.1-1.32 та ДБН В.2.5-27.

6.1.41 Захисне заземлення металевих корпусів світильників загального освітлення з лампами типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ, ДНаТ, ДКсТ із вмонтованими всередині світильника пускорегулювальними апаратами треба виконувати:

– у мережах із заземленою нейтраллю – шляхом приєднання до заземлювального гвинта корпусу світильника *PE*-провідника. Заземлювати корпус світильника шляхом відгалуження від *N*-провідника всередині світильника не дозволено;

– у мережах з ізольованою нейтраллю, а також у мережах, які перемикаються на живлення від акумуляторної батареї, – шляхом приєднання захисного провідника до заземлювального гвинта корпусу світильника. У разі введення в світильник проводів, які не мають механічного захисту, захисний провідник має бути гнучким.

6.1.42 Захисне заземлення корпусів світильників загального освітлення з лампами типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ, ДНаТ, ДКсТ і люмінесцентними лампами низького тиску з винесеними пускорегулювальними апаратами слід виконувати за допомогою перемички між заземлювальним гвинтом заземленого пускорегулювального апарата та заземлювальним гвинтом світильника.

6.1.43 Металеві відбивачі світильників з корпусами з ізолювальних матеріалів не заземлюють.

6.1.44 Захисне заземлення металевих корпусів світильників місцевого освітлення на напругу, вищу ніж 50 В, має задовольняти такі вимоги:

– якщо захисні провідники приєднують не до корпусу світильника, а до металевої конструкції, на якій світильник установлено, то між цією конструкцією, кронштейном і корпусом світильника має бути надійне електричне з'єднання;

– якщо між кронштейном і корпусом світильника немає надійного електричного з'єднання, то його виконують за допомогою спеціально призначеного для цієї мети захисного провідника.

6.1.45 Захисне заземлення металевих корпусів світильників загального освітлення з будь-якими джерелами світла в приміщеннях як без підвищеної небезпеки, так і з підвищеною небезпекою та особливо небезпечних, у будівлях, а також адміністративно-конторських, лабораторних і інших приміщеннях виробничих підприємств (подібних за своїм характером до приміщень громадських будівель) треба здійснювати відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.32 та ДБН В .2.5-27.

6.1.46 У приміщеннях без підвищеної небезпеки виробничих, житлових і громадських будівель за напруги, вищої ніж 50 В, треба застосовувати переносні світильники класу 1 за ГОСТ 12.2.007.0-75 «ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

Групові лінії, які живлять штепсельні розетки, виконують відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.32 та ДБН В.2.5-27; у цьому разі в мережах з ізольованою нейтраллю захисний провідник слід підключати до заземлювача.

6.1.47 Захисні провідники в мережах із заземленою нейтраллю в групових лініях, які живлять світильники загального освітлення та штепсельні розетки (**6.1.45, 6.1.46**), *N* і *PE*-провідники підключати під загальний контактний затискач не дозволено.

6.1.48 Під час виконання захисного заземлення освітлювальних приладів зовнішнього освітлення треба виконувати приєднання залізобетонних і металевих опор, а також тросів до *PE*-провідника в мережах з ізольованою нейтраллю і до *PEN*-провідника – у мережах із заземленою нейтраллю.

6.1.49 Під час установлення освітлювальних приладів зовнішнього освітлення на залізобетонних і металевих опорах електрифікованого міського транспорту в мережах із заземленою нейтраллю освітлювальні прилади та опори приєднують до *PEN*-провідника лінії.

6.1.50 У разі живлення зовнішнього освітлення повітряними лініями виконують захист від атмосферних перенапруг згідно з главою 2.4 цих Правил.

6.1.51 Під час виконання схем живлення світильників і штепсельних розеток треба керуватися вимогами з установлення ПЗВ, викладеними в НПАОП 40.1-1.32 та ДБН В.2.5-27.

6.1.52 Для установок зовнішнього освітлення (фасадів будинків, монументів тощо), зовнішньої світлової реклами та покажчиків у системах заземлення TN-S рекомендовано застосовувати ПЗВ зі струмом спрацьовування до 30 мА; у цьому разі фонове значення струмів витоку повинне бути, принаймні, в три рази меншим від значення струму уставки спрацьовування ПЗВ за диференційним струмом.

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 22 серпня 2014 р. № 597

ГЛАВА 6.2
ВНУТРІШНЄ ОСВІТЛЕННЯ

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

6.2.1 Мінімально допустимі значення коефіцієнта потужності для світлотехнічних приладів потужністю до 25 Вт мають становити не менше ніж 0,8, для світлотехнічних приладів потужністю, більшою ніж 25 Вт, – не менше 0,9.

Мінімально допустимі значення коефіцієнтів корисної дії допоміжних електронних пристроїв для світлотехнічних пристроїв – світильників становлять:

– потужністю до 10 Вт – не менше ніж 70 %;
– потужністю до 25 Вт – не менше ніж 75 %;
– потужністю понад 25 Вт – не менше ніж 80%.

Мінімально допустиме значення індексу кольоропередачі світлотехнічних пристроїв для внутрішнього освітлення становить 70.

Для ламп типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ, ДНаТ можна застосовувати як групову, так і індивідуальну компенсацію реактивної потужності. За наявності техніко-економічних обґрунтувань допускається застосовувати вищезазначені лампи без пристрою компенсації реактивної потужності. За групової компенсації компенсувальні пристрої слід вимикати одночасно з вимиканням ламп.

6.2.2 Живлення світильника місцевого освітлення (з допомогою понижувального трансформатора або без нього) можна здійснювати шляхом відгалуження від силового кола механізму або верстата, для якого передбачено світильник.

У цьому разі окремий захисний апарат у освітлювальному колі можна не встановлювати, якщо захисний апарат силового кола має значення струму уставки, не більше ніж 25 А.

Відгалуження до світильників місцевого освітлення за напруги, вищої ніж 50 В, у межах робочого місця треба виконувати в жорстких кабельних трубопроводах і коробах, стійких до поширення полум'я.

6.2.3 Для виробничих приміщень, де виконують зорові роботи за I, II, III, IV, Va, і Vб розрядами згідно з ДБН В.2.5-28, застосовують систему комбінованого освітлення. У разі використання для загального освітлення газорозрядних ламп для зниження пульсацій світлового потоку необхідно передбачати їх рівномірне підключення на три фази мережі живлення.

У приміщеннях, де розміщено монітори персональних обчислювальних машин, коефіцієнт пульсацій освітленості в системі загального освітлення має бути не більше ніж 5 %. В інших виробничих приміщеннях допускається застосовувати коефіцієнт пульсацій, не більший ніж 10 %.

ЖИВИЛЬНА ОСВІТЛЮВАЛЬНА МЕРЕЖА

6.2.4 Живлення робочого освітлення рекомендовано виконувати по самостійних лініях від розподільних пристроїв підстанцій, щитів, шаф, розподільних пунктів, магістральних і розподільних шинопроводів.

6.2.5 Живлення робочого освітлення, освітлення безпеки та евакуаційного освітлення дозволено виконувати від загальних ліній з електросиловими установками або від силових розподільних пунктів (виняток **6.1.28**). У цьому разі вимоги до допустимих відхилень і коливань напруги в освітлювальній мережі слід виконувати відповідно до ГОСТ 13109.

6.2.6 Лінії мережі живлення робочого освітлення, освітлення безпеки та евакуаційного освітлення, а також лінії, які живлять ілюмінаційні установки та світлову рекламу, повинні мати в розподільних пристроях, від яких ці лінії відходять, самостійні апарати захисту та керування для кожної лінії.

Допускається встановлювати загальний апарат керування для кількох ліній одного виду освітлення або установок, які відходять від розподільного пристрою. Захист кожної лінії виконують окремим апаратом.

6.2.7 У разі застосування шинопроводів як ліній живлення освітлювальної мережі замість групових щитків можна використовувати окремі апарати захисту і керування для живлення груп світильників, приєднаних до шинопроводу. У цьому разі має бути забезпечено зручний і безпечний доступ до зазначених апаратів.

6.2.8 У місцях приєднання ліній живлення освітлювальної мережі до ліній живлення електросилових установок або до силових розподільних пунктів (**6.2.5**) необхідно встановлювати апарати захисту і керування.

У разі живлення освітлювальної мережі від силових розподільних пунктів, до яких безпосередньо приєднано силові електроприймачі, освітлювальну мережу підключають до ввідних затискачів цих пунктів.

ГРУПОВА МЕРЕЖА

6.2.9 Групові мережі освітлення можуть бути одно-, дво- та трифазними, залежно від їх довжини та кількості світильників, які приєднують до них.

Лінії групової мережі внутрішнього освітлення мають бути захищеними автоматичними вимикачами або запобіжниками.

6.2.10 Кожна групова лінія, як правило, повинна мати на фазу не більше ніж 20 світильників та/або штепсельних розеток.

До групових ліній, які живлять світлові карнизи, світлові стелі тощо із світильниками з люмінесцентними лампами потужністю до 80 Вт, рекомендується приєднувати до 60 ламп на фазу; для ліній, які живлять світильники з люмінесцентними лампами потужністю до 40 Вт, – до 75 ламп на фазу, з люмінесцентними лампами потужністю до 20 Вт – до 100 ламп на фазу.

У виробничих, громадських будівлях і житлових будинках до однофазних груп освітлення технічних підвалів і горищ допускається приєднувати до 60 ламп розжарювання потужністю до 60 Вт кожна.

Світильники з світлодіодними або іншими лампами, які приєднані до однієї групової лінії із захисним апаратом, не повинні викликати хибне спрацьовування захисного апарату від дії пускових струмів у разі їх одночасного вмикання. Найбільша допустима кількість таких джерел світла N_{max} не повинна перевищувати

$$N_{\max} \le \frac{K \cdot K_k \cdot I_n}{I_{\text{peak}}},$$

де K – коефіцієнт кривої спрацьовування автоматичного вимикача, який згідно з ДСТУ IEC 60898-2 «Вимикачі автоматичні для захисту від надструмів побутового та аналогічного устаткування. Частина 2. Вимикачі постійного та змінного струму (IEC 60898-2:2003, IDT)» набуває значень 3; 5; 10; 10 і 2 для ампер-секундних захисних характеристик B, C, D, K і Z типів відповідно;

K_k – коефіцієнт нерозчіплювання, який відповідно до ДСТУ IEC 60898-1 «Устаткування електричне допоміжне. Автоматичні вимикачі для захисту від надструмів побутового та аналогічного призначення. Частина 1. Вимикачі змінного струму (IEC 60898-1:2003, IDT)» за тривалості імпульсу пускового струму Δt = 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5 мс набуває значень 27,0; 16,2; 9,0; 6,5; 5,2 відповідно;

I_n – струмова уставка електромагнітного розчіплювача автоматичного вимикача, А;

I_{peak} – пусковий (стартовий) струм одного джерела світла, який визначають за даними виробника.

Дозволено приймати найбільшу допустиму кількість джерел світла із значними пусковими струмами, які приєднано до однієї групи, за рекомендаціями виробника.

6.2.11 На початку кожної групової лінії, у тому числі ліній, які живляться від шинопроводів, слід установлювати апарати захисту у всіх фазних провідниках. Установлювати апарати захисту в *PEN*- і *PE*-провідниках не дозволено.

6.2.12 *N*-провідники групових ліній, у разі застосування металевих труб, необхідно прокладати разом з фазними провідниками в одній трубі, а в разі застосування кабелів або багатожильних проводів – розміщувати в спільну оболонку з фазними провідниками.

6.2.13 Прокладати проводи та кабелі групових ліній робочого освітлення разом з груповими лініями освітлення безпеки та евакуаційного освітлення не рекомендовано. Дозволено їх сумісне прокладання на одному монтажному профілі, в одному коробі, лотку, а також у корпусах і штангах світильників за умови, що вжито спеціальних заходів, які унеможливлюють пошкодження проводів освітлення безпеки та евакуаційного освітлення в разі несправності проводів робочого освітлення.

6.2.14 Живлення світильників робочого освітлення, освітлення безпеки або евакуаційного освітлення допускається виконувати від різних фаз одного трифазного шинопроводу за умови, що до нього буде прокладено самостійні лінії для робочого освітлення, освітлення безпеки або евакуаційного освітлення.

6.2.15 На опорну поверхню з горючих матеріалів дозволено встановлювати світильники, які промарковано символом $\overline{F}$ за ГОСТ 17677-82 «Светильники. Общие технические условия». У разі відсутності такого символу місця прилягання світильника до опорної поверхні повинні мати прокладку з негорючого матеріалу.

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 22 серпня 2014 р. № 597

ГЛАВА 6.3
ЗОВНІШНЄ ОСВІТЛЕННЯ

ДЖЕРЕЛА СВІТЛА, УСТАНОВЛЕННЯ ОСВІТЛЮВАЛЬНИХ ПРИЛАДІВ І ОПОР

6.3.1 Для зовнішнього освітлення можна використовувати будь-які джерела світла (**6.1.14**).

Для охоронного освітлення територій підприємств, якщо охоронне освітлення вмикається автоматично від дії охоронної сигналізації, газорозрядні лампи застосовувати не дозволено.

6.3.2 Освітлювальні прилади зовнішнього освітлення (світильники, прожектори) можна встановлювати на спеціально призначених для такого освітлення опорах, а також на опорах повітряних ліній до 1 кВ, опорах контактної мережі електрифікованого міського транспорту всіх видів струмів напругою до 600 В, стінах і перекриттях будівель і споруд, щоглах (у тому числі щоглах блискавковідводів, які стоять окремо), технологічних естакадах, площадках технологічних установок і димових труб, парапетах та огородженнях мостів і транспортних естакад, на металевих, залізобетонних та інших конструкціях будівель і споруд незалежно від відмітки їх розташування, можна підвішувати їх на тросах, укріплених на стінах будівель, та опорах, а також установлювати на рівні землі та нижче.

У разі необхідності розміщення освітлювальних приладів на існуючих будівлях (спорудах), допустимі вагові навантаження від них та схеми їх розміщення погоджують з проектувальником будівлі (споруди) або відповідальним виконавцем окремих видів робіт, пов'язаних із створенням об' єктів архітектури, який має відповідний кваліфікаційний сертифікат.

6.3.3 Під час вибору місця розміщення і висоти установлення освітлювального приладу зовнішнього освітлення враховують необхідність безпечного і зручного доступу до них для обслуговування.

Світильники зовнішнього освітлення на опорах ПЛ до 1 кВ установлюють:

– за умови обслуговування світильників з телескопічних вишок з ізолювальною ланкою – як правило, вище від проводів ПЛ або на рівні нижчих проводів ПЛ у разі розміщення світильників і проводів ПЛ з різних боків опори. Відстань по горизонталі від світильника до найближчого проводу ПЛ має бути не меншою ніж 0,6 м;

– за умови обслуговування світильників з використанням інших засобів – нижче від проводів ПЛ. Відстань по вертикалі від світильника до проводу ПЛ (у

просвіті) повинна бути не менше ніж 0,2 м, відстань по горизонталі від світильника до опори (у просвіті) – не більше ніж 0,4 м.

6.3.4 У разі підвішування світильників на тросах потрібно вживати заходів для запобігання розгойдуванню світильників під дією вітру.

6.3.5 Над проїзною частиною вулиць, доріг і площ світильники установлюють на висоті, не меншій ніж 6,5 м.

Над контактною мережею трамвая світильники треба встановлювати на висоті, не меншій ніж 8 м до головки рейки, над контактною мережею тролейбуса – на висоті, не меншій ніж 9 м від рівня проїзної частини. Відстань по вертикалі від проводів ліній вуличного освітлення до поперечок контактної мережі або підвішених до поперечок ілюмінаційних гірлянд має бути не менше ніж 0,5 м.

6.3.6 Над бульварами та пішохідними доріжками світильники установлюють на висоті, не меншій ніж 3 м.

Найменша висота встановлення освітлювальних приладів для освітлення газонів і фасадів будинків і споруд та для декоративного освітлення не обмежується за умови, що буде дотримано вимоги **6.1.18.**

Установлювати освітлювальні прилади в приямках, нижчих від рівня землі, дозволено за наявності дренажних або інших аналогічних пристроїв для видалення води з приямків.

6.3.7 Для освітлення транспортних розв'язок, міських та інших площ світильники можна встановлювати на опорах висотою 20 м і більше за умови гарантованого здійснення заходів безпеки їх обслуговування (наприклад, опускання світильників, улаштування площадок, використання вишок тощо).

6.3.8 Опори установок освітлення площ, вулиць, доріг в межах населених пунктів слід розташовувати відповідно до вимог ДБН В.2.3-5-2001 «Вулиці та дороги населених пунктів», а опори освітлення доріг загального користування – відповідно до вимог ДБН В.2.3-4:2015 «Автомобільні дороги. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво».

На територіях промислових підприємств відстань від опори зовнішнього освітлення до проїзної частини рекомендовано витримувати не меншою ніж 1 м. Допускається зменшувати цю відстань до 0,6 м.

6.3.9 Опори освітлення вулиць і доріг, які мають роздільні смуги шириною 4 м і більше, можна встановлювати в центрі цих смуг.

6.3.10 На вулицях і дорогах, які мають кювети, допускається встановлювати опори за кюветом, якщо відстань від опори до найближчої межі проїзної частини не перевищує 4 м.

Опору не можна встановлювати між пожежним гідрантом і проїзною частиною.

6.3.11 Опори на перетинах і примиканнях вулиць і доріг рекомендовано встановлювати на відстані, не меншій ніж 1,5 м від початку закруглення тротуарів, не порушуючи лінії встановлювання опор.

6.3.12 Опори для світильників освітлення алей і пішохідних доріг треба встановлювати за межами пішохідної частини.

6.3.13 Світильники на вулицях і дорогах з рядковим насадженням дерев необхідно встановлювати поза кронами дерев на подовжених кронштейнах, спрямованих у бік проїзної частини вулиці, або використовувати тросове підвішування світильників.

ЖИВЛЕННЯ УСТАНОВОК ЗОВНІШНЬОГО ОСВІТЛЕННЯ

6.3.14 Живлення установок зовнішнього освітлення можна виконувати безпосередньо від трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів та ввідно-розподільних пристроїв (ВРП) або спеціальних трансформаторів, якщо це рішення обґрунтоване техніко-економічними розрахунками. Освітлювальні мережі зазвичай виконують із системою заземлення TN-C.

6.3.15 Для живлення світильників вуличного освітлення, а також зовнішнього освітлення промислових підприємств зазвичай потрібно прокладати самостійні лінії. Живлення таких світильників дозволено виконувати від додатково прокладених для цього фазних провідників, і *PEN*-провідника повітряної лінії електричної мережі міста, населеного пункту, промислового підприємства.

6.3.16 Освітлювальні установки міських транспортних і пішохідних тунелів, доріг і площ категорії А за надійністю електропостачання відносяться до другої категорії, решта зовнішніх освітлювальних установок – до третьої категорії.

6.3.17 Живлення світильників для освітлення територій мікрорайонів виконують безпосередньо від пунктів живлення зовнішнього освітлення або від мереж вуличного освітлення, які проходять поблизу (крім мереж вулиць категорії А), залежно від прийнятої в населеному пункті системи експлуатації. Живлення світильників зовнішнього освітлення територій дитячих ясел-садків, загальноосвітніх шкіл, шкіл-інтернатів, лікарень, госпіталів, санаторіїв, пансіонатів, будинків відпочинку, дитячих таборів дозволено виконувати кабелем як від увідних пристроїв цих будинків або трансформаторних підстанцій, так і від найближчих розподільних мереж зовнішнього освітлення за умови дотримання вимог **6.5.27**.

6.3.18 Живлення освітлення відкритих технологічних установок, відкритих виробничих площадок, відкритих естакад, складів та інших відкритих об'єктів при виробничих будівлях дозволено виконувати від мереж внутрішнього освітлення будівель, до яких ці об'єкти належать.

6.3.19 Живлення світильників охоронного освітлення зазвичай виконують по самостійних лініях.

6.3.20 Живлення освітлювальних приладів під'їздів до протипожежних гідрантів, водоймищ тощо виконують від фаз нічного режиму мережі зовнішнього освітлення.

6.3.21 Світильники, установлені біля входів у будинок, рекомендовано приєднувати до групової мережі внутрішнього освітлення і в першу чергу – до мережі освітлення безпеки або евакуаційного освітлення, яке вмикають одночасно з робочим освітленням.

6.3.22 В установках зовнішнього освітлення світильники з газорозрядними джерелами світла повинні мати індивідуальну компенсацію реактивної потужності. Коефіцієнт потужності повинен бути не нижче ніж 0,85.

6.3.23 У разі застосування прожекторів з газорозрядними джерелами світла допускається групова компенсація реактивної потужності, за якої необхідно забезпечувати вимикання компенсувальних пристроїв одночасно з вимиканням компенсувальних установок, реактивну потужність яких вони компенсують.

ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТ МЕРЕЖ ЗОВНІШНЬОГО ОСВІТЛЕННЯ

6.3.24 Мережі зовнішнього освітлення необхідно виконувати кабельними або повітряними лініями з використанням самоутримних ізольованих проводів.

6.3.25 По опорах контактної мережі електрифікованого транспорту напругою до 660 В постійного струму, на яких установлено освітлювальні прилади для зовнішнього освітлення, для їх живлення дозволено прокладати кабельні лінії або самоутримні ізольовані проводи.

6.3.26 Повітряні лінії зовнішнього освітлення виконують відповідно до вимог глави 2.4 цих Правил.

Перетини ліній з вулицями та дорогами за довжини прогонів, не більшої ніж 40 м, дозволено виконувати без застосування анкерних опор і подвійного кріплення проводів.

6.3.27 У разі використання наявних опор, що належать електромережним організаціям, які не займаються експлуатацією зовнішнього освітлення, фазні проводи мережі зовнішнього освітлення допускається розташовувати нижче *PEN*-провідників мережі загального користування за умови їх виконання самоутримними ізольованими проводами.

6.3.28 У місцях, де кабельні лінії переходять у повітряні, рекомендовано передбачати вимикальні пристрої, які встановлюють на опорах на висоті, не меншій ніж 2,5 м. Установлювати вимикальні пристрої не треба у місцях виходів кабелю з пунктів живлення зовнішнього освітлення на опори, у місцях перетину кабелем доріг, а також у місцях проходження кабелю через перешкоди. Висота підвішування повітряних ліній в місцях перетину з контактною мережею тролейбуса має бути не менше ніж 10,5 м від рівня дорожнього покриття, а відстань від проводів освітлення до конструкції кріплення контактної мережі – не менше ніж 1,5 м.

6.3.29 З метою резервування розподільних кабельних ліній або ліній, які виконують самоутримними ізольованими проводами, між крайніми світильниками сусідніх відрізків для освітлення магістральних вулиць міст рекомендовано передбачати перемички (резервні кабельні лінії), які нормально вимикаються.

Під час застосування зазначених перемичок, у разі відхилення від вимог **6.1.22**, зниження напруги на освітлювальних приладах допускається збільшувати до 10 % номінального.

6.3.30 Повітряні лінії зовнішнього освітлення виконують без урахування резервування, а їх проводи можуть бути різного перерізу вздовж лінії.

6.3.31 Відгалуження до світильників від кабельних ліній зовнішнього освітлення виконують зазвичай без розрізування жил кабелю. Відгалуження необхідно захищати індивідуальними запобіжниками або автоматичними вимикачами, якщо захисний апарат обслуговує понад 20 світильників на фазу.

Під час прокладання зазначених кабельних ліній на інженерних спорудах треба передбачати заходи для зручності влаштування відгалужень від кабельних ліній до опори та можливість заміни кабелю відрізками.

6.3.32 Уведення кабелю в опори має обмежуватися цоколем опори. Цоколі повинні мати розміри, достатні для розміщення в них кабельних розгалужень і запобіжників або автоматичних вимикачів, які встановлюють на відгалуженнях

до освітлювальних приладів, і бути обладнаними дверцятами із замком для обслуговування.

Допускається використовувати спеціальні ящики вводів, які встановлюють на опорах.

6.3.33 Електропроводку всередині опор зовнішнього освітлення виконують ізольованими проводами в захисній оболонці або кабелями. Всередині сумісних опор зовнішнього освітлення та контактних мереж електрифікованого міського транспорту використовують кабелі з ізоляцією на напругу, не меншу ніж 660 В.

6.3.34 Лінії, що живлять світильники, підвішені на тросах, виконують кабелями, які прокладають за допомогою тросів; самоутримними ізольованими проводами з дотриманням вимог розділу 2 цих Правил.

6.3.35 Троси для підвішування світильників і живильних ліній мережі допускається кріпити до конструкцій будинків. При цьому троси повинні мати амортизатори.

У разі необхідності розміщення освітлювальних приладів на існуючих будівлях (спорудах) допустимі вагові навантаження від них та схеми їх розміщення погоджують з проектувальником будівлі (споруди) або відповідальним виконавцем окремих видів робіт, пов'язаних із створенням об'єктів архітектури, який має відповідний кваліфікаційний сертифікат.

6.3.36 У мережах зовнішнього освітлення, які живлять освітлювальні прилади з розрядними лампами, в однофазних колах переріз *PEN*-провідників має дорівнювати фазному.

У трифазних мережах за одночасного вимикання усіх фазних проводів лінії переріз *PEN*-провідників вибирають згідно з **6.1.30**.

6.3.37 Лінії, які живлять прожектори, світильники та інше електрообладнання, установлюване на конструкціях з блискавковідводами відкритих розподільних пристроїв напругою, вищою ніж 1 кВ, прокладають відповідно до вимог глави 4.2 цих Правил.

6.3.38 Коефіцієнт попиту під час розрахунку мережі зовнішнього освітлення приймають таким, що дорівнює 1,0.

6.3.39 На лініях зовнішнього освітлення, які мають понад 20 світильників на фазу, відгалуження до кожного світильника треба захищати індивідуальними запобіжниками або автоматичними вимикачами.

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 22 серпня 2014 р. № 597

ГЛАВА 6.4
СВІТЛОВА РЕКЛАМА, ЗНАКИ ТА ІЛЮМІНАЦІЯ

6.4.1 Джерелами світла для світлової реклами, знаків та ілюмінації можуть бути світлодіодні, газосвітні панелі, трубки та світильники.

Для живлення газосвітних трубок слід застосовувати сухі трансформатори в металевому кожусі, які мають вторинну напругу, не більшу ніж 15 кВ. Трансформатори мають тривалий час витримувати роботу за короткого замикання в колі вторинної обмотки.

Відкриті струмовідні частини трансформаторів мають бути віддаленими від горючих матеріалів і конструкцій на відстань, не меншу ніж 50 мм.

6.4.2 Трансформатори для живлення газосвітних трубок установлюють, за можливості, у безпосередній близькості від трубок, які вони живлять, у місцях, не доступних для сторонніх осіб, або в металевих ящиках, сконструйованих таким чином, щоб під час відкривання їх трансформатор можна було вимикати з боку первинної напруги. Ящики рекомендовано використовувати як конструктивну частину самих трансформаторів.

6.4.3 У загальному ящику з трансформатором допускається встановлювати блокувальне та компенсувальне обладнання, а також апарати первинної напруги за умови надійного автоматичного вимкнення трансформатора від мережі за допомогою блокувального пристрою, який спрацьовує під час відкривання ящика.

6.4.4 Магазини та подібні до них вітрини, в яких змонтовано частини високої напруги газосвітного обладнання, мають бути обладнаними блокіровкою, яка спрацьовує лише в разі вимкнення установки з боку первинної напруги під час відкривання вітрин, тобто якщо вітрину закрито, то напругу на обладнання персонал має подавати вручну.

6.4.5 Усі частини газосвітного обладнання, розташовані поза вітринами, які обладнано блокіровкою, треба розміщувати на висоті, не меншій ніж 3 м над рівнем землі і не меншій ніж 0,5 м – від поверхні площадок обслуговування, дахів і інших будівельних конструкцій.

6.4.6 Доступи для сторонніх осіб до частин газосвітного обладнання, які перебувають під напругою, необхідно обгороджувати відповідно до глави 4.2 цих Правил і забезпечувати попереджувальними плакатами.

6.4.7 Відкриті струмовідні частини газосвітних трубок мають бути віддаленими від металевих конструкцій або частин будинку на відстань, не меншу ніж 20 мм, а ізольовані частини – на відстань, не меншу ніж 10 мм.

6.4.8 Відстань між відкритими струмовідними частинами газосвітних трубок, які перебувають під різними потенціалами, має бути не менше ніж 50 мм.

6.4.9 Відкриті струмовідні частини газосвітної установки зі сторони вищої напруги, а також один із виводів або середня точка вторинної обмотки трансформаторів, яка живить газосвітні трубки, приєднують до *PE*- або *PEN*-провідника.

6.4.10 Трансформатори або групу трансформаторів, які живлять газосвітні трубки, вимикають з боку первинної напруги за допомогою апарата з видимим розривом, а також захищають за допомогою апарата, розрахованого на номінальний струм трансформатора.

Для вимкнення трансформаторів допускається застосовувати пакетні вимикачі з фіксуючим положенням рукоятки.

6.4.11 Електроди газосвітних трубок у місцях приєднання проводів не повинні піддаватися натягу.

6.4.12 Мережу з боку вищої напруги установок рекламного освітлення виконують ізольованими проводами, які мають напругу випробовування, не меншу ніж 15 кВ. У місцях, доступних для механічного впливу або дотику, ці проводи прокладають у сталевих трубах, коробах та інших механічно міцних конструкціях з негорючих матеріалів.

Для перемичок між окремими електродами, які мають довжину, не більшу ніж 0,4 м, допускається застосовувати неізольовані проводи за умови дотримання між ними відстані за **6.4.7**.

6.4.13 Рекламні установки на вулицях, дорогах і площах, колір яких збігається з кольором сигналів світлофорів, необхідно розміщувати на висоті, не меншій ніж 8 м від поверхні дороги.

6.4.14 Світлові покажчики, світлові дорожні знаки, світильники для підсвічування дорожніх знаків і світильники для освітлення сходових кліток і зон виходів пішохідних тунелів треба приєднувати до фаз нічного режиму зовнішнього освітлення (виняток за **6.4.16**).

Інформаційні світлові табло та покажчики напрямку руху пішоходів у пішохідних тунелях повинні бути ввімкненими цілодобово.

6.4.15 Живлення світлових покажчиків розташування пожежних гідрантів, водоймищ тощо треба виконувати від фаз нічного режиму мережі зовнішнього освітлення або від мережі найближчих будинків.

6.4.16 Приєднувати до мереж освітлення вулиць і доріг світильники номерних знаків будинків і вітрин не дозволено.

6.4.17 Живлення установок світлової реклами, архітектурного освітлення будинків зазвичай виконують по самостійних лініях – розподільних або від мережі будинків. Допускається застосовувати установки потужністю, не більшою ніж 2 кВт на фазу, за наявності резерву потужності мережі.

Лінія повинна мати захисний пристрій автоматичного вимикання живлення відповідно до вимог глави 1.7 цих Правил.

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 22 серпня 2014 р. № 597

ГЛАВА 6.5
КЕРУВАННЯ ОСВІТЛЕННЯМ

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

6.5.1 Керування зовнішнім освітленням треба здійснювати незалежним від керування внутрішнім освітленням відповідно до ДСТУ-Н Б В.2.5-37:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Настанова з проектування, монтування та експлуатації автоматизованих систем моніторингу та управління будівлями і спорудами».

6.5.2 У містах і населених пунктах, на промислових підприємствах необхідно передбачати централізоване керування зовнішнім освітленням (див. також **6.5.25, 6.5.28, 6.5.29**). Централізоване керування рекомендовано здійснювати також для загального освітлення великих виробничих приміщень (площею в кілька тисяч квадратних метрів) і окремих приміщень громадських будинків.

Способи та технічні засоби для системи централізованого керування зовнішнім і внутрішнім освітленням визначають на основі техніко-економічних обґрунтувань.

6.5.3 Системи керування зовнішнім освітленням у містах обладнують централізованим керуванням або дистанційним телекеруванням, при цьому у пункті керування передбачають контроль стану (рівня) освітленості. У разі використання в системах централізованого керування зовнішнім і внутрішнім освітленням засобів телемеханіки треба дотримуватися вимог глави 3.3 цих Правил.

6.5.4 Централізоване керування освітленням рекомендовано здійснювати:

– зовнішнім освітленням промислових підприємств – із пункту керування електропостачанням підприємства, а за його відсутності – із місця, де перебуває електротехнічний персонал;

– зовнішнім освітленням міст і населених пунктів – із пункту керування зовнішнім освітленням;

– внутрішнім освітленням – із приміщення, в якому перебуває електротехнічний персонал.

6.5.5 Живлення пристроїв централізованого керування зовнішнім і внутрішнім освітленням рекомендовано передбачати від двох незалежних джерел.

Живлення децентралізованих пристроїв керування допускається виконувати від ліній, які живлять освітлювальні установки.

6.5.6 У системах централізованого керування зовнішнім і внутрішнім освітленням передбачають автоматичне ввімкнення освітлення у випадках аварійного вимкнення живлення основного кола або кола керування та наступне відновлення живлення.

6.5.7 У разі автоматичного керування зовнішнім і внутрішнім освітленням, наприклад, залежно від освітленості, створюваної природним світлом, передбачають можливість ручного керування освітленням без використання засобів автоматики.

6.5.8 Для керування внутрішнім і зовнішнім освітленням можна використовувати апарати керування, які встановлюють у розподільних пристроях підстанцій, розподільних пунктах живлення, увідних розподільних пристроях, групових щитках.

6.5.9 У разі централізованого керування внутрішнім і зовнішнім освітленням передбачають контроль положення комутаційних апаратів (увімкнено, вимкнено), які встановлюють у колі живлення освітлення.

У каскадних схемах централізованого керування зовнішнім освітленням рекомендовано передбачати контроль увімкненого (вимкненого) стану комутаційних апаратів, які встановлюють у колі живлення освітлення. В один каскад допускається вмикати до 15 пунктів живлення в кабельних мережах і до 10 пунктів живлення в повітряно-кабельних мережах.

У каскадних контрольованих схемах централізованого керування зовнішнім освітленням (**6.1.11, 6.5.29**) допускається не більше двох неконтрольованих пунктів живлення.

КЕРУВАННЯ ВНУТРІШНІМ ОСВІТЛЕННЯМ

6.5.10 У разі живлення освітлення будинків від підстанцій і мереж, розташованих поза цими будинками, у кожному ввідному пристрої в будинок установлюють апарат керування.

6.5.11 У разі живлення від однієї лінії чотирьох і більше групових щитків, якщо груп 6 і більше, на вводі до кожного щитка рекомендовано встановлювати апарат керування.

6.5.12 У приміщеннях, які мають зони з різними умовами природного освітлення та неоднаковими режимами роботи, передбачають роздільне керування освітленням зон.

6.5.13 Вимикачі світильників, установлених у приміщеннях з несприятливими умовами середовища, рекомендовано виносити в суміжні приміщення з кращими умовами середовища.

Вимикачі світильників душових і роздягалень при них, гарячих цехів, їдалень установлюють поза цими приміщеннями.

6.5.14 У довгих приміщеннях з кількома входами, які відвідує виробничий (електротехнічний) персонал (наприклад, кабельні, теплофікаційні, водопровідні тунелі), рекомендовано передбачати керування освітленням від кожного входу або частини входів.

6.5.15 У приміщеннях з чотирма та більше світильниками, які не мають освітлення безпеки та евакуаційного освітлення, світильники рекомендовано розподіляти не менше ніж на дві самостійно керовані групи.

6.5.16 Керування освітленням безпеки та евакуаційним освітленням можна виконувати: із групових щитків; із розподільних пунктів; із ввідних розподільних пристроїв; із розподільних пристроїв підстанцій; централізовано з пунктів керування освітленням із використанням системи централізованого керування. При цьому апарати керування мають бути доступними лише для електротехнічного персоналу.

6.5.17 Керування світильниками місцевого освітлення треба виконувати індивідуальними вимикачами, які входять до конструктивної частини світильника або які розташовано в стаціонарній частині електропроводки. За напруги до 50 В для керування світильниками допускається використовувати штепсельні розетки.

КЕРУВАННЯ ЗОВНІШНІМ ОСВІТЛЕННЯМ

6.5.18 Система керування зовнішнім освітленням має забезпечувати його вимкнення протягом часу, не більшого ніж 3 хв.

Керування зовнішнім освітленням рекомендовано здійснювати з обмеженої кількості місць.

6.5.19 Для невеликих промислових підприємств і населених пунктів керування зовнішнім освітленням дозволено здійснювати комутаційними апаратами, які встановлюють на лініях живлення освітлення, за умови забезпечення доступу електротехнічного персоналу до цих апаратів.

6.5.20 Централізоване керування зовнішнім освітленням міст і населених пунктів рекомендовано здійснювати:

- телемеханічним – за кількості мешканців понад 50 тис.;
- телемеханічним або дистанційним – за кількості мешканців від 20 до 50 тис.;
- дистанційним – за кількості мешканців до 20 тис.

6.5.21 У разі централізованого керування зовнішнім освітленням промислових підприємств необхідно забезпечувати можливість місцевого керування освітленням.

6.5.22 Керування освітленням відкритих технологічних установок, відкритих складів та інших об'єктів при виробничих будівлях, освітлення яких живиться від мереж внутрішнього освітлення, рекомендовано здійснювати з цих будівель або централізовано.

6.5.23 Керування зовнішнім освітленням міста здійснюють від одного центрального диспетчерського пункту. У великих містах, території яких розділено водними, лісовими або іншими природними перешкодами рельєфу місцевості, можна передбачати районні диспетчерські пункти.

Між центральним і районним диспетчерськими пунктами необхідно мати прямий телефонний зв' язок.

6.5.24 Для зниження освітлення вулиць і площ міст у нічний час необхідно передбачати можливість вимкнення частини світильників. При цьому вимикати два суміжні світильники не допускається.

6.5.25 Перемикання освітлення пішохідних тунелів з денного режиму на вечірній і нічний або з нічного на денний треба виконувати одночасно з увімкненням чи вимкненням зовнішнього освітлення.

6.5.26 Для пішохідних і транспортних тунелів потрібно передбачати роздільне керування світильниками денного та вечірньо-нічного режимів роботи тунелів. Для пішохідних тунелів, крім цього, необхідно забезпечувати можливість місцевого керування. Денний режим освітлення транспортних тунелів установлюють за природної освітленості понад 100 лк за допомогою фотоавтоматичних пристроїв, налаштованих на заданий рівень освітленості.

6.5.27 Керування освітленням територій шкіл-інтернатів, готелів, лікарень, госпіталів, санаторіїв, пансіонатів, будинків відпочинку, парків, садів, стадіонів, виставок тощо рекомендовано здійснювати дистанційно від системи керування

зовнішнім освітленням населеного пункту. При цьому необхідно забезпечувати можливість місцевого керування.

У разі живлення освітлення зазначених об'єктів від мереж внутрішнього освітлення будинків місцеве керування зовнішнім освітленням можна здійснювати з цих будинків.

6.5.28 Керування світловим огородженням висотних споруд (щогли, димові труби тощо) рекомендовано передбачати з об'єктів, до яких ці споруди належать.

6.5.29 Централізоване керування мережами зовнішнього освітлення міст, населених пунктів і промислових підприємств здійснюють шляхом використання комутаційних апаратів, установлених у пунктах живлення зовнішнього освітлення.

Керування комутаційними апаратами в мережах зовнішнього освітлення міст і населених пунктів рекомендовано здійснювати зазвичай шляхом каскадного (послідовного) їх увімкнення.

У повітряно-кабельних мережах допускається вмикати в один каскад до 10 пунктів живлення, а в кабельних – до 15 пунктів живлення мережі вуличного освітлення.

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 22 серпня 2014 р. № 597

ГЛАВА 6.6
ОСВІТЛЮВАЛЬНІ ПРИЛАДИ ТА ЕЛЕКТРОУСТАНОВЛЮВАЛЬНЕ ОБЛАДНАННЯ

ОСВІТЛЮВАЛЬНІ ПРИЛАДИ

6.6.1 Освітлювальні прилади потрібно встановлювати таким чином, щоб забезпечувався доступ до місця їхнього монтажу і безпечного обслуговування з використанням, за необхідності, інвентарних технічних засобів.

У виробничих приміщеннях, обладнаних мостовими кранами, які використовують для безперервного виробничого процесу, а також у безкранових прогонах, в яких доступ до світильників за допомогою підлогових і інших пересувних засобів є неможливим або утрудненим, установлювати світильники та інше обладнання і прокладати електричні мережі можна на спеціальних стаціонарних містках, які виконують із негорючих матеріалів. Ширина містків має бути не менше ніж 0,6 м. На містках треба установлювати огородження висотою не менше ніж 1 м. У приміщеннях з важкими умовами, особливо в цехах металургійних підприємств, доцільно використовувати світильники з газорозрядними лампами типу ДРІ і ДНаТ із вбудованою апаратурою керування, високим ступенем захисту та світильники, обладнані елементами, які запобігають забрудненню зовнішньої поверхні захисного скла, і фільтрами, які захищають внутрішню поверхню відбивача від забруднення.

У громадських будівлях за неможливості використання інших засобів і способів доступу до світильників допускається споруджувати такі містки.

6.6.2 Світильники, які обслуговують зі стаціонарних драбин або з приставних драбин, установлюють на висоті, не більшій ніж 5 м (до низу світильника) над рівнем підлоги. Розташовувати світильники над великим обладнанням, приямками і в інших місцях, де неможливо встановити драбину, не допускається.

6.6.3 Світильники, які застосовують в установках, що піддаються вібраціям і струсам, повинні мати конструкції, які унеможливлюють самовідгвинчування ламп або їх випадання. Допускається встановлювати світильники із застосуванням амортизуючих пристроїв.

6.6.4 Для підвісних світильників загального освітлення допускається влаштовувати звиси довжиною не більше ніж 1,5 м. За більшої довжини звисів треба вживати заходи для обмеження розгойдування світильників.

6.6.5 У вибухонебезпечних зонах усі стаціонарно встановлені освітлювальні прилади жорстко закріплюють, щоб не допускати розгойдування.

У разі застосування у вибухонебезпечних зонах щілинних світловодів слід дотримуватися вимог НПАОП 40.1-1.32 та ДБН В.2.5-27.

Для приміщень, віднесених до пожежонебезпечних зон II–IIа, використовують світильники з розсіювачами з негорючих матеріалів у вигляді суцільного силікатного скла.

6.6.6 Для забезпечення можливості обслуговування освітлювальних приладів їх допускається установлювати на поворотних пристроях за умови жорсткого кріплення їх до цих пристроїв і підведення живлення гнучким кабелем з мідними жилами.

6.6.7 Для освітлення транспортних тунелів у містах і на автомобільних шляхах рекомендовано застосовувати світильники зі ступенем захисту IP65.

6.6.8 Світильники місцевого освітлення треба закріплювати жорстко або так, щоб після переміщення вони стійко зберігали своє положення.

6.6.9 Пристосування для підвішування світильників протягом 10 хв мають витримувати без пошкодження та залишкових деформацій прикладене до них навантаження, яке дорівнює п'ятиразовій масі світильника, а для складних багатоламповых люстр масою понад 25 кг – навантаження, яке дорівнює дворазовій масі люстри плюс 80 кг.

6.6.10 У стаціонарно встановлених світильниках гвинтові струмовідні гільзи патронів для ламп з гвинтовими цоколями в мережах із заземленою нейтраллю приєднують до *N*-провідника.

Якщо патрон має неструмовідну гвинтову гільзу, *N*-провідник приєднують до контакту патрона, з яким з' єднують гвинтовий цоколь лампи.

6.6.11 У магазинних вітринах допускається застосовувати світильники з галогенними лампами потужністю не більше ніж 100 Вт.

Застосовувати лампи розжарювання дозволено в окремих випадках, якщо використання розрядних ламп неможливе або недоцільне (**6.1.14**).

6.6.12 Проводи треба вводити в освітлювальну арматуру таким чином, щоб у місці введення вони не піддавалися механічним пошкодженням, а контакти патронів було розвантажено від механічних зусиль.

6.6.13 З'єднувати проводи всередині кронштейнів, підвісів або труб, за допомогою яких установлюють освітлювальну арматуру, не дозволено. З' єднувати проводи треба в місцях, доступних для контролю, наприклад, в основах кронштейнів, у місцях введення проводів у світильники.

6.6.14 Освітлювальну арматуру допускається підвішувати на живильних проводах, якщо їх для цього призначено і виготовлено за спеціальними технічними умовами.

6.6.15 У разі застосування освітлювальної арматури загального освітлення, яка має клемні затискачі для приєднання живильних провідників, проводи і кабелі допускається приєднувати як з мідними, так і алюмінієвими жилами.

Для освітлювальної арматури, яка не має клемних затискачів і якщо провідники, які вводять в арматуру, безпосередньо приєднують до контактних затискачів ламповых патронів, застосовують проводи або кабелі з мідними жилами перерізом, не меншим ніж 0,5 мм^2, усередині будинків і 1 мм^2 – поза будинками. При цьому в арматурі для ламп типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ, ДНаТ необхідно застосовувати проводи з ізоляцією, яка допускає температуру їхнього нагрівання, не меншу ніж 100 °С.

Проводи, які вводять у вільно підвішені світильники, повинні мати мідні жили.

Проводи, які прокладають усередині освітлювальної арматури, повинні мати ізоляцію, яка відповідає номінальній напрузі мережі (див. також **6.3.33**).

6.6.16 Відгалуження від розподільних мереж до світильників зовнішнього освітлення виконують гнучкими проводами з мідними жилами перерізом, не меншим ніж 1,5 мм^2, для підвісних світильників, і не меншим ніж 1 мм^2, – для консольних. Відгалуження від повітряних ліній рекомендовано виконувати з використанням спеціальних перехідних відгалужувальних затискачів.

6.6.17 Для приєднання до мережі настільних, переносних і ручних світильників, а також світильників, які підвішують на проводах, світильників місцевого освітлення застосовують шнури і проводи з гнучкими мідними жилами перерізом, не меншим ніж 0,75 мм^2. При цьому переріз жил проводів і шнурів повинен відповідати струмовому навантаженню світильника.

6.6.18 Для заряджання стаціонарних світильників місцевого освітлення застосовують гнучкі проводи з мідними жилами перерізом не менше ніж 1 мм^2, – для рухомих конструкцій і не менше ніж 0,5 мм^2 – для нерухомих.

Ізоляція проводів має відповідати номінальній напрузі мережі.

6.6.19 Заряджати кронштейни освітлювальної арматури місцевого освітлення треба з дотримуванням таких вимог:

– проводи необхідно вводити всередину кронштейна або захищати їх від механічних пошкоджень іншим шляхом; за напруги до 50 В цю вимогу виконувати не обов'язково;

– за наявності шарнірів проводи всередині шарнірних частин не мають піддаватися натягу або перетиранню;

– отвори для проводів у кронштейнах повинні мати діаметр не менше ніж 8 мм, з допуском місцевих звужень до 6 мм; у місцях уведення проводів треба застосовувати ізолювальні втулки;

– рухомі конструкції освітлювальної арматури не повинні довільно пересуватися або розгойдуватися.

6.6.20 Приєднувати прожектори до мережі треба за допомогою гнучкого кабелю з мідними жилами перерізом, не меншим ніж 1 мм^2, і довжиною, не меншою ніж 1,5 м. Захисне заземлення прожекторів необхідно виконувати окремою жилою.

ЕЛЕКТРОУСТАНОВЛЮВАЛЬНЕ ОБЛАДНАННЯ

6.6.21. Вимоги, викладені в **6.6.22–6.6.28**, поширюються на обладнання (вимикачі, перемикачі та штепсельні розетки) з номінальним струмом до 16 А і напругою до 250 В, а також на штепсельні з'єднання із захисним контактом з номінальним струмом до 63 А і напругою до 380 В.

6.6.22. Обладнання, установлене прихованим способом, розміщують у коробки, спеціальні кожухи або отвори залізобетонних панелей, утворених під час виготовлення їх на заводах будівельної індустрії. Кришки, призначені для закривання отворів у панелях, мають бути вогнестійкими.

6.6.23. Штепсельні розетки, установлені в складських приміщеннях, які зачиняються і містять горючі матеріали або матеріали в горючій упаковці, повин-

ні мати ступінь захисту відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.32 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок».

6.6.24. Застосування штепсельних розеток для переносних електроприймачів із захисним контактом (для приєднання *PE*-провідника) має унеможливлювати використання струмовідних контактів як захисних.

З'єднання між захисними контактами вилки і розетки здійснюють до того, як з'єднаються струмовідні контакти; порядок вимкнення має бути зворотнім. Заземлювальні контакти штепсельних розеток і вилок мають бути електрично з'єднаними з їх корпусами, якщо їх виконано зі струмовідних матеріалів.

6.6.25. Вимикачі та перемикачі переносних електроприймачів зазвичай установлюють на самих електроприймачах або в електропроводі, який прокладають нерухомо. На рухомих проводах дозволено встановлювати вимикачі тільки спеціальної конструкції, передбаченої для цієї мети.

6.6.26. У три- або двопровідних однофазних лініях мереж із заземленою нейтраллю можна використовувати однополюсні вимикачі, які треба установлювати в колі фазного проводу, або двополюсні; при цьому вимкнення одного *N*-провідника без вимкнення фазного слід унеможливити.

6.6.27. Штепсельні розетки установлюють:

– у виробничих приміщеннях зазвичай на висоті 0,8–1 м; у разі підведення проводів згори їх допускається встановлювати на висоті до 1,5 м;

– в адміністративно-конторських, лабораторних, житлових та інших приміщеннях – на висоті, зручній для приєднання до них електричних приладів, залежно від призначення приміщень та оформлення інтер'єру, але не більше ніж 1 м; установлювати штепсельні розетки дозволено в кабельних коробах у призначених для цього місцях;

– у школах і дитячих закладах (у приміщеннях для перебування дітей) – на висоті 1,8 м.

6.6.28. Вимикачі для світильників загального освітлення треба установлювати на висоті від 0,8 до 1,7 м від підлоги, а в школах, дитячих яслах і садках, у приміщеннях для перебування дітей – на висоті 1,8 м від підлоги. Вимикачі з керуванням за допомогою шнура дозволено встановлювати під стелею.

УЧАСНИКИ ПЕРЕГЛЯДУ ПУЕ У 2004–2016 рр.

Прізвище, ініціали	Глави	Прізвище, ініціали	Глави
Афонін В. В.	2.4, 2.5	*Зубюк Ю. П.*	***5.6***
Бабійчук В. М.	1.7	Ігнатенко Ю. В.	2.5; к.в.
Бєлов М. Л.	4.1, 4.2	Ільєнко І. І.	2.4, 2.5
Біда Б. П.	4.1, 4.2	Ільєнко І. О.	1.7
Білоусов В. І.	1.6	Ільєнко О. С.	1.7
Божко В. М.	1.7, 6.1–6.6	Кавич І. Є.	1.8
Болдирєв О. М.	1.6, 1.9	Кармазін О. О.	2.5, дод. А
Бондаренко Л. Г.	і.з.	Карпець І. Я.	1.7, 2.4, 2.5, 4.1, 4.2
Бондарчук Г. Г.	ред. 1.1–6.6	Катренко Г. М.	2.4, 2.5, 4.1, 4.2
Борисов М. А.	***5.1***	*Квицинський А. О.*	***1.3, 1.5***; науковий керівник перегляду; ред. 1.1–6.6
Броницький М. А.	1.7, 2.4, 2.5		
Буйний Р. О.	***1.4, 2.2;*** 3.1		
Вірченко М. П.	4.1, 4.2	*Керніцький М. В.*	***4.1, 4.2***; 2.3, 2.4, 2.5
Власюк С. І.	2.4, 2.5	*Клопот М. Г.*	***1.6***; 1.9
Вожаков В. Г.	4.1, 4.2	Козирський В. В.	6.1–6.6
Вороніна З. А.	1.7, 4.1, 4.2	*Кокотко І. В.*	***4.3, 4.4, 5.2***
Гажаман В. І.	1.7, 3.1, 3.2, 4.4	Коліушко Г. М.	1.7, 4.1, 4.2
Глєбов О. Ю.	4.1, 4.2	Коліушко Д. Г.	1.7, 4.1, 4.2
Голодний І. М.	***3.1***; 2.1, 5.3	Кот Г. О.	3.3
Голуб В. Ф.	н.к., і.з.	Крижов Г. П.	2.4, 2.5
Гримуд Г. І.	2.4, 2.5, 4.1, 4.2	Кудацький Л. Н.	2.5, дод. А
Грицаєва Л. В.	і.з.	Лінк І. Ю.	1.7
Грицай І. О.	4.1, 4.2	Лозінська О. Ф.	н.к., і.з.
Громадський Ю. С.	***6.1–6.6***; 4.1, 4.2	*Лут М. Т.*	***2.1, 5.3***; 3.1
Дар'ялов Ю. С.	4.1, 4.2	Лучніков В. А.	заг. керівництво переглядом; 5.1
Долгополов В. В.	4.1, 4.2		
Драчук В. В.	1.8	Любченко О. М.	ред. 1.1–6.6
Дубко М. В.	2.4, 2.5	*Лях В. В.*	***2.4, 2.5***; 1.7, 2.3, 4.1, 4.2, 6.1–6.6
Жереб А. О.	3.2		
Жук М. В.	2.4, 2.5	Майстренко І. О.	1.1–6.6; к.в. ред.

Прізвище, ініціали	Глави	Прізвище, ініціали	Глави
Маліновський А. А.	1.7	*Редін В. І.*	***3.3***
Манілов А. М.	4.1, 4.2	*Сантоцький В. Г.*	***1.7, 1.9***; 1.1–6.6
Мартинюк В. А.	***3.4***	Сологуб О. М.	2.4, 2.5
Меженний С. Я.	3.1, 3.2, 4.4	Солоний Я. В.	1.7
Меншикова Л. І.	2.5	*Сприса В. В.*	***1.8***; 1.2, 1.7, 4.1, 4.2, 5.2, 5.3
Микитаренко М. О.	2.4, 2.5		
Мозирський В. І.	1.7	Старков К. О.	4.1, 4.2
Мойсеєнко Л. В.	2.5, дод. А	*Стафійчук В. Г.*	***1.1, 1.2***; 1.1–6.6, ред., проект ТЗ
Молчанов В. М.	***2.3***; 1.1–6.6; ред.		
Мудрак Р. Й.	4.1, 4.2	Стек Р. М.	3.2
Назім Я. В.	2.4, 2.5	Стеценко В. В.	4.4
Недашківська Т. М.	4.1, 4.2; к.в.	Стрелковський М. В.	1.1–6.6, к.в., ред.
Нейман В. О.	2.4, 2.5, 4.1, 4.2	Турбін С. В.	2.4, 2.5
Облакевич С. В.	4.1, 4.2	Удод Є. І.	1.7, 2.3, 4.1, 4.2
Ольшанська Г. С.	4.1, 4.2	Удод Т. Є.	2.4, 2.5, 4.1, 4.2
Оніщенко В. А.	4.1, 4.2	Фадєєв Ф. І.	4.4
Островський Е. П.	4.1, 4.2	Федоров С. Д.	4.1, 4.2
Панасенко Є. П.	4.4	*Хмельовський П. М.*	***3.2***
Пасько О. М.	4.1, 4.2	Хоменко С. Ю.	н.к., і.з.
Пашинський В. А.	2.4, 2.5	Хоміній В. І.	1.7
Перельмутер А. В.	2.4, 2.5	Цехмістренко О. М.	2.4
Петренко І. В.	1.1–6.6; к.в., і.з., ред.	Цивільов В. В.	4.1, 4.2
		Червінський Л. С.	6.1–6.6
Петров П. В.	4.1, 4.2	Шевченко Є. В.	2.4, 2.5
Поночевний М. В.	3.1, 3.2, 3.3, 4.4, 5.1, 5.6; к.в., ред.	Шевченко С. Ю.	2.5, 4.2
		Шумілов Ю. М.	1.9
Ревуцький С. С.	2.4, 2.5	Юхименко М. А.	4.1, 4.2

Примітка: в цьому переліку курсивом набрані прізвища, ініціали і №№ глав відповідальних виконавців перегляду на завершальному етапі 2012–2016 рр.;

крім того, вжито такі скорочення:

ред. – науково-технічне редагування;

н.к. – нормоконтроль;

і.з. – інформаційне забезпечення;

к.в. – комп'ютерна верстка.

ЗМІСТ

ВСТУП 3

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ПРАВИЛА 5

ГЛАВА 1.1 Загальна частина 5

Сфера застосування 5
Терміни та визначення понять 6
Загальні вимоги 8

ГЛАВА 1.2 Електропостачання і електричні мережі 12

Сфера застосування 12
Терміни та визначення понять 12
Загальні вимоги 13
Категорії електроприймачів і забезпечення надійності електропостачання 14
Рівні та регулювання напруги, компенсація реактивної потужності 16

ГЛАВА 1.3 Вибір провідників за нагрівом 17

Сфера застосування 17
Терміни та визначення понять 17
Вибір перерізів провідників за нагрівом 17
Допустимі тривалі струми для проводів, шнурів і кабелів з гумовою або пластмасовою ізоляцією на напругу до 660 В 20
Допустимі тривалі струми для кабелів з гумовою або пластмасовою ізоляцією на напругу понад 660 В до 3(6) кВ 26
Допустимі тривалі струми для кабелів з паперовою просоченою ізоляцією 32
Допустимі тривалі струми для кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену на номінальну напругу від 6 кВ до 330 кВ 42
Допустимі тривалі струми для самоутримних і захищених проводів 53
Допустимі тривалі струми для неізольованих проводів і шин 55

ГЛАВА 1.4 Вибір електричних апаратів і провідників за умовами короткого замикання 61

Сфера застосування 61
Нормативні посилання 61
Терміни та визначення понять 61
Позначення та скорочення 62
Загальні вимоги 62
Визначення струмів короткого замикання для вибору апаратів і провідників 65
Вибір провідників та ізоляторів, перевірка несучих конструкцій за умовами динамічної дії струмів короткого замикання 66
Вибір провідників за умовами нагрівання під час виникнення короткого замикання .. 67
Вибір апаратів за комутаційною здатністю 67

ГЛАВА 1.5 Облік електроенергії 68

Сфера застосування 68
Терміни та визначення понять 68
Загальні вимоги 70
Місця встановлення засобів обліку електроенергії 71
Вимоги до розрахункових лічильників 74
Облік із застосуванням вимірювальних трансформаторів 75

Установлення лічильників і електропроводка до них 77
Технічний облік 79
Автоматизований облік електроенергії 79

ГЛАВА 1.6 Вимірювання електричних величин 81

Сфера застосування 81
Терміни та визначення понять 81
Загальні вимоги 81
Вимірювання струму 82
Вимірювання напруги 83
Контроль ізоляції 84
Вимірювання потужності 85
Вимірювання частоти 86
Вимірювання в разі синхронізації 86
Реєстрація електричних величин в аварійних режимах 86

ГЛАВА 1.7 Заземлення і захисні заходи від ураження електричним струмом 91

Сфера застосування 91
Терміни та визначення понять 91
Загальні вимоги 101
Заходи захисту із застосуванням систем БННН, ЗННН і ФННН 106
Заходи основного захисту 107
Заходи захисту в разі непрямого дотику 110
Заземлювальні пристрої електроустановок напругою до 1 кВ у електричних мережах із глухозаземленою нейтраллю 116
Заземлювальні пристрої електроустановок напругою до 1 кВ у електричних мережах з ізольованою нейтраллю 118
Заземлювальні пристрої електроустановок напругою понад 1 кВ у електричних мережах з ізольованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю 119
Заземлювальні пристрої електроустановок напругою понад 1 кВ у електричних мережах із глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю 122
Заземлювальні пристрої в місцевостях з питомим опором землі понад 500 Ом · м 125
Заземлювачі 126
Заземлювальні провідники 128
Головна заземлювальна шина (ГЗШ) 129
Захисні провідники (*PE*-провідники) 130
PEN-провідники 135
Провідники системи зрівнювання потенціалів 135
З'єднання і приєднання захисних провідників 135
Переносні електроприймачі 137
Пересувні електроустановки 138

ГЛАВА 1.8 Норми приймально-здавальних випробувань 142

Сфера застосування 142
Терміни та визначення понять 142
Загальні вимоги 143
Синхронні генератори 145
Машини постійного струму та колекторні збудники 159
Електродвигуни змінного струму 161
Силові трансформатори, автотрансформатори та масляні реактори 164
Трансформатори струму 168

Трансформатори напруги ... 171
Елегазові вимикачі ... 173
Вакуумні вимикачі ... 175
Вимикачі навантаження ... 176
Роз'єднувачі ... 177
Комплектні розподільні установки внутрішнього та зовнішнього установлення ... 179
Комплектні екрановані струмопроводи ... 180
Контактні з'єднання збірних та з'єднувальних шин, проводів і грозозахисних тросів ... 182
Струмообмежувальні сухі реактори ... 184
Електрофільтри ... 184
Конденсатори ... 186
Вентильні розрядники та обмежувачі перенапруг ... 186
Запобіжники та запобіжники-роз'єднувачі на напругу понад 1 кВ ... 187
Вводи та прохідні ізолятори ... 188
Опорні та опорно-стрижньові ізолятори ... 189
Трансформаторне масло ... 190
Апарати, вторинні кола та електропроводка напругою до 1 кВ ... 195
Акумуляторні батареї ... 197
Заземлювальні пристрої ... 198
Силові кабельні лінії ... 204
Повітряні лінії електропередавання напругою понад 1 кВ ... 207
Електроустаткування систем збудження генераторів ... 208
Додаток А Вказівки з увімкнення електричних машин змінного струму без сушіння ... 219

ГЛАВА 1.9 Зовнішня ізоляція електроустановок ... 223

Сфера застосування ... 223
Терміни та визначення понять ... 223
Загальні вимоги ... 224
Коефіцієнти використання довжини шляху витоку для основних типів ізоляторів і складених ізоляційних конструкцій (скляних, фарфорових) ... 225
Коефіцієнти використання довжини шляху витоку для зовнішньої ізоляції із полімерних матеріалів із силіконовою захисною оболонкою ... 228
Ізоляція повітряної лінії електропередавання ... 228
Зовнішня ізоляція електроустаткування і відкритих розподільних установок ... 230
Перевірка ізоляції за розрядними характеристиками ... 232
Визначення ступеня забруднення в місці розташування електроустановки ... 232

РОЗДІЛ 2. ПЕРЕДАВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ... 241

ГЛАВА 2.1 Електропроводка ... 241

Сфера застосування ... 241
Нормативні посилання ... 242
Терміни та визначення понять ... 243
Загальні вимоги ... 245
Виконання електропроводки відповідно до зовнішніх впливів ... 249
Допустимі струми проводів і кабелів електропроводки ... 260
Площі перерізу провідників ... 280
Електричні з'єднання ... 280
Вимоги до електропроводки в межах окремого ізольованого приміщення та ущільнення проходів ... 281

Зближення електропроводок з іншими інженерними мережами 283
Захист від перенапруг 284
Захист від електромагнітних завад 286

ГЛАВА 2.2 Струмопроводи напругою до 35 кВ 288

Сфера застосування 288
Нормативні посилання 288
Терміни та визначення понять 289
Загальні вимоги 290
Струмопроводи напругою до 1 кВ 292
Струмопроводи напругою понад 1 кВ 293
Гнучкі струмопроводи напругою понад 1 кВ 294
Жорсткі струмопроводи (шинопроводи) 295

ГЛАВА 2.3 Кабельні лінії напругою до 330 кВ 297

Сфера застосування 297
Терміни та визначення понять 297
Загальні вимоги 301
Вибір способів прокладання кабельних ліній 304
Вибір кабелів та їх конструкції 305
З'єднання та окінцювання кабелів 309
Прокладання кабельних ліній у ґрунті 310
Прокладання кабельних ліній у кабельних блоках, системах кабельних трубопроводів і залізобетонних лотках 317
Прокладання кабельних ліній у кабельних спорудах 319
Прокладання кабельних ліній у виробничих приміщеннях 322
Прокладання кабельних ліній під водою 323
Прокладання кабельних ліній по спеціальних спорудах 324
Особливості застосування для кабельних ліній кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену 325
Заземлення 335
Вимоги до будівельної частини кабельних споруд 336
Система підживлення масла для кабельних маслонаповнених ліній 339
Додаток А Розрахунок механічних зусиль у кабелях під час їх прокладання та від дії короткого замикання 343
Додаток Б Розрахунок питомого індуктивного опору струмопровідного екрана одножильних кабелів 345

ГЛАВА 2.4 Повітряні лінії електропередавання напругою до 1 кВ 348

Сфера застосування 348
Терміни та визначення понять 348
Загальні вимоги 349
Кліматичні умови 350
Проводи. Лінійна арматура 350
Розташування проводів і пристроїв на опорах 354
Ізоляція 355
Заземлення. Захист від перенапруг 355
Опори 356
Габарити, перетини і зближення 358
Перетини, зближення, сумісне підвішування ліній до 1 кВ з лініями зв'язку, лініями радіотрансляційних мереж, кабельного телебачення та Інтернету 360
Перетини і зближення ПЛІ (ПЛ) з інженерними спорудами 365

ГЛАВА 2.5 Повітряні лінії електропередавання напругою понад 1 кВ до 750 кВ..... 367
Сфера застосування 367
Терміни та визначення понять 367
Загальні вимоги 369
Вимоги до механічної міцності повітряних ліній 373
Кліматичні умови 375
Ожеледні навантаження 376
Вітрові навантаження 380
Вітрові навантаження під час ожеледі 386
Температурні кліматичні впливи 389
Навантаження від ваги конструкцій і ґрунтів 389
Монтажні навантаження 394
Навантаження, яке створюється натягом проводів і тросів 395
Інші впливи 396
Розрахункові режими та сполучення навантажень повітряних ліній 398
Проводи і грозозахисні троси 402
Розташування проводів і тросів та відстані між ними 410
Ізолятори та арматура 417
Захист ПЛ від перенапруг, заземлення 419
Опори і фундаменти 426
Розташування волоконно-оптичних ліній зв'язку на ПЛ 428
Проходження ПЛ по ненаселеній і важкодоступній місцевостях 430
Проходження ПЛ по території, зайнятій насадженнями 431
Проходження ПЛ через населену місцевість 433
Перетин і зближення ПЛ між собою 436
Перетин і зближення ПЛ зі спорудами зв'язку, сигналізації та лініями радіотрансляційних мереж, кабельного телебачення та Інтернету 440
Перетин і зближення ПЛ із залізницями 448
Перетин і зближення ПЛ з автомобільними дорогами 451
Перетин, зближення або паралельне проходження ПЛ із тролейбусними і трамвайними лініями 452
Перетин ПЛ з водними об'єктами 454
Проходження ПЛ по мостах 457
Проходження ПЛ по греблях і дамбах 458
Зближення ПЛ з вибухо- і пожежонебезпечними установками 459
Перетин і зближення ПЛ з надземними і наземними трубопроводами, спорудами для транспортування нафти і газу та канатними дорогами 459
Перетин і зближення ПЛ з підземними трубопроводами 462
Зближення ПЛ з аеродромами 462
Додаток А (окремий альбом) 464

РОЗДІЛ 3 ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА 465

ГЛАВА 3.1 Захист електричних мереж напругою до 1 кВ 465
Сфера застосування 465
Нормативні посилання 465
Терміни та визначення понять 465
Позначення та скорочення 467
Загальні вимоги 467
Вимоги до апаратів захисту 470
Вибір захисту 471

Місця встановлення апаратів захисту ... 472
Бібліографія ... 474

ГЛАВА 3.2 Релейний захист ... 475

Сфера застосування ... 475
Нормативні посилання ... 475
Терміни та визначення понять ... 476
Позначення та скорочення ... 477
Загальні вимоги ... 478
Захист турбогенераторів, які працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги ... 490
Захист трансформаторів (автотрансформаторів) з обмоткою вищої напруги 3 кВ і вище і шунтувальних реакторів 500–750 кВ ... 495
Захист блоків генератор-трансформатор ... 502
Захист повітряних і кабельних ліній у мережах напругою 3–10 кВ з ізольованою нейтраллю ... 513
Захист повітряних і кабельних ліній у мережах напругою 20 кВ і 35 кВ з ізольованою нейтраллю ... 516
Захист ліній у мережах напругою 110–750 кВ з ефективно заземленою нейтраллю ... 518
Захист шин. Захист на обхідному, шиноз'єднувальному та секційному вимикачах ... 523
Захист синхронних компенсаторів ... 527
Бібліографія ... 528

ГЛАВА 3.3 Автоматика та телемеханіка ... 529

Сфера застосування ... 529
Нормативні посилання ... 530
Терміни та визначення понять ... 530
Позначення та скорочення ... 530
Автоматичне повторне ввімкнення ... 532
Автоматичне ввімкнення резервного живлення та устаткування ... 538
Увімкнення генераторів ... 541
Автоматичне регулювання збудження, напруги та реактивної потужності ... 542
Автоматичне регулювання частоти та активної потужності ... 544
Автоматичне запобігання порушенням стійкості ... 546
Автоматичне припинення асинхронного режиму ... 547
Автоматичне обмеження зниження або підвищення частоти ... 548
Автоматичне обмеження зниження напруги ... 553
Автоматичне обмеження підвищення напруги ... 553
Автоматичне запобігання перевантаженню устаткування ... 554
Телемеханіка ... 554

ГЛАВА 3.4 Вторинні кола ... 560

Сфера застосування ... 560
Нормативні посилання ... 560
Терміни та визначення понять ... 561
Позначення та скорочення ... 561
Загальні вимоги ... 562
Панелі і шафи керування, захисту та автоматики ... 571
Захист вторинних кіл від завад ... 576

РОЗДІЛ 4 РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ І ПІДСТАНЦІЇ 579

ГЛАВА 4.1 Розподільні установки напругою до 1,0 кВ змінного струму і до 1,5 кВ постійного струму 579

Сфера застосування 579
Терміни та визначення понять 579
Загальні вимоги 580
Установлення приладів і апаратів 580
Шини, проводи, кабелі 581
Конструкції розподільних установок 582
Установлення розподільних установок в електроприміщеннях 583
Установлення розподільних установок у приміщеннях, доступних невиробничому персоналу 584
Установлення розподільних установок просто неба 584

ГЛАВА 4.2 Розподільні установки і підстанції напругою понад 1 кВ 585

Сфера застосування 585
Терміни та визначення понять 585
Загальні вимоги 587
Відкриті розподільні установки 594
Закриті розподільні установки і підстанції 608
Установлення силових трансформаторів і реакторів 618
Розподільні установки і підстанції у виробничих приміщеннях 623
Щоглові трансформаторні підстанції і секційні пункти 625
Захист від грозових перенапруг 626
Захист від внутрішніх перенапруг 641
Захист від дії електричного та магнітного полів 642
Схеми електричні розподільних установок і підстанцій 643

Додаток А Групи електричних підстанцій відповідно до протипожежних заходів 653

ГЛАВА 4.3 Перетворювальні підстанції та установки 654

Сфера застосування 654
Нормативні посилання 654
Терміни та визначення понять 655
Загальні вимоги 655
Захист перетворювальних агрегатів 656
Розміщення устаткування, захисні заходи 658
Охолодження перетворювачів 660
Опалювання, вентиляція і водопостачання 661
Будівельна частина 662

ГЛАВА 4.4 Акумуляторні установки 663

Сфера застосування 663
Нормативні посилання 663
Терміни та визначення понять 664
Загальні вимоги 665
Розміщення акумуляторних батарей 666
Ошинування акумуляторних батарей 668
Будівельна частина 669
Санітарно-технічна частина 671

Додаток А Вимоги до вентиляції у разі установлення акумуляторів у приміщеннях і шафах ... 672

Бібліографія ... 673

РОЗДІЛ 5 ЕЛЕКТРОСИЛОВІ УСТАНОВКИ ... 674

ГЛАВА 5.1 Електромашинні приміщення ... 674

Сфера застосування ... 674
Нормативні посилання ... 674
Терміни та визначення понять ... 675
Позначення та скорочення ... 675
Загальні вимоги ... 675
Розміщення і встановлення електроустаткування ... 676
Змащування підшипників електричних машин ... 679
Вентиляція та опалювання ... 679
Будівельна частина ... 680

ГЛАВА 5.2 Генератори та синхронні компенсатори ... 682

Сфера застосування ... 682
Нормативні посилання ... 682
Терміни та визначення понять ... 683
Загальні вимоги ... 683
Охолодження і змащування ... 684
Системи збудження ... 688
Розміщення та встановлення генераторів, синхронних компенсаторів і їх допоміжного устаткування ... 691
Захист від грозових перенапруг ... 692

ГЛАВА 5.3 Електродвигуни та їх апарати керування і захисту ... 697

Сфера застосування ... 697
Нормативні посилання ... 697
Терміни та визначення понять ... 697
Позначення та скорочення ... 698
Загальні вимоги ... 698
Вибір електродвигунів ... 699
Установлення електродвигунів ... 700
Апарати керування ... 701
Захист асинхронних і синхронних електродвигунів напругою понад 1 кВ ... 703
Захист електродвигунів напругою до 1 кВ (асинхронних, синхронних і постійного струму) ... 707
Захист електродвигунів напругою понад 1 кВ від грозових перенапруг ... 709

ГЛАВА 5.6 Конденсаторні установки ... 712

Сфера застосування ... 712
Нормативні посилання ... 712
Терміни та визначення понять ... 713
Позначення та скорочення ... 713
Вибір схеми електричних з'єднань та устаткування ... 713
Захист конденсаторних установок ... 715
Електричні вимірювання ... 716
Розміщення конденсаторів ... 716

РОЗДІЛ 6 ЕЛЕКТРИЧНЕ ОСВІТЛЕННЯ 718

ГЛАВА 6.1 ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА **718**

Сфера застосування 718
Терміни та визначення понять 718
Загальні вимоги 719
Аварійне освітлення 722
Виконання та захист освітлювальних мереж 723
Захисні заходи безпеки 724

ГЛАВА 6.2 ВНУТРІШНЄ ОСВІТЛЕННЯ **726**

Загальні вимоги 726
Живильна освітлювальна мережа 727
Групова мережа 727

ГЛАВА 6.3 ЗОВНІШНЄ ОСВІТЛЕННЯ **729**

Джерела світла, установлення освітлювальних приладів і опор 729
Живлення установок зовнішнього освітлення 731
Виконання та захист мереж зовнішнього освітлення 732

ГЛАВА 6.4 СВІТЛОВА РЕКЛАМА, ЗНАКИ ТА ІЛЮМІНАЦІЯ **734**

ГЛАВА 6.5 КЕРУВАННЯ ОСВІТЛЕННЯМ **736**

Загальні вимоги 736
Керування внутрішнім освітленням 737
Керування зовнішнім освітленням 738

ГЛАВА 6.6 ОСВІТЛЮВАЛЬНІ ПРИЛАДИ ТА ЕЛЕКТРОУСТАНОВЛЮВАЛЬНЕ ОБЛАДНАННЯ **740**

Освітлювальні прилади 740
Електроустановлювальне обладнання 742

УЧАСНИКИ ПЕРЕГЛЯДУ 744

Нормативне виробничо-практичне видання

ПРАВИЛА УЛАШТУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Видання офіційне

Підписано до друку 24.03.2017 р.
Формат 70×100/16. Папір офсетний. Друк офсетний. Гарнітура Schoolbook.
Умов. друк. арк. 43,95. Обл.-вид. арк. 37,8. Тираж 500 прим. Зам. № 1703272

ТОВ «Видавництво «Форт»
Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи
до Державного реєстру видавців, виготівників
і розповсюджувачів видавничої продукції,
серія ДК №333 від 09.02.2001 р.
61023 м. Харків, а/с 10325. Тел. (057) 714-09-08