

НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ МІНПАЛИВЕНЕРГО УКРАЇНИ
НОРМИ

НОРМИ ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007

49010035

Видання офіційне

Київ

Міністерство палива та енергетики України

Об'єднання енергетичних підприємств

«Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики»
2007

ДОНЕЦЬКА
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА
ДОБІДКОВО-ІНФОРМАЦІЙНИЙ
ФОНД

ПЕРЕДМОВА

- 1 ЗАМОВЛЕНО: Об'єднання енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» (ОЕП «ГРІФРЕ»)
- 2 РОЗРОБЛЕНО: ДП «ДонОРГРЕС», ВАТ «ЛьвівОРГРЕС»
- 3 РОЗРОБНИКИ: Г. Шкуринський, В. Бочаров, В. Сприса
- 4 ВНЕСЕНО: Відділ розвитку та методологічного забезпечення надійної роботи електричних мереж Департаменту з питань електроенергетики Мінпалив-енерго України, В. Скрипниченко
- 5 УЗГОДЖЕНО: Заступник Міністра палива та енергетики України О. Шеберстов
Департамент з питань електроенергетики Мінпаливеноерго України,
С. Меженний
Об'єднання енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики»,
К. Сова
- 6 ЗАТВЕРДЖЕНО
ТА НАДАНО
ЧИННОСТІ: наказ Міністерства палива та енергетики України від 15 січня 2007 р. № 13
- 7 НА ЗАМІНУ ГKD 34.20.302-2002 Норми випробувань електрообладнання, затвердженого наказом Мін-паливеноерго України від 28.08.2002 р. № 503
- 8 ТЕРМІН
ПЕРЕВІРЕННЯ: 2012 рік

Право власності на цей документ належить ОЕП «ГРІФРЕ». Відтворювати, тиражувати і розповсюджувати його повністю чи частково на будь-яких носіях інформації без офіційного дозволу заборонено.

Стосовно врегулювання прав власності треба звертатися до ОЕП «ГРІФРЕ».

© ОЕП «ГРІФРЕ», 2007



МІНІСТЕРСТВО ПАЛИВА ТА ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

НАКАЗ

15 січня 2007 р.

м. Київ

№ 13

Про затвердження та введення в дію нормативного документа «Норми випробування електрообладнання»

З метою забезпечення якісного контролю за станом електрообладнання

НАКАЗУЮ:

1. Затвердити та ввести в дію через 90 днів з дати підписання цього наказу нормативний документ «Норми випробування електрообладнання» (далі — Норми), що додається.

2. Визнати таким, що втратив чинність «Норми випробувань електрообладнання», затверджений наказом Мінпаливеноерго України від 28 серпня 2002 року № 503.

3. Госпрозрахунковому підрозділу «Науково-інженерний енергосервісний центр» інституту «Укрсільенергопроект» (Білоусов В.І.) ввести Норми до реєстру і комп'ютерного банку даних чинних нормативних документів Мінпаливеноерго.

4. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» (Сова К.В.) забезпечити видання необхідної кількості примірників Норм та їх надходження підприємствам електроенергетики відповідно до їх замовлень та фактичної оплати.

5. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Шеберстова О.М.

Міністр

Ю. БОЙКО

	С.
1 Сфера застосування.....	1
2 Нормативні посилання.....	2
3 Скорочення, терміни та визначення понять.	7
4 Загальні положення.....	10
5 Синхронні генератори, компенсатори і колекторні збудники.....	19
6 Машини постійного струму (крім збудників).	51
7 Електродвигуни змінного струму.....	54
8 Силові трансформатори, автотрансформатори та масляні реактори загального призначення.....	60
9 Вимірювальні трансформатори.	70
10 Масляні та електромагнітні вимикачі.....	81
11 Повітряні вимикачі.	87
12 Вимикачі навантаження.	92
13 Високовольтні вакуумні вимикачі.....	94
14 Елегазові вимикачі.....	101
15 Роз'єднувачі, відокремлювачі та короткозамикачі.	105
16 Комплектні розподільні установки внутрішнього (КРУ) та зовнішнього (КРУВ) установлення.....	109
17 Комплектні екрановані струмопроводи 6 кВ і вище.	111
18 Контактні з'єднання проводів, грозозахисних тросів, збірних та з'єднувальних шин.	115
19 Струмообмежувальні сухі реактори.	118

20 Конденсатори.....	118
21 Вентильні розрядники та обмежувачі перенапруг.....	120
22 Трубчасті розрядники.	131
23 Запобіжники на напругу вище 1 кВ.	133
24 Уводи та прохідні ізолятори.....	134
25 Підвісні, опірні та опірно-стрижневі ізолятори.	143
26 Трансформаторне масло.	149
27 Апарати, вторинні кола та електропроводка на напругу до 1000 В.	155
28 Повітряні лінії електропередавання.....	158
29 Акумуляторні батареї.....	161
30 Заземлювальні пристрої.....	165
31 Силові кабельні лінії.	173
Додаток А Періодичність випробування електрообладнання.....	182
Додаток Б Інструкція з увімкнення в роботу обертових електричних машин.	189
Додаток В Норми випробування генераторів і синхронних компенсаторів під час ремонту обмоток.	200
Додаток Г Норми випробування електродвигунів змінного струму під час ремонту обмоток.	238
Додаток Д Контроль стану ізоляції трансформаторів перед введенням до експлуатації.	244
Додаток Е Контроль стану ізоляції трансформаторів після капітального ремонту.	257

ВСТУП

Цей керівний нормативний документ «Норми випробування електрообладнання», переглянутий на підставі Рішення Правління ОЕП «ГРІФРЕ» від 20.07.2004, протокол № 25, договору № 310/04.30515 від 15.11.04р. та додаткової угоди № 1 від 10.02.06 до договору № 310 від 15.11.04 р., установлює основні вимоги щодо норм випробування електрообладнання.

Ці Норми розроблені згідно з вимогами чинних нормативних документів на заміну ГКД 34.20.302—2002 «Норми випробувань електрообладнання». Під час перегляду Норм внесені зміни згідно з вимогами ГКД 34.20.507—2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», ДНАОП 1.10-1.01—97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок» тощо, а також передового експлуатаційного досвіду.

З набранням чинності цим нормативним документом припиняється застосування на території України попереднього видання ГКД 34.20.302—2002 «Норми випробувань електрообладнання».

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства палива
та енергетики України
від 15 січня 2007 р. № 13

СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007

НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ МІНПАЛИВЕНЕРГО УКРАЇНИ

НОРМИ

НОРМИ ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Чинний від 2007-04-15

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Ці Норми, обсяги та періодичність випробування електрообладнання (далі — Норми) поширюються на основне і допоміжне електрообладнання електроустановок, які беруть участь у виробленні, перетворенні, передаванні та розподілі електроенергії.

1.2 Ці Норми поширюються на всі суб'єкти та об'єкти електроенергетики незалежно від їх відомчої належності та форм власності.

1.3 Ці Норми встановлюють нормовані показники вимірювань, випробувань і діагностики електрообладнання електроустановок та обсяги і періодичність їх проведення.

1.4 З введенням цього документа втрачають силу відповідні розділи, що стосуються об'ємів, періодичності і

Видання офіційне

норм випробувань, наведених в інших документах (крім заводських інструкцій на електрообладнання), виданих після 2000 року, якщо окремі їх вимоги не співпадають з вимогами цих Норм.

1.5 Документи, що знову розробляються, необхідно узгоджувати з питань об'ємів, періодичності і норм випробування з вимогами цього документа.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цих Нормах є посилання на такі нормативні документи:

ГОСТ 9.602—89 ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии (ЕСЗКС. Споруди підземні. Загальні вимоги до захисту від корозії)

ГОСТ 667—73 Кислота серная аккумуляторная. Технические условия (Кислота сірчана акумуляторна. Технічні умови)

ГОСТ 981—75 Масла нефтяные. Метод определения стабильности против окисления (Масла нафтові. Метод визначення стабільності проти окислювання)

ГОСТ 982—80 Масла трансформаторные. Технические условия (Масла трансформаторні. Технічні умови)

ГОСТ 1516.1—76 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции (Електрообладнання змінного струму на напруги від 3 до 500 кВ. Вимоги до електричної міцності ізоляції)

ГОСТ 1516.2—97 Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции (Електрообладнання і електроустановки змінного струму на напругу 3 кВ та вище. Загальні методи випробувань електричної міцності ізоляції)

ГОСТ 1516.3—96 Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции (Електрообладнання змінного струму на напругу від 1 до 750 кВ. Вимоги до електричної міцності ізоляції)

ГОСТ 1547—84 Масла и смазки. Метод определения наличия воды (Масла і мастила. Метод визначення наявності води)

ГОСТ 17216—71 Промышленная чистота. Классы чистоты жидкостей (Промислова чистота. Класи чистоти рідин)

ГОСТ 3484.1—88 (СТ СЭВ 1070—78) Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний (Трансформатори силові. Методи електромагнітних випробувань)

ГОСТ 3484.3—88 (СТ СЭВ 5266—85) Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции (Трансформатори силові. Методи вимірювань діелектричних параметрів ізоляції)

ГОСТ 3484.5—88 Трансформаторы силовые. Испытания баков на герметичность (Трансформатори силові. Випробування баків на герметичність)

ГОСТ 5985—79 Нефтепродукты. Методы определения кислотности и кислотного числа (Нафтопродукти. Методи визначення кислотності і кислотного числа)

ГОСТ 6307—75 (СТ СЭВ 3967—83) Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей (Нафтопродукти. Метод визначення наявності водорозчинних кислот і лугів)

ГОСТ 6356—75 (СТ СЭВ 1495—79) Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле (Нафтопродукти. Метод визначення температури спалаху в закритому тиглі)

ГОСТ 6370—83 (СТ СЭВ 2876—81) Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических

примесей (Нафта, нафтопродукти і присадки. Метод визначення механічних домішок)

ГОСТ 6581—75 Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний (Матеріали електроізоляційні рідкі. Методи електричних випробувань)

ГОСТ 6709—72 Вода дистиллированная. Технические условия (Вода дистильована. Технічні умови)

ГОСТ 7822—75 Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды (Масла нафтові. Метод визначення розчиненої води)

ГОСТ 10121—76 Масло трансформаторное селективной очистки. Технические условия (Масло трансформаторное селективного очищення. Технічні умови)

ГОСТ 10693—81 Е (СТ СЭВ 1099—86) Вводы конденсаторные герметичные на номинальные напряжения 110 кВ и выше. Общие технические условия (Вводи конденсаторні герметичні на номінальні напруги 110 кВ і вище. Загальні технічні умови)

ГОСТ 15150—69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнение для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранение и транспортирование в части воздействия климатических факторов внешней среды (Машины, прилади і інші технічні вироби. Виконання для різних кліматичних районів. Категорії, умови експлуатації, збереження і транспортування в частині впливу кліматичних факторів зовнішнього середовища)

ГОСТ 15543—70 Изделия электротехнические. Исполнение для различных климатических районов. Условия эксплуатации в части воздействия климатических факторов внешней среды (Вироби електротехнічні.

Виконання для різних кліматичних районів. Умови експлуатації в частині впливу кліматичних факторів зовнішнього середовища)

ГОСТ 19296—73 Масла нефтяные. Фотоэлектроколориметрический метод определения натровой пробы (Масла нафтові. Фотоэлектроколориметричний метод визначення натрової проби)

ГОСТ 20287—91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания (Нафтопродукти. Методи визначення температур текучості та застигання)

Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-е издание, переработанное и дополненное. — М.: Энергоатомиздат, 1986 (Правила улаштування електроустановок (ПВЕ), 6-те видання, перероблене і доповнене. — М.: Енергоатомвидав, 1986)

ТУ 34.38.20217—89 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Общие технические условия на капитальный ремонт (Трансформатори силові масляні загального призначення. Загальні технічні умови на капітальний ремонт)

РД 16.363—87 Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию, утверждены Главным техническим управлением Минэнерго СССР от 01.01.87 (Трансформатори силові. Транспортування, розвантаження, збереження, монтаж і введення до експлуатації), затверджені Головним технічним управлінням Міненерго СРСР від 01.01.87)

РД 34.46.301—78 Методические указания по обнаружению повреждений в силовых трансформаторах с помощью анализа растворенных в масле газов, утверждены Главным техническим управлением Минэнерго СССР от 25.05.78 (Методичні вказівки з виявлення ушкоджень в силових трансформаторах за допомогою аналізу розчине-

них в маслі газів, затверджені Головним технічним управлінням Міністерства Енергетики України від 25.05.78)

ГНД 34.20.303—2003 Випробування та контроль стану заземлювальних пристроїв електроустановок. Типова інструкція, затверджена наказом Міністерства Енергетики України від 16.12.2003 № 754

ГКД 34.20.507—2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила, затверджені наказом Міністерства Енергетики України від 13.06.2003 № 296

ГКД 34.35.512—2002 Средства защиты от перенапряжений в электроустановках 6—750 кВ (Засоби захисту від перенапруг у електроустановках 6—750 кВ), затверджений наказом Міністерства Енергетики України від 17.12.2002 № 731

ГКД 34.43.101—97 Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел, затверджений Міністерства Енергетики України від 17.01.97

ГКД 34.46.501—2003 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації, затверджена наказом Міністерства Енергетики України від 19.03.2003 № 137

ГКД 34.47.502—2003 Маслонаповнені вводи напругою 110—750 кВ. Типова інструкція з експлуатації, затверджена наказом Міністерства Енергетики України від 19.03.2003 № 138

ГНД 34.50.501—2003 Експлуатація стаціонарних свинцево-кислотних акумуляторних батарей, затверджений наказом Міністерства Енергетики України від 16.12.2003 № 755

СОУ-Н-МПЕ 40.1.46.301:2005 Перевірка ізоляції трансформаторів струму 330—750 кВ під робочою напругою. Методичні вказівки

СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки

Сборник директивных материалов. Электротехническая часть. Издание 4-е, переработанное и дополненное. Раздел 9.7 «О предупреждении аварий из-за повреждения опорно-стержневых изоляторов напряжением 35 и 110 кВ». — М.: СПО ОРГРЭС, 1992 (Збірник директивних матеріалів. Електротехнічна частина. Видання 4-те, перероблене і доповнене. Розділ 9.7 «Про попередження аварій через пошкодження опорно-стрижневих ізоляторів напругою 35 і 110 кВ». — М.: СПО ОРГРЕС, 1992)

3 СКОРОЧЕННЯ, ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

3.1 Скорочення

Нижче подано скорочення, вжиті в цих Нормативах:

АГП — автомат гасіння поля

АПВ — автоматичне повторне вмикання

ВРУ — відкрита розподільна установка

КЗ — коротке замикання

КІВ — контроль ізоляції вводів

КРУ — комплектна розподільна установка

КРУВ — комплектне розподільне устаткування для експлуатації на відкритому просторі

К — випробування під час капітального ремонту обладнання

М — профілактичні (міжремонтні) випробування (під час поточної експлуатації), встановлюються також технічним керівником виходячи з надійності роботи електрообладнання, нагромадження даних тощо

НХ — неробочий хід

П — приймально-здавальні випробування після монтажу або реконструкції обладнання

ПБЗ — пристрій перемикання без збудження

ПЛ — повітряна лінія

РУ — розподільна установка

Т — вимірювання та випробування під час поточних ремонтів

3.2 Терміни та визначення понять

Нижче подано терміни, вжиті в цих Нормах, та визначення позначених ними понять:

Технічний керівник — головний інженер, технічний директор, головний енергетик (технічний механік)

Клас напруги електрообладнання — номінальна міжфазна напруга електричної мережі, для роботи в якій призначене електрообладнання

Мережа з компенсацією ємнісних струмів — електрична мережа з заземленою через дугогасний реактор нейтраллю

Глухозаземлена нейтраль — нейтраль трансформатора або генератора, приєднана до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір

Ізольована нейтраль — нейтраль трансформатора або генератора, не приєднана до заземлювального пристрою або приєднана до нього через прилади сигналізації, вимірювань, захисту, заземлювальні дугогасні реактори і подібні їм пристрої, які мають великий опір

Сертифікація — процедура, за допомогою якої визначений в установленому порядку орган документально засвідчує відповідність продукції, системи якості, системи управління якістю, системи управління довкілля, персоналу встановленим законодавством вимогам

Обладнання, яке перебуває в резерві — вимкнене за заявкою або командою (узгодженням) диспетчера обладнання, готове до увімкнення за командою диспетчера, а також запасне електрообладнання і його деталі, які знаходяться в аварійному резерві

Каскадне електрообладнання (каскад) — електрообладнання, яке являє собою конструкцію, складену з декількох послідовно увімкнених елементів (трансформатори струму, напруги і інше)

Апарати — силові вимикачі, вимикачі навантаження, роз'єднувачі, відокремлювачі, короткозамикачі, заземлювачі, запобіжники, вентильні розрядники, обмежувачі перенапруг, комплектні розподільні пристрої, комплектні екрановані струмопроводи, конденсатори

Випробувальна напруга частоти 50 Гц — діюче значення напруги змінного струму, яке повинна витримувати впродовж заданого часу внутрішня і зовнішня ізоляція електрообладнання за певних умов випробувань

Випробувальна випрямлена напруга — амплітудне значення випрямленої напруги, яка прикладається до електрообладнання впродовж заданого часу за певних умов випробувань

Електрообладнання з нормальною ізоляцією — електрообладнання, призначене для використання в електроустановках, які піддаються дії атмосферних перенапруг, за звичайних заходів грозозахисту

Електрообладнання з полегшеною ізоляцією — електрообладнання, призначене для використання тільки в електроустановках, які не піддаються дії атмосферних перенапруг або за спеціальних заходів грозозахисту, обмежуючих амплітуду атмосферних перенапруг до значень, що не перевищують амплітуду однохвилинної випробувальної напруги частоти 50 Гц

Гранично допустиме значення параметра — найбільше або найменше значення параметра, яке може мати працездатне електрообладнання

Справний стан — стан електрообладнання, за якого воно відповідає усім вимогам конструкторської та нормативно-технічної документації

Ресурс — напрацювання електрообладнання від початку його експлуатації або його відновлення після ремонту до переходу в стан, за якого його експлуатація неприпустима або недоцільна

Контроль технічного стану — перевірка відповідності значень параметрів електрообладнання вимогам цих Норм

Ремонт за технічним станом — ремонт, обсяг і час проведення якого визначається станом електрообладнання за результатами контролю, який провадиться з періодичністю та в обсязі, встановленими цими Нормами

Випробування — експериментальне визначення якісних і (або) кількісних характеристик електрообладнання внаслідок дії на нього факторів, регламентованих цими Нормами

Виміри — знаходження значення фізичної величини дослідним шляхом за допомогою технічних заходів, які мають нормовані метрологічні властивості

Похибка вимірювання — допустимі границі похибки, які визначаються стандартизованою або атестованою методикою вимірів

4 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

4.1 Для електрообладнання, що знаходиться в роботі, в усіх можливих випадках потрібно використовувати методи випробувань і вимірювань під робочою напругою без виведення його з роботи. Методики проведення таких випробувань (якщо їх не передбачено Нормами та не відображено в інших галузевих нормативних документах) необхідно узгоджувати з Мінпаливенерго України.

4.2 Випробування одиничного електрообладнання, яке входить в єдині комплекси, системи, агрегати, потрібно провадити відповідно до Норм і вказівок виробника. В цілому, випробування і перевірку комплексів і систем, таких як

тиристорні пускові установки, регульований електропривід, системи збудження синхронних генераторів і компенсаторів тощо, виконують згідно з чинними методиками та заводською документацією.

4.3 Під час проведення випробувань імпортного обладнання слід керуватися інструкціями виробників та вимогами цих Норм, якщо вони не суперечать вимогам інструкцій.

4.4 Випробування, вимірювання та діагностику електрообладнання необхідно провадити згідно з вимогами галузевих правил безпечної експлуатації електрообладнання електроустановок.

4.5 Електричні випробування ізоляції електрообладнання та відбір проб трансформаторного масла з баків апаратів необхідно провадити за температури ізоляції, не нижчої ніж 5 °С, крім спеціально передбачених Нормами випадків, коли необхідна більш висока температура.

В окремих випадках (наприклад під час приймально-здавальних випробувань) за рішенням технічного керівника підприємства вимірювання tgδ, опору ізоляції та інші вимірювання електрообладнання на напругу до 35 кВ можна провадити за більш низької температури. Вимірювання характеристик ізоляції, які виконані за від'ємних температур, необхідно повторити в якомога коротші терміни за температури ізоляції, не нижчої ніж 5 °С.

У разі потреби визначення вологовмісту в маслі відбір проби провадити за температури, не нижчої ніж 20 °С.

4.6 Характеристики ізоляції електрообладнання необхідно вимірювати за однотипними схемами. Рекомендується провадити ці вимірювання за однакової (або найближчої, що відрізняється не більше ніж на ±5 °С) температури ізоляції. Результати вимірювань характеристик ізоляції необхідно приводити до температури, за якої провадилися попередні вимірювання (що вказана в паспорті, під час монтажу, після капітального ремонту тощо).

4.7 Під час контролю параметрів електрообладнання під робочою напругою необхідно забезпечити заходи безпеки, які в будь-якому випадку виключають попадання робочої напруги на засоби вимірювання, з якими може бути контакт персоналу.

4.8 До проведення вимірювань і випробувань, передбачених Нормами, все електрообладнання після виведення з роботи повинно пройти зовнішній огляд, операції повузлового контролю, очищення від забруднень (крім обертових машин, які знаходяться в експлуатації), усунення виявлених дефектів, перевірку механізмів приведення до дії тощо згідно з інструкцією з експлуатації та документами на ремонт.

4.9 Електрообладнання після ремонту випробують в обсязі, що визначається Нормами. До проведення ремонту виконують випробування для встановлення обсягу і характеру ремонту, а також для одержання початкових даних, з якими порівнюють результати післяремонтних випробувань.

4.10 Оцінювання стану ізоляції електрообладнання, яке знаходиться в тривалому резерві, а також частин і деталей електрообладнання аварійного резерву, необхідно провадити згідно з регламентованим строком їх збереження. Періодичність контролю встановлює керівник підприємства в залежності від умов збереження. Протягом цього часу нормативи бракування масла та ізоляції об'єкта, що знаходяться під контролем, необхідно приймати на тому ж рівні, що й для об'єкта, який знов уводиться в роботу.

4.11 Електрообладнання та елементи ізоляції на номінальну напругу, що перевищує номінальну напругу електроустановки, в якій вони експлуатуються, можуть випробуватися підвищеною напругою промислової частоти за нормами, установленними для класу ізоляції даної електроустановки.

4.12 Випробування підвищеною напругою є обов'язковим для електрообладнання на напругу до 35 кВ; для електрообладнання на напругу понад 35 кВ — лише за наявності випробних пристроїв, якщо в Нормх не передбачена безумовна необхідність проведення цього випробування.

Під час експлуатації допускається провадити випробування електрообладнання підвищеною напругою — 90 % від величини випробувальної напруги під час приймально-здавальних випробувань.

Для електрообладнання на напругу до 35 кВ, яке виготовлене з 01 січня 1999 року і пройшло перевірку на заводі-виробнику на відсутність часткових розрядів, величина випробної напруги визначається згідно з вимогами ГОСТ 1516.3.

Випробування деталей із органічних матеріалів необхідно провадити напругою 2,5 кВ на 1 см довжини.

4.13 Під час випробування ізоляції обмоток обертових машин, трансформаторів і реакторів підвищеною напругою промислової частоти необхідно випробувати по черзі кожне електрично незалежне коло або паралельну вітку (в останньому випадку за наявності повної ізоляції). При цьому один полюс випробного пристрою з'єднують з виводом випробної обмотки, а інший — із заземленим корпусом випробного електрообладнання, з яким на весь час випробувань даної обмотки електрично з'єднують всі інші обмотки.

Обмотки, які з'єднані між собою наглухо і не мають виведених двох кінців кожної фази або вітки, випробовують відносно корпусу без їх роз'єднання, при цьому величину випробної напруги визначають за мінімальним рівнем ізоляції відводу.

4.14 Швидкість підйому напруги до однієї третьої випробного значення може бути довільною. Надалі випробну

напругу піднімають плавно зі швидкістю, яка дає можливість провадити візуальний контроль за вимірювальними приладами і за досягнення встановленого значення підтримують незмінною протягом усього часу випробування. Після необхідної витримки напругу плавно знижують до значення, не більшого однієї третьої випробної напруги, і вимикають.

Під тривалістю випробування розуміють час подання повної випробної напруги, яка встановлюється Нормами.

4.15 До і після випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти або випрямленою напругою опір ізоляції вимірюють за допомогою мегаомметра. За опір ізоляції приймають однохвилинне значення виміряного опору R_{60} .

4.16 Під час вимірювання характеристик ізоляції електрообладнання враховують випадкові і систематичні похибки, зумовлені похибками засобів вимірювальних приладів і апаратів, допоміжними ємностями та індуктивними зв'язками між елементами вимірювальної схеми, дією температури, впливом зовнішніх електромагнітних і електростатичних полів на вимірювальний пристрій, похибками методу тощо. Під час вимірювання струму витoku (струму провідності), за необхідності, враховують пульсацію випрямленої напруги. Для усунення пульсації застосовують згладжувальні конденсатори.

4.17 Норми тангенса кута діелектричних втрат ізоляції електрообладнання та струму провідності розрядників і обмежувачів перенапруг наведено для вимірювань, виконаних за температури обладнання 20 °С. Під час вимірювання тангенса кута діелектричних втрат ізоляції електрообладнання одночасно визначають також і її ємність.

4.18 Випробування напругою 1 кВ промислової частоти можна замінити вимірюванням однохвилинного значення опору ізоляції мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Ця заміна

не допускається під час випробування відповідальних обертюв машин і кіл релейного захисту та електроавтоматики, а також у випадках, зазначених у відповідних розділах Норм.

4.19 Дослід неробочого ходу (НХ) за зниженої напруги силових трансформаторів провадять на початку всіх випробувань і вимірювань до подавання на обмотки трансформатора постійного струму, тобто до вимірювання опору ізоляції та опору обмоток постійному струму, прогрівання трансформатора постійним струмом тощо.

4.20 Температуру ізоляції електрообладнання визначають таким чином:

— для силового трансформатора, який не піддавався нагріву, приймають температуру верхніх шарів масла, виміряну термометром, або по закладених термоперетворювачах опору;

— для трансформатора, що 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 температуру навколишнього середовища;

— для електричних машин, що піддавалися нагріву, приймають середню температуру обмотки, яку визначають за її опором постійному струму, або по закладених термоперетворювачах опору;

— для трансформаторів струму приймають середньодобову температуру навколишнього середовища;

— для ввoдів, установлених на масляному вимикачі або на силовому трансформаторі, який не піддавався нагріву, приймають температуру масла в баку вимикача або силового трансформатора;

— для вводів, установлених на силовому трансформаторі, який піддавався нагріву, температуру ізоляції вводу визначають відповідно до ГКД 34.47.502.

4.21 У разі порівняння результатів вимірювань враховують температуру, за якої провадилися вимірювання, і вносять поправки відповідно до вимог заводських інструкцій.

4.22 Під час проведення декількох видів випробувань ізоляції електрообладнання перед випробуванням підвищеною напругою необхідно пильно оглянути та визначити стан ізоляції іншими методами.

Електрообладнання, забраковане під час зовнішнього огляду або за результатами випробувань і вимірювань, необхідно замінити або відремонтувати.

4.23 За відсутності необхідної випробної апаратури змінного струму дозволяється випробувати електрообладнання розподільчих пристроїв (напругою до 20 кВ) підвищеною випрямленою напругою, яка має дорівнювати півторакратному значенню випробної напруги промислової частоти.

Якщо випробування випрямленою напругою або напругою промислової частоти провадять без розшиновки електрообладнання розподільних пристроїв, то значення випробної напруги приймають за нормами для електрообладнання з найнижчим рівнем випробної напруги.

Випробування підвищеною напругою ізоляторів і трансформаторів струму, з'єднаних із силовими кабелями 6—10 кВ, провадять без розшиновки разом з кабелями за нормами, прийнятими для силових кабелів. Випробування підвищеною напругою без розшиновки електрообладнання провадять для кожної фази окремо, за заземлених двох інших.

4.24 Пристрої релейного захисту, електроавтоматики та їх кола перевіряють з періодичністю і в обсязі, наведеному у відповідних нормативних документах.

4.25 Місцеві інструкції та системи планово-попереджувального ремонту повинні відповідати вимогам цих Норм.

4.26 Висновок про придатність електрообладнання 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 початковими їх значеннями, а також з результатами попередніх вимірювань.

Значення параметрів приводять до температури, за якої отримані дані, щодо яких проводять порівняння.

Під початковими значеннями вимірювальних параметрів розуміють значення, занесені в паспорти і протоколи заводських випробувань. Після проведення капітального ремонту, а також реконструкції електрообладнання під початковими значеннями розуміють результати вимірювань, одержані після цих ремонтів (реконструкції).

4.27 Відбраковування вводів, апаратів, вимірювальних і силових трансформаторів, а також іншого електрообладнання за станом ізоляції провадять лише на основі розгляду усього комплексу вимірювань і характеристик масла, а також із урахуванням вказівок, зазначених у відповідних розділах Норм.

4.28 Прийняті в Нормах бракувальні нормативи з вказівками «не менше ніж» є найменшими, а «не більше ніж» — найбільшими. Усі числові значення «від» і «до», зазначені в Нормах, необхідно приймати включно.

4.29 Обсяги і терміни проведення вимірювань та випробувань електрообладнання, яке знаходиться в експлуатації, можуть змінюватися за рішенням керівника з технічних питань підприємства з урахуванням технічного стану електроустановок, терміну їх служби та результатів діагностики електрообладнання.

4.30 У разі відхилення значень окремих параметрів, які визначають під час випробування, за встановлені Нормами межі для визначення причин цього і більш повної оцінки стану електрообладнання та його окремих вузлів, а також прийняття рішення про можливість його подальшої експлуатації, рекомендується провадити додаткові випробування і вимірювання, вказані у Нормах. Дозволяється провадити випробування і вимірювання, не передбачені цими Нормами, за умови, що рівень випробувальних величин не перевищить вказаного в Нормах та інструкціях заводів-виробників.

4.31 Тепловізійний контроль стану електрообладнання всіх типів виконувати згідно з вимогами нормативного документа, затвердженого Мінпаливенерго.

4.32 Результати вимірювань та випробувань оформляють протоколами, записами у формулярах або вносять до магнітних носіїв.

4.33 Якщо вимоги заводських інструкцій щодо обсягів, періодичності і норм випробувань електрообладнання, яке виготовлене після 2000 року, не співпадають з вимогами цих Норм, то необхідно керуватися вимогами заводських інструкцій.

Коли інструкціями заводів-виробників, не узгодженими з Мінпаливенерго України, передбачені інші, у порівнянні з Нормами, вимоги до обладнання, яке вводиться в експлуатацію, необхідно керуватися вимогами цих Норм.

4.34 Усі чинні в енергетичній галузі керівні і нормативні документи з питань технічної експлуатації та інструкції з експлуатації повинні бути приведені у відповідність до вимог цих Норм.

4.35 Періодичність випробувань електрообладнання наведено в додатку А.

5 СИНХРОННІ ГЕНЕРАТОРИ, КОМПЕНСАТОРИ І КОЛЕКТОРНІ ЗБУДНИКИ

Періодичність вимірювань і випробувань турбо- і гідро-генераторів, а також збудників під час експлуатації, як правило, визначається періодичністю проведення ремонту турбін, регламентованого ГКД 34.20.507.

Обсяг вимірювань і випробувань генераторів (збудників) повинен відповідати:

- під час приймально-здавального випробування (першого увімкнення) (П) — 5.1—5.10, 5.13—5.35;
- під час капітального ремонту генератора (турбіни) (К) — 5.1—5.9, 5.11, 5.15—5.35;
- під час поточного ремонту генераторів (турбін) (Т) — 5.2, 5.16, 5.22—5.24, 5.27—5.30, 5.32, 5.34, 5.35;
- під час поточної експлуатації (М) за ГКД 34.20.507 та в строки, визначені технічним керівником енергопідприємства, — 5.2, 5.4, 5.12, 5.13, 5.16, 5.17, 5.22, 5.24, 5.27—5.29, 5.35.

Примітка 1. Генератори на напругу вище 1 кВ, потужністю, меншою ніж 1 МВт, дозволено випробувати за 5.1, 5.2, 5.4, 5.5, 5.7—5.9, 5.17, 5.18, 5.35.

Примітка 2. Генератори на напругу до 1 кВ, незалежно від потужності, дозволено випробувати за 5.1, 5.2, 5.4, 5.5, 5.7, 5.9, 5.17, 5.18.

Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань синхронних компенсаторів повинні відповідати наведеним нижче:

- під час приймально-здавального випробування (першого увімкнення) (П) — 5.1—5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9, 5.13, 5.17, 5.20—5.24, 5.27, 5.35;
- під час поточної експлуатації (М) не менше одного разу на чотири-п'ять років — 5.2—5.5, 5.17, 5.20—5.24, 5.27, 5.35.

5.1 П, К Умови введення в роботу синхронних генераторів і компенсаторів*

Після монтажу і капітального ремонту генератори, як правило, вводять в роботу без сушіння.

Під час вирішення питання про необхідність сушіння компаундованої, термореактивної та гільзової ізоляції обмотки статора генератора необхідно керуватися вказівками додатка Б.

Після перепаювання з'єднань у генераторів з гільзовою ізоляцією підсушування обов'язкове.

У разі попадання води на обмотку під час роботи генератора (внаслідок течі газоохолодників або за інших причин), а також великої кількості води за особливих обставин (гасіння пожежі, затоплення тощо) допустимість включення генератора в роботу визначають згідно з Б.1; Б.6 (додаток Б). Норми та умови проведення профілактичних випробувань наведено в Б.6 (додаток Б).

5.2 П, К, Т, М Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром. Допустимі значення опору ізоляції зазначено в таблиці 1.

5.3 П, К 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.

Для випробування обмоток статорів генераторів, які вперше вводять до експлуатації, випрямлену випробувальну напругу приймають згідно з таблицею 2.

Під час експлуатації ізоляцію обмотки статора випробують випрямленою напругою в генераторах, починаючи з потужності 5000 кВт.

* Далі — генераторів

Таблиця 1 — Допустимі значення опору ізоляції

Випробний елемент	Періодичність вимірювання	Напруга мегаомметра, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм	Примітка
Обмотка статора	П, К, Т ¹⁾ , М	3 2,5/1/0,5 ²⁾	4 Для генераторів, які вводять до експлуатації, граничне значення опору ізоляції однієї фази або вітки обмотки і відношення R_{90}/R_{15} регламентують вказівками додатка Б. Для генераторів, які знаходяться в експлуатації, граничне значення опору ізоляції і відношення R_{90}/R_{15} не нормується, але його необхідно враховувати під час вирішення питання про необхідність сушіння машини	5 Кожна фаза або вітка окремо відносно корпусу та інших заземлених фаз або віток. Опір ізоляції у генераторах з водним охолодженням обмотки статора вимірюють без води в обмотці за з'єднаних з екраном мегаомметра водозбірних колекторів, ізолюваних від зовнішньої системи охолодження
Обмотка ротора	П, К, Т ¹⁾ , М	1 (допускається 0,5)	Не менше ніж 0,5	За температури від 10 °С до 30 °С. Дозволяється 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

1	2	3	4	5
				0,5 МОм за температури від 10 °С до 30 °С дозволяється лише за узгодженням з заводом-виробником
Кола збудження генератора і колекторного збудника з усією приєднаною апаратурою (без обмоток ротора і збудника)	П,К,Т ¹⁾ ,М	1 (допускається 0,5)	Не менше ніж 1,0	—
Обмотка колекторних збудника і підзбудника	П,К,Т ¹⁾ ,М	1	Не менше ніж 0,5	
Бандажі якоря та колектора збудника і підзбудника	П,К	1	Не менше ніж 1,0	За заземленої обмотки якоря
Ізольовані стяжні болти сталі статора (доступні для вимірювання)	П,К	1	Те саме	
Підшипники	П,К	1	Не менше ніж 0,3 для гідрогенераторів і 1,0 для турбогенераторів та компенсаторів	Для гідрогенераторів вимірювання проводять, якщо дозволяє конструкція генератора і якщо в заводській інструкції не зазначені більш жорсткі норми
Водневі ущільнення вала	П,К	1	Не менше ніж 1,0	
Щити вентиляторів турбогенераторів серії ТВВ	П,К	1	Не менше ніж 0,5	Вимірюється відносно внутрішнього щита та між напівщитами вентиляторів
Щити вентиляторів турбогенераторів серії ТГВ	П,К	1	Не менше ніж 1,0	

Кінець таблиці 1

1	2	3	4	5
Дифузор і обтікач турбогенераторів серії ТГВ	П,К	0,5	Те саме	Вимірюється між ущільненням і заднім диском дифузора, дифузоровим і внутрішнім щитом, між половинками обтікача
Термоперетворювачі опору зі з'єднувальними проводами, з урахуванням з'єднувальних проводів, прокладених усередині генераторів: — у пазах осердя статора; — у інших місцях електричної машини	П,К	0,5 0,25	Не менше ніж 1,0 Не менше ніж 1,0	— —
Кінцевий вивід обмотки статора турбогенераторів серії ТГВ	П,К	2,5	1000	Норму дано за температури від 10°С до 30°С. Вимірювання проводять до з'єднання виводу з обмоткою статора.
¹⁾ Опір ізоляції обмоток статора, ротора та систем збудження з безпосереднім водяним охолодженням вимірюють під час поточних ремонтів лише в тих випадках, коли не потрібно провадити спеціально для цього демонтажні роботи; за необхідності допускається провадити вимірювання разом з ошиновкою. ²⁾ Опір ізоляції вимірюють за номінальної напруги обмотки, не вищої ніж 0,5 кВ, мегаомметром на 0,5 кВ; вищої ніж 0,5 кВ до 1 кВ — мегаомметром на 1 кВ; вищої ніж 1 кВ — мегаомметром на 2,5 кВ.				

Таблиця 2 — Випробна випрямлена напруга для обмоток статорів генераторів

Номинальна 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 серії ТГВ-200 і ТГВ-300 приймають відповідно 40 кВ і 50 кВ.	

Для генераторів, що знаходяться в експлуатації, значення випробної випрямленої напруги приймають рівним 1,6 випробної напруги промислової частоти, але не вище напруги, якою випробувався генератор під час введення до експлуатації.

Струми виток для побудови кривих залежності їх від напруги необхідно виміряти не менше ніж за п'яти рівних ступенів напруги. На кожному ступені напругу витримують протягом 1 хв, відлік струмів виток провадять за 15 с і 60 с. За характером змінювання залежності струму виток від випробної напруги, асиметрії струмів по фазах і за характером змінювання струму протягом однохвилинної витримки згідно з Б.4 (додаток Б) можна робити висновок про ступінь вологості ізоляції та наявність дефектів.

Примітка 1. У генераторах з водяним охолодженням ізоляцію обмотки статора випробують підвищеною випрямленою напругою, якщо це дозволяє конструкція.

Примітка 2. У разі, коли ізоляцію обмотки випробують підвищеною напругою промислової частоти і підвищеною випрямленою напругою, випробування випрямленою напругою провадять до випробування підвищеною напругою промислової частоти.

Таблиця 3 — Випробна напруга промислової частоти для обмотки генераторів

Випробний елемент	Періодичність випробування	Характеристика або тип генератора	Випробна напруга, кВ	Схема вимірювання, примітка
1 Обмотка статора генератора	п	Потужність до 1 МВт, номінальна напруга вище 0,1 кВ Потужність більше 1 МВт, номінальна напруга до 3,3 кВ Потужність більше 1 МВт, номінальна напруга вище 3,3 кВ до 6,6 кВ Потужність більше 1 МВт, номінальна напруга вище 6,6 кВ до 20 кВ Потужність більше 1 МВт, номінальна напруга вище 20 кВ	4 $1,6U_{ном} + 0,8$ але не менше ніж 1,2 $1,6U_{ном} + 0,8$ $2U_{ном}$ $1,6U_{ном} + 2,4$ $1,6U_{ном} + 0,8$	5 У разі складання статора на місці монтажу, але не на фундаменті, до встановлення статора на фундамент випробування його виконують за переліком 2, а після установа — за переліком 1 таблиці 3
2 Обмотка статора гідрогенератора, стикання частин якого виконуються на місці монтажу після закінчення повного складання обмотки та ізолювання з'єднань	п	Потужність до 1 МВт, номінальна напруга вище 0,1 кВ Потужність більше 1 МВт, номінальна напруга до 3,3 кВ Потужність більше 1 МВт, номінальна напруга вище 3,3 кВ до 6,6 кВ Потужність більше 1 МВт, номінальна напруга вище 6,6 кВ до 20 кВ	$2U_{ном} + 1,0$ але не менше ніж 1,5 $2U_{ном} + 1,0$ $2,5U_{ном}$ $2U_{ном} + 3,0$	

1	2	3	4	5
		Потужність більше 1 МВт, номінальна напруга вище 20 кВ	$2U_{ном} + 1,0$	
3 Обмотка статора генератора	К	Генератори усіх потужностей	$(1,5-1,7)U_{ном}$, але не вище випробної напруги під час введення генератора до експлуатації і не нижче ніж 1,0	Випробну напругу приймають $1,5U_{ном}$ для турбогенераторів потужністю 150 МВт і вище з безпосереднім охолодженням обмотки статора. Для генераторів інших потужностей випробну напругу приймають $1,5U_{ном}$ під час щорічного проведення випробувань або за спеціальним рішенням технічного керівника енергопідприємства для генераторів, які відпрацювали більше ніж 10 років. Випробну напругу приймають $1,7U_{ном}$ як обов'язкову під час випробувань, які проводять рідше ніж один раз на рік, крім турбогенераторів потужністю 150 МВт і вище з безпосереднім охолодженням обмотки статора
	М	Те саме	За рішенням технічного керівника енергопідприємства	Згідно з Б.6 додатка Б

Продовження таблиці 3

1	2	3	4	5
4 Обмотка явнopolюсного ротора	П	—//—	$8U_{ном}$ збудження генератора, але не нижче ніж 1,2 і не вище ніж 2,8	
	К	—//—	$6U_{ном}$ збудження генератора, але не нижче ніж 1,0	
5 Обмотка неявнopolюсного ротора	П,К	—//—	1,0	Випробну напругу приймають 1 кВ у тому випадку, якщо це не суперечить вимогам технічних умов заводу-виробника. Якщо технічними умовами передбачені більш жорсткі норми випробування, випробна напруга має бути вищою
6 Обмотка колекторних збудника і підзбудника	П	—//—	$8U_{ном}$ збудження генератора, але не нижче ніж 1,2 і не вище ніж 2,8	Відносно корпусу і бандажів
7 Кола збудження генератора з усією приєднаною апаратурою	П,К	—//—	1,0	
8 Реостат збудження	П,К	—//—	1,0	
9 Резистор кола гасіння поля і АГП	П,К	—//—	2,0	

1	2	3	4	5
10 Кінцевий вивід обмотки статора	П, К	ТГВ-200, ТГВ-200М	31,0 (для кінцевих виводів, випробуваних на заводі разом з ізоляцією обмотки статора) 34,5 (для резервних кінцевих виводів перед установленням на турбогенератор)	Випробування проводять до установлення кінцевих виводів на турбогенератор.
		ТГВ-300, ТГВ-500	39,0 (для кінцевих виводів, випробуваних на заводі разом з ізоляцією обмотки статора) 43,0 (для резервних кінцевих виводів перед установленням на турбогенератор)	
		ТВВ	Згідно з нормами заводських інструкцій	

5.4 П, К, М Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги приймають згідно з таблицею 3. Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв. Випробуванню підлягає кожна фаза або вітка окремо за інших фаз або віток, з'єднаних з корпусом. Випробування ізоляції обмоток на електричну міцність необхідно проводити практично синусоїдальною напругою промислової частоти. Щоб уникнути спотворення синусоїдальності трансформованої напруги, до випробуваного трансформатора подають лінійну напругу трифазної системи.

Вимірювання випробної напруги проводять на боці трансформованої напруги за допомогою електростатичного кіловольметра або вимірювального трансформатора напруги.

Ізоляцію обмотки статора машин, які вперше вводять до експлуатації, рекомендують випробувати до введення ротора в статор, а для гідрогенераторів — після стикування частин статора.

Під час капітальних ремонтів і міжремонтних профілактичних випробувань генераторів ізоляцію обмотки статора випробують після зупинки генератора і зняття торцевих щитів до очищення ізоляції від забруднення. Ізоляцію генераторів серії ТГВ-300 (до заводського № 02330 включно) випробують після очищення її від забруднення (проводять після виймання ротора).

Під час випробування необхідно проводити нагляд за станом лобових частин обмоток у турбогенераторах і синхронних компенсаторах 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 дистилату з питомим опором, не меншим ніж

100 кОм · см і номінальній витраті, якщо в інструкції заводу виробника не вказані інші значення.

Ізоляцію обмотки ротора турбогенератора, який вперше вводять до експлуатації, випробують за номінальною частоті обертання ротора.

Під час приймально-здавальних і післяремонтних (з частковою або повною заміною обмотки) випробувань у генераторах номінальною напругою 10 кВ і вище після випробування ізоляції обмотки підвищеною напругою промислової частоти протягом 1 хв випробну напругу знижують до номінального значення і тримають протягом 5 хв для нагляду за характером коронування лобових частин обмотки статора. При цьому не повинно бути зосередженого в окремих точках свічення жовтого і червоного кольорів, появи диму, тління бандажів та тому подібних явищ. Голубе біле свічення дозволяється.

Перед увімкненням генератора до роботи після закінчення монтажу або ремонту (турбогенераторів — після введення ротора в статор і установлення торцевих щитів) необхідно виконати контрольне випробування номінальною напругою промислової частоти або випрямленою напругою $1,5 U_{ном}$. Тривалість випробування — 1 хв.

Не дозволяється поєднання випробувань підвищеною напругою ізоляції обмотки статора та інших розташованих у ньому елементів з перевіркою газощільності корпусу генератора.

Контрольні випробування ізоляції генераторів перед введенням їх у роботу (після закінчення монтажу або ремонту, після введення ротора в статор і установлення торцевих щитів, але до встановлення ущільнень вала і заповнення воднем) провадять 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 дозволяється провадити після встановлення торцевих щитів і ущільнень у разі заповнення статора інертним газом або за номінального тиску водню. У цьому випадку 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 змінюванням 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.

Аналогічно провадять профілактичні випробування між ремонтами, якщо їх провадять без зняття торцевих щитів (Б.6 додатка Б).

Під час випробування підвищеною напругою ізоляції обмоток генераторів необхідно дотримуватися заходів протипожежної безпеки.

5.5 П, К Вимірювання опору постійному струму

Опір вимірюють в холодному стані генератора. Норми допустимих відхилень опору наведено в таблиці 4. Величини вимірювань опорів необхідно привести до температури заводських або попередніх вимірювань.

Таблиця 4 — Норми відхилень значень опору постійному струму

Випробний елемент	Норма	Примітка
Обмотка статора	Значення опору обмоток кожної фази не повинні відрізнятися один від одного або від раніше виміряних більше ніж на 2 %	Вимірюють опір кожної фази або вітки окремо. Під час вимірювання опору віток для деяких типів генераторів дозволяється розходження між виміряними значеннями до 5 % (визначається заводською інструкцією)
Обмотка ротора	Значення виміряного опору не повинне відрізнятися від заводських даних або від раніше виміряного 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 заводських даних або від раніше виміряного значення 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 кола гасіння поля, реостати збудження	Значення виміряного опору не повинне відрізнятися від заводських даних або від раніше виміряного більше ніж на 10 %	

5.6 П, К Вимірювання опору обмотки ротора змінному струму

Опір вимірюють для виявлення виткових замикань в обмотках ротора. У неявнополюсних роторів 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 си-

стемою збудження), а також і в нерухомому стані. Опір полюсів або пари вимірюють тільки за нерухомого ротора. Для порівняння результатів з даними попередніх вимірювань ці вимірювання необхідно провадити за аналогічного стану генератора (заведений або виведений ротор, розімкнута або замкнута накоротко обмотка статора) та одних і тих же значеннях напруги або струму. Відхилення одержаних результатів від даних попередніх вимірювань або середнього значення опору полюсів не повинне перевищувати 5 %.

5.7 П, К Вимірювання повітряного зазору

5.7.1 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 і синхронних компенсаторів; ± 20 % — для гідрогенераторів, якщо заводськими інструкціями не передбачені більш жорсткі норми.

5.7.2 Повітряні зазори між полюсами і якорем збудника в діаметрально протилежних точках не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на ± 5 % середнього значення — для збудників турбогенераторів потужністю 300 МВт; ± 10 % — для збудників решти генераторів, якщо інструкціями не передбачені інші норми.

Примітка. Повітряний зазор у явнополюсних машинах (генераторах і збудниках) під час приймально-здавальних випробувань вимірюють під усіма полюсами.

5.8 П, К Визначення характеристик генератора

5.8.1 Зняття характеристики трифазного короткого замикання (КЗ)

Відхилення значення характеристики, знятої під час випробувань, від заводської, а також від значення харак-

теристики, знятої під час попередніх випробувань, повинні не знаходитися у межах точності вимірювання.

Якщо значення знятої характеристики відрізняється на величину, більшу ніж межа точності вимірювання, і значення характеристики нижче заводських значень або раніше знятої характеристики, це свідчить про наявність виткових замикань у обмотці ротора.

Під час приймально-здавальних випробувань характеристики КЗ власне генератора, який працює в блоці з трансформатором, дозволено не знімати, якщо її було знято на заводі-виробнику і існує відповідний протокол випробування.

Для генераторів, які працюють у блоці з трансформатором, під час введення їх до експлуатації після монтажу і під час кожного капітального ремонту необхідно знімати характеристику КЗ усього блока (з установленням закортки за трансформатором).

Характеристику КЗ знімають в генераторах, які працюють на шини, після кожного капітального ремонту, а в генераторах, які працюють у блоці з трансформатором, — після капітального ремонту з заміною обмотки статора або ротора.

Для синхронних компенсаторів, які не мають електродвигуна розгону, характеристики трифазного КЗ знімають під час вибігу та лише під час приймально-здавальних випробувань (якщо характеристика не була знята на заводі-виробнику), а також після капітального ремонту з заміною обмотки ротора.

5.8.2 Зняття характеристики неробочого ходу (НХ)

Характеристику НХ знімають за струмом збудження, що зменшується, починаючи з найбільшого струму, який відповідає напрузі 1,3 номінальної — для турбогенераторів і синхронних компенсаторів; 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 більша ніж 1,3 номінальної. Для синхронних компенсаторів дозволено знімати характеристику НХ на вибігу. Для генераторів, які працюють у блоці з трансформаторами, знімають характеристику НХ блока, при цьому генератор збуджують до 1,15 номінальної напруги (обмежується трансформаторами).

Під час приймально-здавальних випробувань блока характеристики НХ власне генератора (відокремленого від трансформатора) дозволено не знімати, якщо її було знято на заводі-виробнику та існують відповідні протоколи випробувань. За відсутності на електростанціях таких протоколів зняття характеристики НХ генератора обов'язкове.

Під час експлуатації характеристики НХ генератора знімають після капітального ремонту з заміною обмотки статора або ротора.

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.

Відхилення значення знятої характеристики НХ від заводської, або від знятої під час попередніх випробувань не нормується, але повинне знаходитися у межах точності вимірювання.

5.9 П, К Випробування міжвиткової ізоляції обмотки статора

Проводять під час приймально-здавальних випробувань, за винятком турбогенераторів, випробуваних на заводі-виробнику, і за наявності відповідних протоколів, а також під час експлуатації після ремонтів генераторів з повною або частковою заміною обмотки статора.

Випробування проводять під час НХ машини (у синхронному компенсаторі — на вибігу) підвищенням генераторної напруги до значення, яке дорівнює 130 % номінального — для турбогенераторів і синхронних компенсаторів і до 150 % — для гідрогенераторів. Для генераторів, які працюють у блоці з трансформаторами, відсутності між ними комутаційних апаратів напругу підвищують до 115 % номінальної (обмежується трансформатором).

Тривалість випробування за найбільшої напруги — 5 хв. Під час проведення випробувань дозволено підвищувати частоту обертання машини до 115 % номінальної.

Міжвиткову ізоляцію рекомендується випробувати одночасно зі зняттям характеристики НХ. Під час випробувань перевіряють симетричність лінійних напруг.

Під час прийнятно-здавальних випробувань гідроенераторів визначають коефіцієнт телефонних гармонік, коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги, а також номінальний струм збудження.

5.10 П Визначення характеристик колекторного збудника

Характеристику НХ визначають до найбільшого (максимального) значення напруги або значення, встановленого заводом-виробником.

Зняття характеристики навантаження проводять за навантаження на ротор генератора до значення, не нижчого ніж значення номінального струму збудження. Відхилення значень від заводських даних або раніше знятих характеристик не нормується.

5.11 К Випробування сталі осердя статора

Під час експлуатації випробування проводять у генераторах потужністю 12 МВт і більше у разі повного перемотування обмотки статора або у разі пошкодження сталі

статора до і після укладення нової обмотки, а також у всіх зазначених генераторах, які відпрацювали більше 15 років, а потім через кожні п'ять — вісім років у турбогенераторах під час кожного виймання ротора — у гідрогенераторах.

Випробування сталі генераторів з безпосереднім охолодженням обмоток проводять під час часткової і повної заміни обмотки статора, у разі пошкодження сталі статора до укладення обмотки і після заклинювання обмотки та часткового або повного переклинювання пазів.

Випробування проводять за індукції 1,0 Тл протягом 90 хв. Найбільша температура нагріву¹⁾ зубців у кінці випробування не повинна перевищувати 25 °С, а найбільша різниця температур нагріву різних зубців — 15 °С.

Для генераторів, виготовлених до 1958 р., дозволяється найбільша температура нагріву зубців 45 °С, а найбільша різниця температур нагріву різних зубців — 30 °С. Температуру визначають доступними засобами (термоперетворювачі, інфрачервона техніка тощо).

Випробування турбогенераторів, виготовлених після 01.07.1977 р., і генераторів з безпосереднім охолодженням обмоток проводять за індукції 1,4 Тл протягом 45 хв і збереження граничних температур з нагріву (перелік 7 таблиці В.2).

У разі, якщо індукцію 1,4 Тл (1,0 Тл) витримати неможливо, тривалість випробування необхідно змінити пропорційно квадрату відношення нормованого до виміряного значення індукцій.

Зниження індукції нижче ніж 70 % нормованої не допускається.

Питомі втрати в сталі не повинні відрізнятися від заводських даних і попередніх випробувань більше ніж на 10 %.

¹⁾ Під нагрівом розуміють підвищення температури осердя за час випробування порівняно з початковою.

5.16 П, К, Т, М Перевірка якості дистилляту

Дистиллят, яким заповнюється система охолодження обмотки, повинен мати питомий опір, не нижчий ніж $200 \text{ кОм} \cdot \text{см}$. Під час експлуатації дозволено зниження питомого опору дистилляту до $100 \text{ кОм} \cdot \text{см}$.

У дистилляті дозволено: вміст міді — не більший ніж 100 мкг/кг , кисню — не більший ніж 400 мкг/кг (для закритих систем), показник рН (за температури 25°C) — не більший ніж $8,5 \pm 0,5$.

5.17 П, К, М Вимірювання вібрації ¹⁾

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 таблиці 5.

Вібрація підшипників синхронних компенсаторів з номінальною частотою обертання ротора $750\text{—}1000 \text{ об/хв}$ не повинна перевищувати 80 мкм за розмахом віброзміщень.

Середні квадратичні значення вібраційної швидкості визначають в турбогенераторах, обладнаних спеціальними приладами. Вони не повинні перевищувати $4,5 \text{ мм} \cdot \text{с}^{-1}$ в усіх напрямках вимірювання.

5.18 П, К 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

¹⁾ Норми вимірювання вібрації складено з урахуванням досвіду ОРГРЕС, експлуатації та вимог заводських інструкцій

Таблиця 5 — Граничні значення вібрації генераторів та їх збудників

та їх збудників

Контрольований вузол	Періодичність	Вібрація, мкм, за номінальної частоти обертання ротора, об/хв							Примітка
		100	187,5	375	750	1500	3000	9	
1 Підшипники турбогенераторів і збудників, у гідрогенераторах вертикального виконання — хрестовина з вбудованими в неї напрямними підшипниками	П, К, Т, М	3 180	4 150	5 100	6 70	7 50	8 30	Вібрацію підшипників турбогенераторів та їх збудників вимірюють на верхній кришці підшипників у вертикальному напрямку і біля роз'єму — в осьовому і поперечному напрямках. Для гідрогенераторів наведені значення вібрації відносяться до горизонтального та вертикального напрямків	
2 Контактні кільця роторів турбогенераторів	П, К, М	— —	— —	— —	— —	— —	200 300	Вібрацію вимірюють у вертикальному та горизонтальному напрямках	
3 Осереддя статора гідрогенератора	П, К	30(50) 80	30(50) 80	30(50) 80	30(50) 80	—	—	Під час експлуатації періодичність вимірювання вібрації визначають за станом статора, але не менше ніж один раз на п'ять років. Вібрацію вимірюють на спинці секторів осереддя з обох боків стикових з'єднань у радіальному напрямку	
4 Лобові частини обмотки статора гідрогенератора	П, К	100 50	100 50	100 50	100 50	—	—	Під час експлуатації вібрацію вимірюють за виявлення багатьох послаблених елементів кріплення, обмотки, стирання ізоляції, під час протікання води в головках. У навантаженому режимі вібрацію	

Якщо відсутні дані попередніх випробувань, питомі втрати за індукції 1,0 Тл для гарячекатаних сталей не повинні перевищувати 2,5 Вт/кг, а для холоднекатаних — 1,7 Вт/кг.

5.12 М Випробування турбогенератора в асинхронному режимі

Випробування проводять для перевірки допустимості асинхронних режимів за умови зниження напруги в мережі і розподілу реактивної потужності за турбогенераторами станції, а також під час перевірки спеціальних захистів пристроїв автоматичного розвантаження блоків.

Випробуванню підлягають тільки турбогенератори з масивними роторами і бандажними кільцями.

За проведеними випробуваннями дають рекомендації щодо режиму роботи турбогенераторів у асинхронному режимі.

За наявності на електростанції однотипних турбогенераторів або їх груп, які мають однакові схеми зв'язку з енергосистемою, достатньо провести випробування на одному генераторі групи.

5.13 П, М Випробування на нагрів

Випробування генератора проводять під час введення його до експлуатації після монтажу не пізніше ніж через шість місяців після увімкнення до мережі, під час введення генератора в експлуатацію після ремонту з повною заміною обмотки статора або ротора, а також після реконструкції системи охолодження.

Випробування проводять за навантажень 60 %, 75 %, 90 %, 100 % номінального і температури навколишнього середовища не вище номінальної.

Якщо неможливо провадити випробування за номінального активного навантаження, дозволено проведення вип-

робувань 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.

В експлуатації випробування генераторів за зазначених навантажень проводять спеціалізовані підприємства один раз на п'ять років, а випробування нововведених генераторів — один раз на 10 років за одного-двох навантажень, наближених до номінального, силами електростанцій або енергосистем.

Генератори потужністю до 12 МВт дозволено не випробувати як під час введення їх до експлуатації після монтажу, так і під час експлуатації.

Температуру статора вимірюють закладеними термометротворювачами.

Температуру ротора визначають за опором міді обмотки.

Дані випробувань порівнюють з даними попередніх випробувань і вимогами державних стандартів.

5.14 П Вимірювання залишкової напруги на обмотці статора генератора за вимкнутого АГП у колі ротора

Значення залишкової напруги не нормується.

5.15 П, К Визначення індуктивних опорів і постійних часу генератора

Визначення проводять тільки для гідрогенераторів один раз під час капітального ремонту, якщо воно не провадилося під час першого увімкнення генератора.

Значення індуктивного опору і постійних часу не нормується.

турбогенераторів з водневим охолодженням. Тривалість випробування — 30 хв.

Під час випробування не повинно бути зниження виробного тиску або течії води.

Під час капітальних ремонтів турбогенераторів серії ТГВ-300 проводять гідравлічні випробування кожної трубки газохолодника окремо тиском води 2450 кПа (25 кгс/см²) протягом 1 хв. Кількість відглушених дефектних трубок газохолоднику не повинна перевищувати 5 % загальної кількості.

5.19 П, К Перевірка щільності водяної системи охолодження обмотки статора

Щільність водяної системи разом з колекторами 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/см²), якщо в заводських інструкціях не зазначені інші, більш жорсткі вимоги. Тривалість випробування — 24 год. Витікання води під час випробування не дозволяється. Перед закінченням випробування необхідно ретельно оглянути обмотку, колектори, шланги, місця їх з'єднань і переконатися у відсутності просочування води.

Якщо результати гідравлічних випробувань негативні і визначити місце витіку не вдається, щільність системи охолодження перевіряють іншими способами згідно з діючими методиками та заводськими інструкціями.

5.20 П, К Огляд і перевірка пристрою рідинного охолодження

Огляд і перевірку пристрою рідинного охолодження проводять відповідно до заводських інструкцій.

5.21 П, К Перевірка газощільності ротора, статора, газомасляної системи та корпусу генератора в зібраному виді

Газощільність ротора та статора під час монтажу і ремонту перевіряють відповідно до заводської інструкції, турбогенераторів і синхронних компенсаторів з водневим охолодженням у зібраному виді — відповідно до діючої типової інструкції.

Перед заповненням корпусу генератора воднем після подачі масла на ущільнення вала проводять контрольну перевірку газощільності генератора разом з газомасляною системою. Перевірку проводять стисненням повітрям під тиском, який дорівнює номінальному робочому тиску водню. Тривалість випробування — 24 год.

Значення добового витіку повітря ΔV , у відсотках, визначають за формулою:

$$\Delta V = 100 \cdot \left[1 - \frac{P_n(273 + t_n)}{P_k(273 + t_k)} \right], \quad (1)$$

де P_n і P_k — абсолютний тиск у системі водневого охолодження на початку та в кінці випробування, кПа ;

t_n і t_k — температура повітря в корпусі генератора на початку та в кінці випробування, °С.

Визначений за формулою добовий витік повітря не повинен перевищувати 1,5 %.

5.22 П, К, Т, М Визначення добового витіку водню

Добовий витік водню за робочого тиску, визначений за формулою (1), не повинен перевищувати 5 %.

42 Продовження таблиці 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
								вимірюють на шести нульових стрижнях, в усталеному режимі трифазного КЗ — не менше ніж на 20 стрижнях. Місця установлення і напрямки вимірювання вібрації визначають за результатами перших випробувань
5 Осердя статора турбогенератора	П,К	—	—	—	—	40	60	Під час експлуатації вібрацію вимірюють у разі виявлення за оглядами незадовільного експлуатаційного стану сталевих конструкцій статора (контактна корозія, пошкодження вузлів кріплення осердя тощо). Вібрацію вимірюють в радіальному напрямку в перерізі, за можливості наближеному до середини довжини осердя
6 Лобові частини обмотки статора турбогенератора	П,К	—	—	—	—	125	125	Під час експлуатації вібрацію вимірюють у випадку виявлення стирання ізоляції або послаблення кріплення обмотки. Вібрацію вимірюють в радіальному і тангенціальному напрямках біля головок трьох нульових стрижнів обмотки статора

Кінець таблиці 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7 Корпус статора турбогенератора: — з пружною підвіскою осердя статора — без пружної підвіски	П,К П,К	— —	— —	— —	— —	— 40	30 60	Див. примітку до пункту 5 цієї таблиці
*) У чисельнику наведено значення вібрації з частотою 100 Гц для номінального навантажувального режиму (у дужках для режиму НХ зі збудженням), у знаменнику — значення низькочастотної полігармонічної вібрації (оборотної і кратної їй частот) для режиму НХ і навантажувального режиму. **) У чисельнику — для режиму сталого трифазного КЗ з номінальним струмом статора, у знаменнику — для номінального навантажувального режиму.								

5.23 П, К, Т Контрольні аналізи газу під час заміни охолодного середовища

Контрольні аналізи газу провадять в генераторах з водневим охолодженням. Перед подачею водню в генератор, у разі витіснення повітря вуглекислим газом, вміст цього газу повинен бути не менший ніж 85 %. У разі витіснення повітря азотом вміст азоту повинен бути не менший ніж 97 %.

Перед подачею в генератор повітря після витіснення водню інертним газом вміст вуглекислого газу в пробі, взятій із водневого та вуглекислотного колекторів газового поста, має бути не менший ніж 95 % незалежно від того, обертається ротор чи ні. Під час витіснення водню азотом вміст азоту потрібно доводити до 97 %.

5.24 П, К, Т, М Контрольний аналіз чистоти водню, який потрапляє до генератора

У водні, який потрапляє до генератора, вміст кисню за об'ємом повинен бути не більший ніж 0,5 %.

5.25 П, К Контрольне вимірювання напору, який створюється компресором у турбогенераторах серії ТГВ

Вимірювання провадять за номінальної частоти обертання, номінального надмірного тиску водню 294 кПа, чистоти водню 98 % і температури охолодного газу 40 °С.

Напір повинен орієнтовно становити 8,33 кПа (850 мм вод.ст.) для турбогенераторів серії ТГВ200 і 8,82 кПа (900 мм вод.ст.) — для турбогенераторів серії ТГВ-300.

5.26 П, К Перевірка прохідності вентиляційних каналів обмотки ротора турбогенератора

Перевірку провадять в турбогенераторах з безпосереднім охолодженням обмоток за інструкціями заводів-виробників.

5.27 П, К, Т, М 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 або водоводневим охолодженням провідників, а також для синхронних компенсаторів не повинен перевищувати 98 %, для генераторів з непрямим охолодженням за надлишкового тиску водню 49 кПа (0,5 кгс/см²) і вище — 97 %, за надлишкового тиску водню, меншого ніж 49 кПа, — 95 %. Вміст кисню в газі в генераторах усіх типів і синхронних компенсаторах за чистотою водню 98 %; 97 % і 95 % не повинен перевищувати відповідно 0,8 %; 1,0 % і 1,2 %.

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 нижча, ніж температура води на вході в газоохолодник, але не вища ніж 15 °С.

Температура точки роси газу в корпусі генератора з повним водневим охолодженням не повинна перевищувати значень, зазначених у заводській інструкції.

Температура точки роси (вологість) у корпусі синхронних компенсаторів не нормується.

5.28 П, К, Т, М Контрольний аналіз газу на вміст водню в картерах підшипників, зливних маслопроводах і газовому об'ємі масляного бака

Під час аналізу перевіряють вміст водню в зазначених вузлах. У масляному баці не повинні бути сліди від водню. У картерах підшипників і зливних маслопроводах вміст водню дозволяється до 1 %.

5.29 П, К, Т, М Перевірка витрати масла в бік водню в ущільненнях генератора

Перевірку провадять в генераторах з водневим охолодженням за допомогою маслоконтрольних патрубків, установлених на зливних маслопроводах ущільнень. У генераторах, в яких не передбачено маслоконтрольні патрубки, перевірку провадять 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 заводських інструкціях.

5.30 П, К, Т Випробування регулятора рівня масла в гідрозатворі для зливання масла з ущільнень в 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.

5.31 П, К Гідравлічні випробування буферного бака і трубопроводів системи маслопостачання ущільнень

Випробування виконують в 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 — 3 хв.

5.32 П, К, Т Перевірка роботи регуляторів тиску масла в схемі маслопостачання ущільнень

Перевірку провадять в генераторах з водневим охолодженням. Регулятори тиску ущільнювального, компенсувального та притискувального масел перевіряють за різних тисків повітря в корпусі генератора згідно з заводською інструкцією.

5.33 П, К Перевірка стану спайок лобових частин обмотки статора

Перевірку провадять в генераторах (за виключенням генераторів з водяним охолодженням), де це паяння виконане припоями з олова.

Перевірку стану спайок під час капітального ремонту провадять за рішенням технічного керівника підприємства.

У разі погіршення стану спайок у період між вимірюваннями перевірку його провадять щорічно.

Перевірку паяння здійснюють згідно з додатком В.

5.34 П, К, Т Випробування кінцевих виводів обмотки статора турбогенераторів серії ТГВ

Крім випробувань, зазначених у таблицях 1 і 3, кінцеві виводи з конденсаторною склоепоксидною ізоляцією підлягають випробуванням у наступному обсязі.

5.34.1 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат

Вимірювання провадять перед установленням кінцевого виводу на турбогенератор за випробної напруги 10 кВ і температури навколишнього повітря від 10 °С до 30 °С.

Значення $\tan \delta$ зібраного кінцевого виводу не повинне перевищувати 130 % значення, одержаного під час вимірювань на заводі. У випадку вимірювання $\tan \delta$ кінцевого виводу без фарфорових покришок значення $\tan \delta$ не повинне перевищувати 3 %.

Під час експлуатації вимірювання $\text{tg}\delta$ кінцевих виводів не обов'язкове, значення $\text{tg}\delta$ не нормується.

5.34.2 Випробування на газощільність

Випробування на газощільність кінцевих виводів, випробуваннях на заводі тиском 588 кПа (6 кгс/см²), виконують тиском повітря 490 кПа (5 кгс/см²).

Під час поточного ремонту ці випробування необхідно виконувати за наявності ознак порушення газощільності кінцевих виводів.

Кінцевий вивід вважають витримавшим випробування, якщо за тиску 294 кПа (3 кгс/см²) падіння тиску не перевищує 66,7 Па/год (0,5 мм рт.ст./год).

5.35 П, К, Т, М 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 при шунтуванні масляних плівок шийок вала ротора, а також напругу між кінцями вала ротора.

За справної ізоляції значення двох вимірних напруг повинні бути практично однаковими. Різниця, більша ніж 10 %, свідчить про несправність ізоляції. Перевірку справності ізоляції підшипників і під'ятників гідрогенераторів виконують, якщо дозволяє їх конструкція.

Величину напруги між кінцями вала не нормують, але різке її збільшення у порівнянні з виміряною раніше за того ж навантаження генератора може вказувати на зміни однорідності і симетричності в магнітних ланцюгах статора ротора.

6 МАШИНИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ (КРІМ ЗБУДНИКІВ)

Норми випробувань машини постійного струму і періодичність такі:

— під час приймально-здавальних випробувань (першому увімкненні) (П) — машини, які надходять у розібраному стані — за 6.1—6.7;

машини, які надходять у зібраному стані — за 6.1.1, 6.2, 6.3, 6.5—6.7;

— під час капітального ремонту приводного механізму (К) — за 6.1.1, 6.2, 6.3, 6.5—6.7;

— під час поточного ремонту приводного механізму (Т) — за 6.1.1.

6.1 П, К, Т Вимірювання опору ізоляції обмоток та бандажів

6.1.1 Вимірювання опору ізоляції

Вимірювання провадять мегаомметром на напругу 0,5 кВ. Виміряне значення опору ізоляції повинне бути не менше ніж 0,5 МОм. Під час експлуатації опір ізоляції обмоток вимірюють разом зі з'єднаними з ними колами і кабелями.

6.1.2 Вимірювання опору ізоляції бандажів

Вимірювання провадять відносно корпусу і утримуваних ними обмоток. Виміряне значення опору ізоляції повинне бути не менше ніж 0,5 МОм.

6.2 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги встановлюють за таблицею 6.

Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв.

Таблиця 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

6.3 П, К Вимірювання опору постійному струму

Вимірювання провадять в генераторах, а також в електродвигунах потужністю, більшою ніж 3 кВт, в холодному стані машини. Норми допустимих відхилень опору наведені в таблиці 7.

Таблиця 7 — Норма відхилення значень опору постійному струму

Випробний елемент	Норма	Примітка
Обмотки збудження	Значення опорів обмоток не повинні відрізнятися від попередніх вимірювань або заводських значень 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 попередніх вимірювань або заводських даних більше ніж на 10 %. Не повинно бути обриву кіл	Вимірювання провадять на кожному відгалуженні. Цілісність кіл перевіряють мегаомметром

6.4 П Вимірювання повітряних зазорів під полюсами

Вимірювання провадять в генераторах, а також електродвигунах потужністю 3 кВт і більше. Розміри зазорів в

діаметрально протилежних точках не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 10 % від середнього розміру зазору.

6.5 П, К Зняття характеристик НХ та випробування виткової ізоляції

Характеристику НХ знімають в генераторах постійного струму. Підвищення напруги виконують до значення, яке дорівнює 130 % номінального.

Відхилення значень знятої характеристики від значень заводської характеристики не нормується (практично вони не повинні перевищувати похибку вимірювань).

Під час випробування виткової ізоляції машин з числом полюсів, більшим чотирьох, значення середньої напруги між сусідніми колекторними пластинами не повинне перевищувати 24 В. Тривалість випробування виткової ізоляції — 5 хв.

6.6 П, К Перевірка роботи машини на неробочому ході

Перевірку провадять протягом не менше ніж 1 год. Під час перевірки електродвигунів значення струму НХ не нормується.

6.7 П, К Визначення меж регулювання частоти обертання електродвигунів

Визначення провадять на неробочому ході і під навантаженням в електродвигунах з регульованою частотою обертання.

Межі регулювання повинні відповідати технологічним даним механізму.

6.8 П, К Введення в роботу машин постійного струму без сушіння ізоляції

Машини постійного струму вводяться в роботу без сушіння ізоляції у разі виконання наступних умов:

6.8.1 Машини постійного струму на напругу до 500 В включно, якщо значення опору ізоляції, виміряного мегаомметром на напругу 500 В, не менше ніж 0,5 МОм.

6.8.2 Машини постійного струму на напругу понад 500 В, якщо значення опору ізоляції, виміряне мегаомметром на напругу 1000 В, не менше ніж 0,5 МОм, а значення коефіцієнта абсорбції не менше ніж 1,2.

7 ЕЛЕКТРОДВИГУНИ ЗМІННОГО СТРУМУ

Електродвигуни змінного струму підлягають вимірюванням і випробуванням у такому обсязі:

- під час приймально-здавальних випробувань (П) — за 7.1—7.12;
- під час капітального ремонту (К) — за 7.1—7.13;
- під час поточного ремонту (Т) — за 7.2, 7.10.

7.1 П, К Оцінювання стану ізоляції обмоток електродвигунів

Для визначення необхідності сушіння ізоляції обмоток електродвигунів слід керуватися таблицею 8 і додатком Б.

Таблиця 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 Б 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

7.2 П, К, Т Вимірювання опору ізоляції

Виконують мегаомметром.

Допустимі значення опору ізоляції наведені в таблиці 9.

7.3 П, К Випробування ізоляції обмотки статора підвищеною випрямленою напругою з вимірюванням струму витоку по фазах

Випробування провадять в електродвигунах потужністю більше 5000 кВт згідно з додатком Б для визначення можливості їх увімкнення без сушіння.

7.4 П, К Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги приймають згідно з таблицею 10. Тривалість подання випробної напруги — 1 хв.

7.5 П, К Вимірювання зазорів між сталлю ротора і статора

Вимірювання зазорів провадять, якщо дозволяє конструкція електродвигуна. При цьому в електродвигунах потужністю 100 кВт і більше, в усіх електродвигунах відповідалних 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.

7.6 П, К Вимірювання зазорів підшипника ковзання

Вимірювання провадять відповідно до вказівок підприємства-виробника.

7.7 П, К Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірювання провадять в холодному стані машини.

Таблиця 9 — Допустимі значення опору ізоляції

Випробний елемент	Періодичність вимірювання	Напруга мегаомметра, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм	Примітка
Обмотка статора	П, К, Т ^{*)}	0,5/1,0/2,5 ^{*)}	Відповідно до вказівок 7.1 для електродвигунів, які знаходяться в експлуатації, допустимі значення опору ізоляції R_{60} і коефіцієнт абсорбції не нормуються, але їх треба враховувати у разі вирішення питання про необхідність їх сушіння	Під час експлуатації визначення коефіцієнта абсорбції R_{60}/R_{15} обов'язкове лише для електродвигунів на напругу, вищу ніж 3 кВ або потужністю, більшою ніж 1000 кВт
Обмотка ротора	П К, Т ^{*)}	За вимогами заводу, але не вища ніж 1,0	0,2 Не нормується	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	П, К	0,25	Не нормується	
Підшипники	П, К	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. В експлуатації вимірювання проводять під час ремонтів з вийманням ротора
^{*)} Опір ізоляції вимірюють за номінальної напруги обмотки до 0,5 кВ мегаомметром на 0,5 кВ; за номінальної напруги обмотки, вищої ніж 0,5 кВ до 1 кВ — мегаомметром на 1,0 кВ, а за номінальної напруги, вищої ніж 1 кВ — мегаомметром на 2,5 кВ ^{**)} Вимірюють під час поточних ремонтів, якщо для цього не потрібно проводити спеціальні демонтажні роботи.				

Таблиця 10 — Випробні напруги промислової частоти для обмоток електродвигунів змінного струму

Випробний елемент	Періодичність випробування	Потужність електродвигуна, кВт	Номінальна напруга електродвигуна, кВ	Випробна напруга, кВ
Обмотка статора	П	Менше 1,0 Від 1,0 і більше До 1000 Від 1000 і більше Від 1000 і більше Від 1000 і більше	Нижче 0,1 Нижче 0,1 Вище 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 статора	К	40 і більше і електродвигуни відповідальних механізмів ^{*)} Менше ніж 40	0,4 і нижче 0,5 0,66 2,0 3,0 6,0 10,0 0,66 і нижче	1,0 1,5 1,7 4,0 5,0 10,0 16,0 1,0
Обмотка ротора синхронних електродвигунів, призначених для безпосереднього пуску, з обмоткою збудження, замкнутою на резистор або джерело живлення	П К	— —	— —	8-кратне $U_{ном}$ системи збудження, але не менше ніж 1,2 і не більше ніж 2,8 1,0
Обмотка ротора електродвигуна з фазним ротором	П, К	—	—	$1,5 U_{рот}$ ^{**)} , але не менше ніж 1,0
Резистор кола гасіння поля ^{***)}	П, К	—	—	2,0
Реостати та пускорегулювальні резистори	П, К	—	—	$1,5 U_{рот}$ ^{**)} , але не менше ніж 1,0

^{*)} Випробування проводять під час капітального ремонту (без зміни обмоток) відразу після зупину електродвигуна до його очищення від забруднення.

^{**) $U_{рот}$} — напруга на кільцях за розімкнутого нерухомого ротора і повної напруги на статорі.

^{***)} Випробують в синхронних електродвигунах.

7.7.1 Обмотки статора та ротора

Вимірювання провадять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище і в електродвигунах потужністю 300 кВт і більше.

Вимірювання опору постійному струму обмотки ротора провадять в синхронних електродвигунах і в електродвигунах з фазним ротором.

Значення опорів різних фаз обмотки не повинні відрізнятися один від одного або від попередніх вимірювань, а також від заводських даних більше ніж на 2 %.

Ремонти обмотки електродвигунів змінного струму провадять відповідно до додатка Г.

7.7.2 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 цілісність відпайок.

Значення опорів не повинні відрізнятися від паспортних, проектних значень або попередніх вимірювань більше ніж на $\pm 10\%$.

7.8 П, К Гідравлічне випробування повітроохолодника

Випробування провадять надмірним тиском від 0,2 МПа до 0,25 МПа ($2\text{--}2,25\text{ кгс/см}^2$) протягом від 5 хв до 10 хв, якщо відсутні інші вказівки заводу-виробника.

7.9 П, К Перевірка роботи електродвигуна на неробочому ході або з ненавантаженим механізмом

Перевірку провадять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, потужністю 100 кВт і більше. Значення струму НХ для електродвигунів, які вводяться в роботу, не нормується.

Значення струму НХ після капітального ремонту електродвигуна не повинне відрізнятися більше ніж на 10% від значення струму, виміряного перед ремонтом.

Тривалість безперервної роботи електродвигуна на НХ — не менше 1 год.

7.10 П, К, Т Вимірювання вібрації підшипників

Вимірювання провадять 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 заводськими інструкціями не передбачені більш жорсткі норми):

— синхронна частота обертання, об/хв — 3000, 1500, 1000, 750 і нижче;

— вібрація підшипників, мкм — 30, 60, 80 і 95 відповідно.

7.11 П, К Вимірювання розбігу ротора в осьовому напрямку

Вимірювання провадять в електродвигунах, які мають підшипники ковзання.

Осьовий розбіг не повинен перевищувати значення від 2 мм до 4 мм. Розбіг ротора перевіряють під час капітального ремонту в електродвигунах відповідальних механізмів або у випадку виймання ротора.

7.12 К Перевірка роботи електродвигуна під навантаженням

Перевірку провадять під навантаженням, яке забезпечене технологічним обладнанням до моменту здавання в експлуатацію, але не меншим ніж 50 % номінального.

Тривалість безперервної роботи — до температури, яка встановилася.

7.13 П, К Перевірка справності стрижнів короткозамкнутих роторів

Перевірку проводять в асинхронних електродвигунах потужністю 100 кВт і більше під час капітального ремонту з вийманням ротора.

7.14 П, К Випробування збудників

Випробування збудників проводять в синхронних електродвигунах згідно з розділом 5.

8 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ, АВТОТРАНСФОРМАТОРИ ТА МАСЛЯНІ РЕАКТОРИ ЗАГАЛЬНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ¹⁾

8.1 Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань трансформаторів

Види та обсяг вимірювань і випробувань силових трансформаторів, автотрансформаторів та масляних реакторів загального призначення повинні відповідати вказівкам, зазначеним у таблиці 11.

8.2 П, К Визначення умов увімкнення трансформаторів

Умови введення трансформаторів до експлуатації (під час першого увімкнення) визначають згідно з РД 16.363, ГКД 34.46.501, а трансформаторів на напругу до 35 кВ — згідно з заводськими інструкціями (граничні значення характеристик ізоляції наведено в додатку Д).

Для визначення умов введення в роботу трансформаторів після капітального ремонту враховують результати вимірювань, виконаних згідно з додатком Е.

Обсяг вимірювань і випробувань трансформаторів під час їх здавання до капітального ремонту і після його завершення приймають згідно з 8.3—8.16, 8.22 цих Норм, до-

¹⁾ Далі — трансформатори.

Таблиця 11 — Види, обсяг і періодичність вимірювань і випробувань трансформаторів

Періодичність вимірювань і випробувань	Обсяг вимірювань і випробувань		
	Маслонаповнені трансформатори		Трансформатори сухі
	на напругу до 35 кВ, потужністю до 6,3 МВ · А	на напругу 110 кВ і вище, власних потреб 10 МВ · А і більше, усіх напруг; 35 кВ, 10 МВ · А і більше	
Під час приймально-здавальних випробувань (першого увімкнення) і після капітального ремонту з розбиранням активної частини, П	За 8.2; 8.3; 8.6; 8.8; 8.11; 8.13; 8.18; 8.19; 8.20; 8.22	За 8.2; 8.3; 8.4; 8.6-8.16; 8.18-8.22	За 8.3; 8.5; 8.6; 8.18; 8.19; 8.22
Два рази на рік, Т	—	За 8.13.5	—
Щорічно, Т	За 8.9; 8.13 ¹⁾	За 8.9; 8.12; 8.13 ¹⁾	—
Не менше ніж один раз на три роки (додатковий обсяг до щорічних), Т	За 8.3; 8.13 ¹⁾	За 8.3; 8.4; 8.10; 8.13 ¹⁾ ; 8.14	За 8.3
Не менше ніж один раз на шість років (додатковий обсяг до періодичних на три роки), Т	За 8.6; 8.15	За 8.6; 8.8	За 8.6
Через 12 років ²⁾ після введення до експлуатації (додатковий обсяг до періодичних на шість років), К	За 8.2; 8.10	За 8.2, 8.7 ³⁾ ; 8.15-8.17	За 8.5

¹⁾ Контроль масла з бака контактора РПН (або щорічна заміна масла).

²⁾ Контроль масла з бака трансформаторів потужністю, більшою ніж 630 кВ · А, за винятком герметичних.

³⁾ Для визначення необхідності проведення капітального ремонту трансформаторів з урахуванням результатів вимірювань, випробувань і оцінювання стану трансформатора за умовами роботи, результатами огляду з розкриттям ідентичних трансформаторів.

⁴⁾ Проводять у трансформаторах 110 кВ і вище потужністю 63 МВ · А і більше, під час першого увімкнення, після протікання через обмотки трансформатора струму короткого замикання (КЗ) 0,7 і більше від розрахункового значення струму КЗ трансформатора, допустимого стандартом (ТУ), і у разі визначення необхідності капітального ремонту.

датково, у разі заміни обмоток трансформаторів, виконують визначення групи з'єднань, коефіцієнта трансформації за ГОСТ 3484.1 та випробування підвищеною напругою за ГОСТ 1516.3.

8.3 П, К, Т, М Вимірювання опору ізоляції

8.3.1 Вимірювання опору ізоляції обмоток провадять мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Найменші допустимі значення опору ізоляції для обмоток маслонаповнених трансформаторів, які вводять до експлуатації, регламентуються вимогами заводських документів.

Найменші допустимі значення опору ізоляції для обмотки сухих трансформаторів, які вводять до експлуатації, за температури від 10 °С до 30 °С мають бути не нижчими: для обмоток з номінальною напругою до 1 кВ — 100 МОм; 6 кВ — 300 МОм; вище 6 кВ — 500 МОм.

Найменші допустимі значення опору ізоляції, за яких дозволяється введення трансформаторів в роботу після капітального ремонту, регламентуються вказівками додатка Е.

Під час експлуатації значення опору ізоляції не нормується, але його необхідно враховувати під час комплексного розгляду результатів усіх вимірювань ізоляції і порівнювати з раніше одержаним.

Вимірювання опору ізоляції обмоток рекомендують виконувати 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 — не нижчої ніж 20.

8.3.2 Вимірювання опору ізоляції ярмових балок, пресувальних кілець і доступних стяжних шпильок трансформаторів провадять за необхідності у разі огляду або

ремонту активної частини — мегаомметром на напругу 1,0 кВ або 2,5 кВ.

Опір ізоляції має бути не меншим ніж 0,5 МОм.

8.4 П, К, М Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат

Вимірювання величини $\tan \delta$ ізоляції обмоток трансформаторів, які вводяться до експлуатації, провадити згідно з заводськими схемами за напруги 10 кВ. Вимірювання провадять для силових трансформаторів на напругу 35 кВ і вище.

Для трансформаторів, які пройшли капітальний ремонт, найбільші допустимі значення $\tan \delta$ наведено в додатку Е.

Під час експлуатації вимірювання $\tan \delta$ провадять в трансформаторах на напругу 110 кВ і вище.

Під час експлуатації значення $\tan \delta$ не нормується, але його необхідно враховувати під час комплексного розгляду результатів усіх вимірювань ізоляції і порівнювати з раніше одержаним.

8.5 П, К Випробування ізоляції підвищеною прикладеною напругою промислової частоти

Випробування ізоляції обмоток разом з вводами маслонаповнених трансформаторів під час введення їх до експлуатації і після капітальних ремонтів без заміни обмоток та ізоляції не обов'язкове.

Під час ремонту з повною заміною обмоток усіх типів трансформаторів випробування підвищеною напругою обов'язкове. Значення випробувальної напруги повинне дорівнювати заводському. Під час ремонту з частковою заміною ізоляції або під час реконструкції значення випробувальної напруги повинне дорівнювати 0,9 від заводського.

Випробування ізоляції обмоток сухих трансформаторів обов'язкове під час введення до експлуатації і провадиться за нормами згідно з таблицею 12.

Таблиця 12 — Значення випробних напруг промислової частоти для обмоток сухих трансформаторів

Клас напруги трансформаторів, кВ	До 0,69	3,0	6,0	10,0	15,0	20,0
Випробна напруга, кВ	2,7	9,0	14,4	21,6	33,3	45,0

Примітка. Трансформатори збудження на напругу 24 кВ АЕС випробуються згідно з інструкцією заводу-виробника.

Випробування ізоляції обмоток під час експлуатації проводять згідно з заводськими інструкціями.

Тривалість прикладання випробної напруги — 1 хв.

8.6 П, К Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірювання здійснюють на всіх відгалуженнях, якщо в заводському 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.

8.7 П, К, М Вимірювання опору КЗ

Опір КЗ (Z_k) вимірюють перед першим увімкненням та після капітального ремонту трансформаторів на напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВ · А і більше.

Значення Z_k приймають за базові.

Під час експлуатації вимірювання проводять після проітанання через обмотки трансформатора струму КЗ 0,7 і більше від допустимого за стандартами і ТУ, а також під

час комплексного визначення необхідності капітального ремонту.

Значення Z_k не повинне відрізнятися більше ніж на 3 % від базового або на 5 % від вирахованого за паспортом на однакових відгалуженнях обмоток, якщо інші значення не вказані в заводській документації.

8.8 П, К Вимірювання струму і втрат НХ за зниженої напруги

Струм і втрати НХ вимірюють за схемами, за якими їх вимірювали на підприємстві-виробнику.

Струм НХ вимірюють за зниженої напруги. Значення струму НХ не нормується.

Вимірювання проводяться у трансформаторах потужністю 1000 кВ · А і більше — за напругою (що підводиться до обмоток низької напруги), частотою і схемами, які вказані в протоколі заводських випробувань.

Для однофазних трансформаторів, які знову вводяться, виміряне значення втрат НХ не повинне відрізнятися від заводських (вихідних) даних більше ніж на 10 %.

Для трифазних трансформаторів співвідношення втрат по фазах не повинне відрізнятися від паспортних співвідношень більше ніж на 5 %.

Вимірювання під час експлуатації проводять під час комплексних випробувань трансформатора. В експлуатації значення втрат НХ не нормується.

8.9 П, К, Т Перевірка роботи перемикальних пристроїв типів РПН і ПБЗ

Контроль справності перемикальних пристроїв проводять згідно з типовими або заводськими інструкціями.

8.10 П, К, Т, М Перевірка дії допоміжних елементів

Перевірку засобів захисту масла від впливу навколишнього середовища, дії газового і захисного реле РПН,

стрілкового маслопоказчика, запобіжного і відсічного клапанів, термоперетворювачів опору провадять згідно з заводськими інструкціями.

8.11 П, К Випробування бака на щільність

Після монтажу та ремонту трансформаторів випробування баків на щільність провадять тиском згідно з ГОСТ 3484.5, заводськими інструкціями та керівними документами на ремонт трансформаторів. Трансформатори без розширника і герметизовані на маслощільність не випробовують.

8.12 П, К, Т Перевірка пристроїв охолодження

Контроль систем охолодження провадять згідно з заводськими інструкціями.

8.13 П, К, Т, М Вимірювання характеристик трансформаторного масла

8.13.1 Аналіз масла (обсяг перевірки та періодичність) під час розвантаження, збереження, монтажу та введення в експлуатацію трансформаторів на напругу 110—750 кВ (під час першого увімкнення) провадять згідно з вимогами РД 16.363, ГКД 34.43.101, а трансформаторів на напругу до 35 кВ — згідно з заводськими інструкціями та додатком Д.

8.13.2 Масло до і після заливання в трансформатори необхідно випробувати за переліками 1—6 таблиці 48, а для трансформаторів на напругу 110—750 кВ крім того додатково — за переліком 7 і за переліками 10 і 11 (з плівковим та азотним^{*)} захистом) таблиці 48.

Під час експлуатації вимірювання $\text{tg}\delta$ масла треба провадити у трансформаторах відповідно до ГКД 34.43.101.

Масло трансформаторів потужністю до 630 кВ · А і герметичних під час експлуатації не відбирають і не перевіряють.

^{*)} Чистоту азоту дозволяється визначати хроматографічними засобами

8.13.3 Допускається заливання в трансформатори всіх потужностей на напругу 220—500 кВ після капітального ремонту експлуатаційного трансформаторного масла з кислотним числом, не більшим ніж 0,05 мг КОН/г, що задовольняє нормам на експлуатаційне масло за реакцією водяної витяжки, вмістом розчиненого шламу, механічними домішками, та пробивною напругою на 10 кВ, вищою від експлуатаційної норми, вмістом іонулу, не меншим ніж 0,2 %, і $\text{tg}\delta$ за 90 °С, не більшим ніж 2,6 %, а для трансформаторів на напругу до 150 кВ — масло з $\text{tg}\delta$ за 90 °С, не більшим ніж 6 %.

8.13.4 Контроль якості масла (за значенням пробивної напруги), яке знаходиться у баках контакторів пристроїв РПН і відділеного від масла трансформатора, необхідно виконувати після певної кількості перемикачів, яку зазначено в інструкції з експлуатації даного перемикача, але не менше ніж один раз на рік. Масло слід замінити за наступної пробивної напруги:

- нижче 25 кВ — у контакторах з ізоляцією на 10 кВ;
- нижче 30 кВ — у контакторах з ізоляцією на 35 кВ;
- нижче 35 кВ — у контакторах з ізоляцією на 110 кВ;
- нижче 40 кВ — у контакторах з ізоляцією на 220 кВ.

8.13.5 Визначення та контроль газів, які розчинені в маслі, виконують для трансформаторів напругою 110 кВ і вище, трансформаторів власних потреб енергоблоків, трансформаторів з пристроєм РПН відповідно до РД 34.46.301 та СОУ-Н ЕЕ 46.501.

8.14 П, К, М Випробування вводитів

Випробування та вимірювання вводитів провадять згідно з розділом 24.

8.15 П, К, М Випробування вбудованих трансформаторів струму

Випробування та вимірювання вбудованих трансформаторів струму провадять за 9.1; 9.3.2; 9.4—9.7.

8.16 П, К, М Оцінювання вологості твердої ізоляції

Оцінювання вологості провадять для трансформаторів напругою 110 кВ і вище потужністю 63 МВ · А і більше.

Допустиме значення вмісту води в твердій ізоляції зразка товщиною 3 мм нововведених трансформаторів та трансформаторів, які пройшли капітальний ремонт, — не вище 1 % для трансформаторів з захистом масла і 1,5 % для трансформаторів без захисту масла, а трансформаторів, що експлуатуються, — не вище 3 % за масою. Вміст води в твердій ізоляції в процесі експлуатації дозволено не визначати, якщо вміст її в маслі не перевищує 10 г/т (у разі виконання відбору проби масла за температури ізоляції, не нижчої ніж 30 °С).

Вміст води в твердій ізоляції перед введенням до експлуатації і під час капітального ремонту визначають за вмістом води в закладених у бак зразках ізоляції. У разі порівняння значень ізоляції трансформаторів до і після капремонту дозволяється оцінювати вміст води твердої ізоляції розрахунковим методом за результатами вимірювань $\tan \delta$ ізоляції і масла за температур 30 °С або 60 °С за допомогою номограм згідно з додатком Е.

8.17 К Оцінювання стану паперової ізоляції обмоток

Ресурс паперової ізоляції обмоток вважають вичерпаним у разі зниження ступеня полімерізації паперу до 250 одиниць.

Визначають за необхідності під час капремонту.

8.18 П, К Перевірка коефіцієнта трансформації

Перевірку провадять за всіх положень перемикачів відгалужень. Значення коефіцієнта трансформації, виміряне під час введення трансформатора в експлуатацію, не

повинне відрізнятися більше ніж на 2 % від значень, виміряних на відповідних відгалуженнях інших фаз, і заводських значень, а значення коефіцієнта, виміряне під час капітального ремонту, не повинне відрізнятися більше ніж на 2 % від значення коефіцієнта трансформації, розрахованого за напругами відгалужень.

8.19 П, К Перевірка групи з'єднання обмоток трифазних трансформаторів і полярності виводів однофазних трансформаторів

Група з'єднань повинна відповідати зазначеній в паспорті трансформатора, а полярність виводів — позначенням на кришці трансформатора.

8.20 П, К Перевірка запобіжних пристроїв

Перевірку запобіжного і відсічного клапанів, а також запобіжної (вихлопної) труби під час введення трансформатора в експлуатацію та під час капітального ремонту провадять згідно з документами, наведеними у 8.2.

8.21 П, К, М Перевірка засобів захисту масла від впливу навколишнього середовища

Перевірку повітроосушувача, установок азотного і пливкового захистів масла, термосифонного або адсорбційного фільтра під час введення трансформатора до експлуатації і під час капітального ремонту провадять згідно з 8.10.

8.22 П, К Випробування трансформаторів увімкненням на номінальну напругу

Трансформатори вмикають на час, не менший ніж 30 хв. Впродовж цього часу прослуховують і наглядають за станом трансформатора. У процесі випробувань не повинні мати місце явища, які вказують на незадовільний стан трансформатора.

9 ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ

Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань вимірювальних трансформаторів мають відповідати наведеним у таблиці 13.

Таблиця 13 — Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань вимірювальних трансформаторів

Періодичність вимірювань і випробувань	Обсяг вимірювань і випробувань трансформаторів				
	струму			напруги	
	Трансформатори струму з керамічною і литою ізоляцією на напругу до 35 кВ та вбудовані трансформатори струму	З паперово-масляною ізоляцією	З паперово-масляною конденсаторною ізоляцією	З литою і сухою ізоляцією на напругу до 35 кВ	Масло-наповнені
Під час приймально-здавальних випробувань (під час першого увімкнення)	За 9.1; 9.3—9.7	За 9.1—9.8; 9.10	За 9.1—9.8; 9.10 ^{*)}	За 9.1; 9.3	За 9.1; 9.3; 9.7; 9.9—9.11
Не менше ніж один раз на три роки	—	За 9.1 ^{*)} ; 9.2; 9.3.2; 9.8; 9.10	За 9.1; 9.2; 9.3.2; 9.8 ^{*)} ; 9.10	—	За 9.1; 9.10
Не менше ніж один раз на шість років	За 9.1; 9.3	За 9.1—9.4; 9.10	За 9.1; 9.2; 9.3.2; 9.4; 9.10 ^{*)}	За 9.1; 9.3	За 9.1; 9.3; 9.7; 9.9; 9.10; 9.11 ^{*)}

^{*)} За незадовільних показників масла.

^{**)} Відбір і випробування масла в герметизованих трансформаторах не проводять, крім вказівок інструкції заводу-виробника.

В експлуатації під час контролю за 9.13 трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією напругою 330 кВ і вище без їх вимикання вимірювання за 9.1 і 9.2 впродовж перших 3-х років експлуатації можна не проводити, а далі — за необхідності.

Примітка. Якщо об'єм, норми і періодичність випробувань ТС випуску після 2000 року, наведені в заводських інструкціях, суттєво відрізняються від наведених у Нормах, то необхідно керуватися вимогами заводських інструкцій.

9.1 П, К, Т Вимірювання опору ізоляції

9.1.1 Вимірювання опору основної ізоляції обмоток

Опір вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Виміряні значення опору ізоляції обмоток трансформаторів напруги і трансформаторів струму повинні бути не менше наведених у таблиці 14.

9.1.2 Вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток

Опір вимірюють мегаомметром на напругу 1,0 кВ, 2,5 кВ. Опір ізоляції вторинних обмоток не нормується. Під час експлуатації дозволяється провадити вимірювання опору ізоляції разом з приєднаними до них колами, при цьому опір повинен бути не меншим ніж 1 МОм. Якщо опір ізоляції менший ніж 1 МОм, провести виміри без приєднання вторинних кіл.

Обов'язково один раз на 6 років вимірювати ізоляцію вторинних обмоток без приєднання вторинних кіл, опір ізоляції при цьому повинен бути не меншим ніж 50 МОм.

У разі оцінювання стану ізоляції вторинних обмоток можна орієнтуватися на такі середні значення опору ізоляції справної обмотки:

- у вбудованих трансформаторах струму — 10 МОм;
- у виносних трансформаторах струму — 50 МОм.

У трансформаторах струму напругою 220 кВ і вище типу ТФЗМ за наявності виводу від екрана вторинної обмотки вимірюють опір ізоляції між екраном і вторинною обмоткою. Значення опору ізоляції має бути не меншим ніж 1 МОм.

Таблиця 14 — Найменші допустимі значення опору ізоляції обмоток трансформаторів напруги та трансформаторів струму

Тип вимірюваного трансформатора	Найменше допустиме значення опору ізоляції, МОм			Примітка
	Основна ізоляція	Вимірювальний конденсатор	Зовнішні шари основної ізоляції	
Трансформатори напруги	300 і більше для трансформаторів напруги серії НКФ під час приймально-здавальних випробувань і 50 — під час експлуатації. Для решти трансформаторів напруги — не нормується	—	—	
Трансформатори струму усіх напруг (крім трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією)	Не нормується	—	—	У каскадних трансформаторах струму під час приймально-здавальних випробувань опір ізоляції проміжних обмоток повинен бути не менше ніж 1 МОм.
Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і U -подібною обмоткою на напругу 330 кВ	5000 ^{*)} 3000	1000	1000 ^{*)} 500	—
Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і римоподібною обмоткою	5000 ^{*)} 3000	—	100 ^{*)} 50	—

*) У чисельнику наведено найменші допустимі значення опору ізоляції для ТС, які вводяться до роботи, у знаменнику — для ТС, які знаходяться в експлуатації.

9.2 П, К, М Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і ємності ізоляції обмоток трансформаторів струму

Виміряні значення $\operatorname{tg} \delta$ ізоляції обмоток трансформаторів струму не повинні перевищувати значень, наведених у таблиці 15, якщо заводом-виробником не встановлені інші норми.

Під час вимірювань потрібно звертати увагу на характер змінювання $\operatorname{tg} \delta$ і ємності порівняно з результатами попередніх вимірювань. Під час вимірювання $\operatorname{tg} \delta$ ізоляції ТС за підвищеної напруги, яка дорівнює (190—210) кВ, значення $\operatorname{tg} \delta$ основної ізоляції повинне бути не більшим ніж: для ТС типу ТФУМ (ТФКН) — 0,9 % (з урахуванням зростання ($\Delta \operatorname{tg} \delta$)); для ТС типу ТФРМ — 0,6 %. При цьому зростання ($\Delta \operatorname{tg} \delta$) за підвищення напруги від 0,5 U_p до U_p не повинне перевищувати 0,1 %. Ємність не повинна відрізнятися більше ніж на ± 5 % порівняно з виміряною перед увімкненням у роботу.

Під час експлуатації каскадних трансформаторів струму дозволено вимірювати $\operatorname{tg} \delta$ основної ізоляції одночасно для обох елементів каскаду за їх паралельного з'єднання.

Отриманий $\operatorname{tg} \delta$ порівнюють з $\operatorname{tg} \delta_p$, розрахованим за формулою:

$$\operatorname{tg} \delta_p = \frac{\operatorname{tg} \delta_1 \cdot C_1 + \operatorname{tg} \delta_2 \cdot C_2}{C_1 + C_2}, \quad (2)$$

де C_1 , C_2 , $\operatorname{tg} \delta_1$, $\operatorname{tg} \delta_2$ — попередньо отримані значення під час вимірювання кожного елемента каскаду.

Якщо $\operatorname{tg} \delta$ не співпадає з $\operatorname{tg} \delta_p$, то вимірюють $\operatorname{tg} \delta$ кожного елемента каскаду і порівнюють його з наведеним у таблиці 15.

Таблиця 15 — Граничні значення tg δ основної ізоляції обмоток трансформаторів струму (за $t = 20^\circ\text{C}$ та напруги 10 кВ)

Виконання трансформатора струму і періодичність вимірювання	Граничні значення tg δ, %, ізоляції трансформатора струму на напругу, кВ					
	35	60—110	150—220	330	500 ¹⁾	750 ¹⁾
Трансформатори струму з паперово-масляною ізоляцією і обмоткою кільцевого виконання: — під час першого увімкнення — в експлуатації	2,5 4,5	2,0 3,5	1,5 2,5	—	1,0 1,5	—
Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і U-подібною обмоткою: — під час першого увімкнення — в експлуатації	—	—	—	0,6/0,8/1,0 ¹⁾ 0,8/1,0/1,5	—	—
Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і римоподібною обмоткою: — під час першого увімкнення — в експлуатації	—	—	—	150% від виміряного на заводі, але не більше ніж 0,5	150% від виміряного на заводі, але не більше ніж 0,5	150% від виміряного на заводі, але не більше ніж 0,5

¹⁾ Норму надано для одного елемента каскадного трансформатора струму.

¹⁾ Норму — у першому знаменнику для вимірювального конденсатора, у другому — для останніх шарів ізоляції.

9.3 П, К Випробування підвищеною напругою промислової частоти

9.3.1 Випробування ізоляції обмоток високої напруги

Значення випробної напруги приймають для вимірювальних трансформаторів згідно з таблицею 16.

Таблиця 16 — Випробна напруга промислової частоти

Вид ізоляції обмотки випробної напруги	Випробна напруга, кВ, для вимірювальних трансформаторів з номінальною напругою, кВ								
	0,4—0,6	3	6	10	15	20	24	27	35
Керамічна	—	24	32	42	55	65	75	80	95
Інші	—	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	67,5	72	85,5

Трансформатори напруги з полегшеною ізоляцією одного з виводів випробуванню не підлягають.

В експлуатації вимірювальні трансформатори дозволено випробувати разом з ошиновкою відповідно до 4.23.

Тривалість прикладення випробної напруги для трансформаторів напруги — 1 хв.

Тривалість прикладення випробної напруги для трансформаторів струму становить 1 хв, якщо основна ізоляція керамічна або паперово-масляна, і 5 хв — якщо основна ізоляція з органічно-твердих матеріалів або кабельних мас.

9.3.2 Випробування ізоляції вторинних обмоток

Під час приймально-здавальних випробувань значення випробної напруги вторинних обмоток повинне відповідати вимогам заводських інструкцій.

Під час експлуатації значення випробної напруги для ізоляції вторинних обмоток разом з приєднаними до них колами дорівнює 1 кВ.

Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв.

9.4 П, К Перевірка контрольних точок характеристики намагнічування осердя трансформаторів струму

Точки характеристики намагнічування під час першого увімкнення трансформатора струму перевіряють за напруги, зазначеної у заводській документації. При цьому в будь-якому разі значення вторинного струму не повинне перевищувати номінального значення.

Під час експлуатації перевіряють дві-три точки характеристики намагнічування підвищеною напругою до початку насичення, але не вище 1800 В. Одержані значення в контрольних точках порівнюють із заводськими значеннями або з результатами вимірювань у справних однотипних трансформаторах струму.

За наявності в обмотках відгалужень контрольну точку перевіряють на робочому відгалуженні.

Результати вимірювань мають відповідати заводським або початковим значенням у межах точності вимірювань.

9.5 П, К Перевірка полярності вбудованих трансформаторів струму

Полярність повинна відповідати даним підприємства-виробника.

9.6 П, К Перевірка коефіцієнта трансформації трансформаторів струму

Відхилення значень виміряного коефіцієнта трансформації від зазначеного в паспорті має відповідати вимогам підприємства-виробника.

9.7 П, К Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірювання провадять у трансформаторах струму і напруги.

Відхилення значення виміряного опору обмотки від зазначеного в паспорті має бути не більшим ніж 2 %, якщо інше не наведено у заводських інструкціях.

9.8 П, К, Т Перевірка якості ущільнень трансформаторів струму

Перевірку провадять в трансформаторах струму на напругу 35—500 кВ з паперово-масляною ізоляцією негерметичного виконання шляхом утворення в них надлишкового тиску масла 0,05 МПа (0,5 кгс/см²). Тривалість перевірки — 5 хв.

Під час перевірки не повинно бути витікання масла та зниження випробного тиску.

9.9 П, К, М Вимірювання струму і втрат неробочого ходу трансформаторів напруги

9.9.1 Вимірювання струму і втрат НХ електромагнітного пристрою ємнісних трансформаторів напруги провадиться за напруги, вказаної в заводській документації.

Виміряні значення струму і втрат НХ не повинні відрізнятися від вказаних у паспорті більше ніж на 10 %.

9.9.2 Вимірювання струму НХ трансформаторів напруги типу НКФ провадиться за напруги, вказаної в заводській документації.

Виміряні значення струму НХ під час приймально-здавальних випробувань не повинні відрізнятися від вказаних у паспорті більше ніж на 20 %, а в експлуатації — не більше ніж на 20 % від значень, отриманих під час приймально-здавальних випробувань.

Примітка. Під час приймально-здавальних випробувань виміри струму НХ виконують для кожного елемента фази та фази в зборі, в експлуатації — фази в зборі.

9.10 П, К, Т Випробування трансформаторного масла

9.10.1 Фізико-хімічний аналіз провадять згідно з розділом 26.

9.10.2 Хроматографічний аналіз вільних та розчинених газів провадять згідно з діючими Методичними вказівками.

Для негерметичних трансформаторів випробування не провадиться.

9.11 П, К, М Випробування конденсаторів ємнісних трансформаторів напруги

Випробування провадять згідно з розділом 20 та інструкцією підприємства-виробника.

9.12 П, К, Т Випробування вентильних розрядників ємнісних трансформаторів напруги і каскадних трансформаторів струму

Провадять згідно з розділом 21 та інструкцією підприємства-виробника.

9.13 П, М Контроль ізоляції під робочою напругою

Контроль ізоляції трансформаторів струму під робочою напругою рекомендовано провадити в трансформаторах струму на напругу 330—750 кВ.

Для трансформаторів струму вимірювання згідно з 9.1, 9.2 і 9.10 можуть провадитися лише у разі незадовільних результатів контролю під напругою за 9.13.

Контрольовані параметри: зміна тангенса кута діелектричних втрат ($\text{Atg}\delta$) і ємності (ЛС/С) основної ізоляції або (та) зміна її модуля повної провідності (AY/Y). Дозволяється контроль за одним з параметрів ($\text{Atg}\delta$ або AY/Y).

Зміну значень контрольованих параметрів визначають як різницю результатів двох вимірювань: чергових і під час введення в роботу системи контролю під напругою.

Граничні значення збільшення контрольованого параметра (за нормальних погодних умов) становлять 5 % значення, вимірюваного під час введення в роботу системи контролю під напругою.

Періодичність контролю трансформаторів струму під робочою напругою залежно від величини контрольованого параметра і граничні значення параметра визначаються згідно з вимогами СОУ-Н-МПЕ 40.1.46.301.

У разі виявлення відхилень, більших ніж наведено у СОУ-Н-МПЕ 40.1.46.301, рекомендовано відключити ТС і провести вимірювання $\text{tg}\delta$ за напруги до 190 (210) кВ. Оцінку стану ізоляції провести з урахуванням вимог 9.2.

9.14 П, К, М Елегазові вимірювальні трансформатори

9.14.1 Трансформатори струму типу ТОГ-110, 150, 500, 750 кВ

9.14.1.1 Перед введенням в експлуатацію (першим увімкненням), П:

— $\text{tg}\delta$, вимірюваний за напруги 10 кВ, не повинен перевищувати $\text{tg}\delta$, вимірюваний на заводі-виробнику, більше ніж на 50 %;

— ємність не повинна відрізнятися від заводської більше ніж на ± 5 %;

— опір ізоляції нульового виводу відносно корпусу і вторинних обмоток між собою і корпусом, вимірюваний мегаомметром на 1000 В, повинен бути не менше ніж 300 МОм;

— ізоляцію вторинних обмоток і ізоляцію нульового виводу необхідно випробувати напругою 3 кВ протягом однієї хвилини;

— перевірку контрольних точок характеристик намагнічування виконувати згідно з 9.4.

9-14.1.2 В експлуатації, Т, в перші два роки — один раз на рік, а далі — один раз на три роки:

— $\operatorname{tg} \delta$ ТС типу ТОГ-110 кВ повинен бути не більшим ніж 0,5 %;

— $\operatorname{tg} \delta$ ТС типу ТОГ 150-750 кВ повинен бути не більшим ніж 1,5 %;

— ємність не повинна відрізнятися від заводської більше ніж на ± 5 %;

— опір ізоляції нульового виводу відносно корпусу і вторинних обмоток між собою і корпусом, виміряний мегаомметром на 1000 В, повинен бути не менше ніж 50 МОм;

— ізоляцію вторинних обмоток, разом з приєднаними до них колами, і ізоляцію нульового виводу необхідно випробувати напругою 1 кВ протягом однієї хвилини;

— перевірку контрольних точок характеристик намагнічування виконувати згідно з 9.4.

9.14.2 Трансформатори напруги типу НОГ-110, 150, 220 кВ

9.14.2.1 Перед введенням в експлуатацію (першим увімкненням), П:

— опір постійному струму первинної обмотки не повинен відрізнятися від паспортних значень більше ніж на ± 2 %, вторинних обмоток — більше ніж на ± 20 %;

— опір ізоляції, виміряний мегаомметром на напругу 2,5 кВ, повинен бути не меншим ніж 500 МОм;

— струм неробочого ходу не повинен відрізнятися більше ніж на ± 20 % від паспортних значень;

— ізоляцію вторинних обмоток, виводу «Х» і заземлювальних відводів конденсаторних обкладок необхідно випробувати напругою 1 кВ протягом однієї хвилини.

9.14.2.2 В експлуатації, Т, в перші два роки — один раз на рік, а далі — один раз на три роки:

— опір постійному струму первинної обмотки не повинен відрізнятися від паспортних значень більше ніж на ± 2 %, вторинних обмоток — більше ніж на ± 20 %;

— опір ізоляції, виміряний мегаомметром на напругу 2,5 кВ, повинен бути не менше ніж 300 МОм;

— струм неробочого ходу не повинен відрізнятися більше ніж на ± 20 % від паспортних значень;

— ізоляцію вторинних обмоток, виводу «Х» і заземлювальних відводів конденсаторних обкладок необхідно випробувати напругою 1 кВ протягом однієї хвилини.

Примітка. Визначення температури ізоляції та оцінку стану елегазових вимірювальних трансформаторів проводити згідно з Керівництвом з експлуатації заводу-виробника.

10 МАСЛЯНІ ТА ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ ВИМИКАЧІ

Масляні та електромагнітні вимикачі підлягають перевіркам і випробуванням:

— під час першого увімкнення (П) — за 10.1—10.15;

— в експлуатації (під час капітальних ремонтів) (К) — за 10.1—10.15 один раз на шість років;

— у міжремонтний період (М) у строки, визначені місцевими інструкціями та за необхідності — за 10.1—10.3; 10.5; 10.13, 10.14.

10.1 П, К, М Вимірювання опору ізоляції

10.1.1 Вимірювання опору ізоляції рухомих і направляючих частин, виконаних з органічних матеріалів

Опір ізоляції потрібно вимірювати мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення його повинно бути не нижче значень, наведених у таблиці 17.

10.1.2 Вимірювання опору ізоляції дугогасних камер електромагнітних вимикачів

Опір ізоляції має відповідати заводським нормам.

10.1.3 Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл, кіл керування і обмоток електромагнітів керування

Таблиця 17 — Граничні значення опору ізоляції рухомих і направляючих частин, виконаних з органічних матеріалів

Вид випробування	Опір ізоляції, МОм, на номінальну напругу, кВ		
	3—10	15—150	220 і вище
Під час першого увімкнення	1000	3000	5000
Під час експлуатації	300	1000	3000

Вимірювання проводять мегаомметром на напругу 1,0—2,5 кВ. Опір ізоляції повинен бути не меншим ніж наведений в таблиці 49.

10.2 П, К, М Випробування вводів

Випробування проводять згідно з розділом 24.

10.3 П, К, М Оцінювання стану внутрішньо-бакової ізоляції та ізоляції дугогасних пристроїв бакових масляних вимикачів 35 кВ

Оцінювання проводять у випадку, коли під час вимірювання $\tan \delta$ уводів на повністю зібраному вимикачеві одержано значення, які перевищують наведені в розділі 24.

Внутрішньобакова ізоляція та ізоляція дугогасних пристроїв підлягає сушінню, якщо за відсутності впливу цієї ізоляції вимірний $\tan \delta$ уводів знижується більше ніж на 4 % (абсолютна величина).

Оцінку стану внутрішньобакової ізоляції масляних вимикачів на напругу 110—220 кВ проводять згідно з вимогами інструкцій заводів-виробників.

10.4 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

10.4.1 Випробування опорної ізоляції та ізоляції вимикачів відносно корпусу

Випробну напругу для вимикачів кожного класу напруги приймають згідно з таблицею 18. Випробуванню підвищеною напругою має підлягати також ізоляція міжконтактних розривів у маломасляних вимикачах 6—10 кВ.

Тривалість випробної напруги — 1 хв.

10.4.2 Випробування ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування

Випробування проводять згідно з розділом 27.

10.5 П, К, М Вимірювання опору постійному струму

10.5.1 Вимірювання опору струмопровідного контура кожного полюса в цілому та окремих його частин

Виміряні значення опору струмопровідного контура і окремих його частин мають відповідати заводським нормам.

10.5.2 Вимірювання опору шунтуючих резисторів дугогасних пристроїв

Виміряні значення опору мають відповідати заводським нормам.

10.5.3 Вимірювання опору обмоток електромагнітів керування

Виміряні значення опору обмоток електромагнітів (увімкнення і вимикання) мають відповідати заводським нормам.

Таблиця 18 — Випробна напруга промислової частоти для масляних і електромагнітних вимикачів

Вид ізоляції вимикача	Значення випробної напруги, кВ, для вимикачів на номінальну напругу до 35 кВ					
	3	6	10	15	20	35
Фарфорова	24	32	42	55	65	95
Фарфорова ізоляція разом з твердими і рідкими діелектриками або кабельними масами, ізоляція з органічних твердих матеріалів	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	85,5

10.6 П, К Вимірювання ходу рухомих частин, утисування контактів під час увімкнення, одночасності замикання і розмикання контактів вимикачів

Виміряні значення мають відповідати заводським нормам.

10.7 П, К Перевірка регулювальних і установлювальних характеристик механізмів приводів і вимикачів

Перевірку провадять в обсязі і за нормами заводських інструкцій і паспортів для кожного типу приводу і вимикача.

10.8 П, К 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.

Крім того, відповідно до заводських інструкцій дію механізму вільного розчеплення електромагнітних приводів треба перевіряти за піднятого до упору плунжері електромагніту увімкнення.

10.9 П, К Перевірка мінімальної напруги (тиску) спрацьовування приводів вимикачів

Перевірку провадять для визначення фактичних значень напруг на затискачах електромагніту увімкнення і вимикання приводів або тиску стиснутого повітря пневмоприводів, за яких вимикачі (без струму в первинному колі) зберігають працездатність, тобто виконують операції увімкнення і вимикання з початку і до кінця.

Фактичні значення напруги спрацьовування приводів повинні відповідати заводським даним, а за відсутності таких даних — повинні бути на (15—20) % менше, ніж нижня межа робочої напруги на затискачах електромагнітів приводів. Фактичні значення спрацьовування пневмоприводів мають бути на (20—30) % менше, ніж нижня межа робочого тиску.

Найменшу напругу спрацьовування електромагнітів керування вимикачів з пружинними приводами визначають за робочого натягу пружин увімкнення.

10.10 П, К Перевірка часу заведення робочих пружин та зусилля натягу пружин увімкнення

Перевірку провадять у вимикачах, які мають пружинні приводи, в обсязі і за нормами заводських інструкцій та паспортів для кожного типу приводу вимикача.

10.11 П, К Вимірювання швидкісних і часових характеристик вимикачів

Швидкісні та часові характеристики вимикачів мають відповідати заводським нормам.

Вимірювання швидкісних і часових характеристик потрібно виконувати за номінальної напруги на затискачах електромагнітів приводів і номінального тиску стиснутого повітря пневмоприводів.

Вимірювання швидкісних і часових характеристик вимикачів може виконуватися за підвищеного або зниженого значення напруги на затискачах електромагнітів керування або тиску стиснутого повітря пневмоприводів згідно з вимогами заводських інструкцій; при цьому швидкісні та часові характеристики повинні відповідати нормам, зазначеним у заводських інструкціях і паспортах на кожний тип приводу вимикача.

Під час монтажу необхідність вимірювання швидкісних і часових характеристик бакових вимикачів без масла в баках визначають згідно з вимогами заводських інструкцій.

10.12 П, К Випробування вимикачів багаторазовим увімкненням і вимиканням

Багаторазові випробування масляних вимикачів провадять за напруги на затискачах електромагнітів: увімкнення — 80 (85) % і 100 % номінальної; вимикання — 65 % і

100 % номінальної. Випробування вимикачів за верхньої межі напруг на затискачах електромагнітів увімкнення (110 % номінальної) і вимикання (120 % номінальної) не обов'язкове і виконується у разі можливості забезпечення такого рівня напруги.

Крім того, усі вимикачі потрібно випробувати в циклі «увімкнення-вимикання» (без витримки часу), а вимикачі, призначені для роботи в режимі АПВ, — у циклах «вимикання-увімкнення» і «вимикання-увімкнення-вимикання».

Число операцій і складних циклів, які підлягають виконанню кожним вимикачем (полюсом), за кожного значення напруги на затискачах електромагнітів має становити:

- дві операції увімкнення;
- дві операції вимикання;
- два цикли кожного виду.

10.13 П, К, М Випробування трансформаторного масла вимикачів

Випробування трансформаторного масла з баків, полюсів, модулів і маслonaповнених введів масляних вимикачів проводять в обсязі і за нормами, зазначеними в розділі 26.

Додатково під час експлуатації перевіряють візуально вміст зваженого вугілля у маслі бакових вимикачів за ГОСТ 6370.

10.14 П, К, М Випробування вбудованих трансформаторів струму

Випробування вбудованих трансформаторів струму проводять в обсязі і за нормами, зазначеними в 9.1; 9.3.2; 9.4—9.7.

10.15 П, К Випробування шунтуючих конденсаторів

Випробування конденсаторів проводять в обсязі і за нормами, наведеними у розділі 20.

11 ПОВІТРЯНІ ВИМИКАЧІ

Періодичність і обсяг вимірювань і випробувань повітряних вимикачів мають відповідати:

- під час першого увімкнення (П) — 11.1—11.11;
- під час капітального ремонту (К) — 11.1—11.11;
- під час поточного ремонту в строки, визначені місцевими інструкціями, (Т) — 11.6; 11.9.

Крім перевірки і випробувань окремих вузлів повітряні вимикачі усіх класів напруги мають бути перевірені з вимірюванням основних параметрів під час виконання окремих операцій і складних циклів.

Результати вимірювань і випробувань мають відповідати даному розділу і заводській документації.

11.1 П, К Вимірювання опору ізоляції

Вимірювання опору ізоляції повітропроводів, опорних і рухомих частин, виконаних із органічних матеріалів, потрібно виконувати мегаомметрами на напругу 2,5 кВ.

Опір ізоляції має бути не нижче значень, наведених у таблиці 19.

Таблиця 19 — Найменші допустимі значення опору ізоляції повітропроводів, опорних і рухомих частин, виконаних з органічних матеріалів

Вид випробування	Опір ізоляції, МОм, вимикача на номінальну напругу, кВ		
	до 15	20—35	110 і вище
Під час першого увімкнення	1000	3000	5000
Під час експлуатації	300	1000	3000

11.1.1 Вимірювання опору багатоелементних ізоляторів

Опір ізоляції вимірюють лише за позитивної температури навколишнього середовища і безпосередньо перед установленням ізоляторів.

Опір ізоляції кожного елемента ізолятора повинен бути не меншим ніж 300 МОм.

11.1.2 Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 1,0—2,5 кВ.

Опір ізоляції електромагнітів керування, кіл живлення та керування в розподільних і полюсних шафах вимикачів має бути не меншим ніж 10 МОм під час приймально-здавальних випробувань і 1 МОм — під час капітального ремонту.

11.2 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

11.2.1 Випробування опорної ізоляції вимикачів

Для опорних одноелементних ізоляторів, виготовлених з фарфору, приймають значення випробної напруги 65 кВ і 95 кВ промислової частоти за номінальної напруги вимикача відповідно 20 кВ і 35 кВ.

Для опорних одноелементних ізоляторів, виготовлених з фарфору разом з органічними матеріалами, значення випробної напруги приймають 58,5 кВ і 85,5 кВ промислової частоти за номінальної напруги вимикача відповідно 20 кВ і 35 кВ.

Багатоелементні штирьові ізолятори потрібно випробувати підвищеною напругою 50 кВ промислової частоти, яку прикладають до кожного елемента ізолятора.

Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв.

11.2.2 Випробування підвищеною напругою ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування

Випробування проводять відповідно до розділу 27.

Випробування обов'язкове після монтажу вторинних кіл і під час проведення першого профілактичного відновлення. Надалі в експлуатації випробування підвищеною

напругою промислової частоти дозволено замінити вимірюванням ізоляції мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

11.3 П, К Вимірювання опору постійному струму обмоток електромагнітів керування, шунтуючих резисторів і омичних дільників напруги

11.3.1 Вимірювання опору постійному струму обмоток електромагнітів керування

Виміряні опори обмоток електромагнітів керування для кожного типу вимикачів повинні відповідати нормативним значенням, зазначеним у заводській документації.

11.3.2 Вимірювання опору шунтуючих резисторів і омичних дільників напруги

Результати вимірів опору повинні відповідати нормам, наведеним у заводській документації.

11.4 П, К Перевірка ходу якоря електромагнітів керування

Фактичний хід якоря електромагнітів повинен відповідати паспортним даним, зазначеним у заводській документації.

11.5 П, К Перевірка характеристик вимикачів

Під час перевірки роботи повітряних вимикачів усіх класів напруг потрібно визначати характеристики, а за необхідності — регулювати згідно з нормами заводу-виробника.

Для визначення часових характеристик потрібно знімати осцилограми роботи вимикачів під час увімкнення, вимикання і складних циклів. Види операцій і складних циклів, значення тиску і напруг, за яких повинна проводитися перевірка вимикачів, наведені в таблиці 20.

Для вимірювання швидкісних характеристик повітряних вимикачів з ножовим відокремлювачем необхідно знімати віброграми роботи вимикачів.

Таблиця 20 — Обсяг багаторазових випробувань повітряних вимикачів під час налагодження

Найменування операцій або циклу	Тиск випробування вимикача	Напруга на затискачах електромагнітів	Кількість операцій та циклів у процесі	
			монтажу, капітальних і позачергових ремонтів	поточних ремонтів
Вимикання, увімкнення	Мінімальне спрацювання	Номинальна ¹⁾	2	2
	Мінімальне робоче	Те саме	2	2
	Номинальне	—//—	2	2
	Максимальне робоче	0,65 номинального ¹⁾	2	2
Цикл «увімкнення-вимикання»	Мінімальне спрацювання	Номинальна ¹⁾	2	2
	Максимальне робоче	Те саме	2	2
Цикл «вимикання-увімкнення», успішне АПВ	Мінімальне для АПВ	—//—	2	2
	Номинальне	—//—	2	2
Цикл «вимикання-увімкнення-вимикання», неуспішне АПВ	Мінімальне для АПВ	—//—	2	2
	Максимальне робоче	—//—	2	2

¹⁾ Осцилограми роботи вимикачів потрібно знімати.

11.6 П, К, Т Випробування вимикачів багаторазовим увімкненням і вимиканням

Багаторазові випробування — виконання операцій увімкнення, вимикання і складних циклів («увімкнення-вимикання» без витримки часу — обов'язкові для усіх вимикачів; «вимикання-увімкнення-вимикання» і «вимикання-увімкнення» з навмисною витримкою часу — для вимикачів, призначених для роботи в режимі АПВ) — мають виконуватися у процесі налагодження за різного тиску стиснутого повітря і напругах на затискачах електромагнітів керування (таблиця 20) з метою перевірки справності дії вимикачів, вимірювання характеристик і підтвердження їх стабільності (згідно з 11.5).

При цьому необхідно перевірити роботу трьох полюсів вимикача у разі поелементного і пополюсного налагодження, а також роботу вимикача від кнопок місцевого пневматичного керування (за їх наявності).

11.7 П, К Перевірка напруги спрацювання електромагнітів керування

Електромагніти керування залежно від типу повітряних вимикачів повинні спрацювати за напруги, не більшої ніж $0,65U_{\text{ном}}$ або $0,8U_{\text{ном}}$ і найбільшого робочого тиску стиснутого повітря в резервуарах вимикачів згідно з таблицею 21.

Таблиця 21 — Тиск повітря в резервуарах

Номинальний, МПа (кгс/см ²)	2 (20)	2,6 (26)	3,2 (32)	4 (40)
Найбільший робочий, МПа (кгс/см ²)	2,1 (21)	2,7 (27)	3,3 (33)	4,1 (41)

11.8 П, К Перевірка мінімальної напруги спрацювання приводів вимикачів

Вимикачі повинні спрацювати за напруги на електромагнітах вимикання не більшої ніж $0,7U_{\text{ном}}$, а на електромагнітах увімкнення — не більшої ніж $0,8U_{\text{ном}}$ у разі живлення приводу від мережі постійного струму і найбільшому робочому тиску в резервуарах вимикачів згідно з таблицею 21. У разі живлення від мережі змінного струму через випрямний пристрій вимикачі повинні спрацювати за напруги на електромагнітах вимикання не більшої ніж $0,65U_{\text{ном}}$, а на електромагнітах увімкнення — не більшої ніж $0,8U_{\text{ном}}$. Напругу на електромагніти необхідно подавати поштовхом.

11.9 П, К, Т Вимірювання опору контактів струмопровідного контура постійному струму

Перед першим введенням до експлуатації та після капітальних ремонтів опір струмопровідного контура по-

трібно вимірювати частинами, тобто кожний дугогасний пристрій (модуль), елемент (розрив) гасильної камери та відокремлювач, ошиновку усередині полюса тощо окремо.

Під час поточних ремонтів опір струмопровідного контура полюса потрібно вимірювати повністю. У разі перевищення виміряного опору нормованого значення необхідно виміряти опір кожного елемента контактної системи вимикача. Граничні значення опорів контактних систем повітряних вимикачів повинні відповідати заводської документації.

11.10 П, К Випробування конденсаторів дільників напруги

Випробування повинні провадитися згідно з розділом 20.

11.11 П, К Вимірювання $\tan\delta$ епоксидних уводів, циліндрів і тяг

Під час капітального ремонту необхідно провадити вимірювання $\tan\delta$ за напруги 10 кВ епоксидних уводів вимикачів типу ВВБ, ВВД, ВВДМ та склоепоксидних циліндрів і склоепоксидних тяг уводів модулів вимикачів типу ВНВ. Значення $\tan\delta$ не повинне перевищувати 1 %.

12 ВИМИКАЧІ НАВАНТАЖЕННЯ

Повністю змонтований і відрегульований вимикач навантаження випробують в зазначеному нижче обсязі:

- під час першого увімкнення (П) — за 12.1—12.3, 12.6—12.10;
- під час капітального ремонту (К) — за 12.1—12.10;
- під час експлуатації (Т) — за 12.4—12.5 та за місцевими інструкціями.

12.1 П, К Вимірювання опору ізоляції **12.1.1 Вимірювання опору ізоляції тяг із органічних матеріалів**

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Опір ізоляції повинен бути не меншим ніж 1000 МОм під час приймально-здавальних випробувань і не меншим ніж 300 МОм — під час капітального ремонту.

12.1.2 Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 1 кВ або 2,5 кВ. Опір ізоляції повинен бути не меншим ніж 10 МОм під час приймально-здавальних випробувань і не меншим ніж 1 МОм — під час капітального ремонту.

12.2 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

12.2.1 Випробування ізоляції вимикача навантаження. Виконують випробною напругою згідно з таблицею 18.

12.2.2 Випробування ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування виконують згідно з розділом 27.

12.3 П, К Вимірювання опору постійному струму **12.3.1 Вимірювання опору контактів вимикача**

Вимірюють опір струмопровідної системи полюса і кожної пари робочих контактів.

Значення опору повинно відповідати даним заводу-виробника.

12.3.2 Вимірювання опору обмоток електромагнітів керування

Значення опору повинно відповідати даним обмоток.

12.4 К Визначення ступеня зносу гасильних вкладишів

Найменша товщина стінки вкладишів має бути в межах від 0,5 мм до 1,0 мм.

12.5 К Визначення ступеня обгоряння контактів

Сумарний розмір обгоряння рухомого та нерухомого дугогасних контактів визначають за відстанню між рухомим і нерухомим головними контактами в момент замикання дугогасних контактів. Зазначена відстань має бути не меншою ніж 4 мм.

12.6 П, К Перевірка дії механізму вільного розчеплення

Перевірку виконують згідно з 10.8.

12.7 П, К Перевірка спрацьовування приводу за зниженої напруги на виводах електромагнітів

Перевірку виконують згідно з 10.9.

12.8 П, К 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 електромагнітах керування.

12.9 П, К Випробування запобіжників

Випробування виконують згідно з розділом 23.

12.10 П, К Вимірювання часових характеристик вимикача

Вимірювання виконують за вимогою та методикою заводу-виробника.

13 ВИСОКОВОЛЬТНІ ВАКУУМНІ ВИМИКАЧІ

Періодичність і обсяг вимірювань і випробувань вакуумних вимикачів мають відповідати:

- під час першого увімкнення (П) — 13.1—13.7;
- під час капітального ремонту (К) — 13.1—13.9;

— під час поточного ремонту (Т) — 13.1; 13.3.1 та місцевим інструкціям.

13.1 П, К, Т Вимірювання опору ізоляції**13.1.1 Опір ізоляції полюса вимикача має бути не нижчим ніж 3000 МОм.**

Вимірювання провадять мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

13.1.2 Опір ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування має бути не нижчим ніж 10 МОм під час приймально-здавальних випробувань і не нижчим ніж 1 МОм — під час капітального ремонту. Вимірювання провадять мегаомметром на напругу 1,0 кВ — 2,5 кВ.

13.2 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою

13.2.1 Ізоляцію кожного полюса вимикача відносно землі і двох інших полюсів випробують напругою промислової частоти протягом 1 хв.

Значення випробної напруги наведені в таблиці 18.

13.2.2 Ізоляцію міжконтактних розривів випробують напругою промислової частоти протягом 1 хв.

Перед першим введенням у роботу випробувальна напруга ($U_{\text{випр}}$) становить:

- вимикачів на напругу 6 кВ — 32 кВ;
- вимикачів на напругу 10 кВ — 42 кВ.

Під час експлуатації $U_{\text{випр}}$ повинна дорівнювати $0,8U$ випробувальної перед першим введенням у роботу.

13.2.3 Ізоляцію вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування випробують напругою промислової частоти протягом 1 хв. Випробна напруга становить 1 кВ.

13.3 П, К, Т Вимірювання опору постійному струму**13.3.1 Вимірювання опору струмопровідного контуру кожного полюса**

Значення опору не повинне перевищувати заводських норм та наведених у таблицях 22, 23.

13.3.2 Вимірювання опору електромагнітів керування

Значення опорів електромагнітів керування мають відповідати заводським (паспортним) даним. За відсутності заводських даних одержані значення вимірювання для однотипних вимикачів потрібно порівнювати між собою.

13.4 П, К Перевірка механічних характеристик

13.4.1 Перевірка блок-контактів

Роботу блок-контактів перевіряють шляхом замика-
ння головних контактів вручну з повним ходом рухомої ча-
стини вимикача.

У вимикачах ВВ-М-10-4/400, де блок-контакти виконані на герконах, після спрацьовування усіх герконів має забезпечуватися вільний хід якоря блок-контактів не менше ніж на 1 мм.

13.4.2 Перевірка дії механізму вільного розчеплення

Механізм вільного розчеплення перевіряють під час увімкнення вимикача в двох положеннях головних контактів:

- у момент замикання головних контактів;
- в увімкненому положенні.

13.5 П, К Перевірка мінімальної напруги спрацьовування вимикача

Значення мінімальної напруги увімкнення та вимикання на затискачах електромагнітів керування наведено в таблиці 22.

13.6 П, К Перевірка часових характеристик вимикача

Власний час увімкнення та вимикання повинен відповідати даним, наведеним в таблицях 22 і 24 та нормам заводу-виробника.

Таблиця 22 — Заводські норми параметрів викиначів, які визначаються за приводом

COY-H EE 20.302.20

Назва параметра	ВВВ-10-2/320, 400 ВВВ-10-4/400	ВВЕ-М-10-20/630, 1000, 1600 ВВЕ-1000, 1600 ВВЕ-10-1600, 2500, 3150	ВВЕ-М-10-40/1600, 2000, 2500, 3150	ВВ-М-10/20-630, 1000, 1250, 1600 ВВ-М-10-31, 5/2000, 3150	ВВ-10-40/3150, ВВ-10-31, 5/2000, 3150	ВВТЕ-10-12, -10-4/-5/630	ВВ-М-10-4/-400	ВВ/TEL-10/-6-6,3/630	ВВ/TEL-10/-0/6-8/800	КВ/TEL-1-0/6-3/630	КВ/TEL-1-0/6-8/800	
												1
Власний час увімкнення, не більший ніж, с	0,09	0,3	0,22	0,1	0,075	0,1	0,2	0,07				
Власний час вимикання, не більший ніж, с	0,08	Пов-ний час вими-кання 0,07	Пов-ний час вими-кання 0,075	0,055	0,055	0,018	0,015		0,0135			
Найменша напруга увімкнення, не більша ніж	175 В 80 %	85 %		80 %		187 В 85 %	85 %	187 В 85 %				
Найменша напруга вимикання, не більша ніж	143 В 65 %	70 %		За постійного струму 70 % За змінного струму 65 %		187 В 85 %	65 %	187 В 85 %				

Кінець таблиці 22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Найменша напруга роботи двигуна заведення пружини приводу (для вимикача з пружинними приводами), не більша ніж	—	—	—	За постійного струму 85 % За змінного струму 80 %	85 % 80 %	—	—	—	—	—	—
Час заведення пружин приводу за найменшої напруги, с, не більшої ніж	—	—	—	15	15	—	—	—	—	—	—
Опір обмоток електромагнітів керування, Ом; — постійному струму 110 В 220 В — змінному струму 127 В 220 В	—	—	—	36,4±10 % 155±10 % 13,8±10 % 42,0±10 %	36,4±10 % 155±10 % 13,8±10 % 42,0±10 %	—	—	—	—	—	—
Перехідний опір струмопровідного контуру усього полюса, мкОм	300	—	—	—	—	100	—	100	60	100	60

13.7 П, К 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» випробують два-три рази, складними циклами — два рази.

Операції вимикачем виконують за номінальної напруги на електромагнітах керування.

13.8 К Допустиме зношення контактів

Зношення контактів під час експлуатації визначають на рухомому контакті камери за шириною пофарбованої полоси.

У разі зношення контактів вимикачів типу ВВЕ-10 на (4—4,5) мм дугогасні камери повинні бути замінені.

13.9 К Вимірювання ходу рухомих частин і одночасності замикання контактів

Виміряні значення повинні відповідати вимогам таблиць 23 та 24.

Таблиця 23 — Заводські норми параметрів вимикачів

Назва параметра	Вимикачі			
	ВВ-М-20/630, 1000	ВВ-М-10/1600 ВВ-М-10-31,5/ 1600	ВВ-М-10-31,5/ 630, 1000	ВВ-М-10-31,5/ 2000, 3150 ВВ-10-40/2500, 3150
1	2	3	4	5
Перехідний опір струмопровідного контуру усього полюса, мкОм	75	65	70	20
Перехідний опір між виводами вакуумної дугогасної камери, мкОм	51	45	50	15
Хід рухомих контактів вакуумної дугогасної камери, мм	8+2		10-1	14-1
Різночасність замикання контактів полюсів, не більша ніж, мм	1			

Таблиця 24 — Норми на характеристики вакуумних вимикачів

Характеристика	ВВЕ-10 ¹⁾	ВВВ-10-2/320	ВВ/TEL-10, ВВ/TEL-6
1	2	3	4
Власний час вимикання, с, не більший ніж	0,03/0,055	0,08	0,015
Власний час увімкнення, с, не більший ніж	0,2/0,3	0,09	0,07
Безструмова пауза АПВ мінімальна, с, не більша ніж	0,3/0,3	0,4	0,3
Хід рухомих контактів, мм	12—13	4—5	—
Втиск контактів, мм	5,5—7	2—2,5	—
Різночасність замикання контактів полюсів, мм, не більша ніж	1,2/1,2	—	—

¹⁾ У чисельнику наведені значення для вимикачів, які виробляються Мінусинським заводом вакуумних вимикачів (Росія), у знаменнику — для вимикачів, які виробляються Рівненським заводом високовольтної апаратури.

14 ЕЛЕГАЗОВІ ВИМИКАЧІ

Періодичність, обсяг вимірювань і випробувань елегазових вимикачів мають відповідати:

— під час першого увімкнення (П) — 14.1—14.10, 14.12, 14.13;

— під час капітального ремонту (К) — 14.1—14.13;

— під час поточного ремонту (Т) — 14.2 та місцевим інструкціям.

14.1 П, К Вимірювання опору ізоляції

14.1.1 Вимірювання опору ізоляції опорних та рухомих частин, виконаних із органічних матеріалів

Вимірювання необхідно виконувати згідно з 10.1.1.

14.1.2 Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування

Вимірювання необхідно виконувати згідно з розділом 27.

14.2 П, К, Т Вимірювання опору постійному струму

Опір головного кола необхідно вимірювати як в цілому всього струмопровідного кола полюсу, так і окремо кожного розриву дугогасного пристрою.

Під час поточних ремонтів опір струмопровідного кола кожного полюса вимикача вимірюється в цілому.

14.3 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою

14.3.1 Ізоляцію кожного полюса вимикача відносно землі і двох інших полюсів випробують напругою промислової частоти протягом 1 хв. Значення випробної напруги наведені в таблиці 18.

14.3.2 Ізоляцію міжконтактних розривів випробують напругою промислової частоти протягом 1 хв відповідно до вимог заводської інструкції.

14.3.3 Ізоляцію вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування випробують напругою промислової частоти 1 кВ протягом 1 хв.

14.4 П, К Вимірювання опору обмоток електромагнітів керування і додаткових резисторів у їх колі

Виміряні значення опорів повинні відповідати заводським нормам.

14.5 П, К Перевірка мінімальної напруги спрацьовування вимикачів

Вимикачі повинні спрацьовувати за напруги на електромагнітах вимикання, не більшої ніж $0,7 U_{ном}$, а на електромагнітах увімкнення — не більшої ніж $0,8 U_{ном}$, у разі живлення приводу від мережі постійного струму і номінального тиску елегазу у вимикачі та найбільшого робочого тиску повітря в резервуарах приводів. У разі живлення приводу від мережі змінного струму вимикачі повинні спрацьовувати за напруги на електромагнітах вимикання, не більшої ніж $0,65 U_{ном}$, а на електромагнітах увімкнення — не більшої ніж $0,8 U_{ном}$. Напруга на електромагніти повинна подаватися поштовхом.

14.6 П, К Випробування конденсаторів дільників напруги

Випробування повинні виконуватися згідно з вказівками розділу 20.

14.7 П, К Перевірка характеристик вимикача

Під час перевірки роботи елегазових вимикачів повинні визначатися характеристики, які вказані в заводських інструкціях. Результати перевірок і вимірів повинні відповідати вимогам заводських інструкцій. Види операцій складних циклів, значення тиску в резервуарах приводів або гідросистемах і напруг оперативного струму, за яких

необхідно виконувати перевірку характеристик вимикачів, наведені у таблиці 20. Значення власних часів вимикання та увімкнення а також різночасність спрацьовування між контактами та полюсами повинні забезпечуватися за номінального тиску елегазу у вимикачі, номінального тиску стиснутого повітря в резервуарах приводів або тиску масла в гідросистемах приводів і номінальної напруги на виводах кіл електромагнітів керування.

14.8 П, К Перевірка характеристик приводів вимикачів

У пружинних приводах вимикачів перевіряються час заведення пружини увімкнення, а також струм двигуна (двигунів) заведення пружини за номінальної напруги живлення.

У гідравлічних приводах перевіряються тиски спрацьовування давачів: пуску двигуна гідросистеми, блокування АПВ, блокування увімкнення вимикача і блокування керуванням вимикачем, а також час зарядження гідросистеми після виконання операцій «увімкнення», «вимикання» та циклів «увімкнення-вимикання», «вимикання-увімкнення-вимикання». У разі використання в гідросистемах азоту перевіряється тиск зарядження останнього. Напруга на двигун повинна подаватися поштовхом. Виміряні значення повинні відповідати вимогам заводської інструкції.

14.9 П, К 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 призначені для роботи в режимі АПВ) — повинні виконуватися за різних тисків стиснутого повітря в резервуарах приводів або тиску масла в гідросистемах приводів

і напруг на виводах електромагнітів керування з метою перевірки вимикачів згідно з таблицею 20.

14.10 П, К Перевірка герметичності

Перевірка герметичності виконується за допомогою прилада галогенної групи — течешукача. Під час випробування на герметичність щупом течешукача досліджуються зони ущільнення стикових з'єднань і зварювальних швів вимикача.

Результати випробувань на герметичність вважаються задовільними, якщо прилад не показує наявності витoku. Випробування виконується за номінального тиску елегазу.

14.11 К Перевірка чистоти та вологості елегазу

Вміст води визначається за вмірами точки роси. Температура точки роси елегазу повинна бути не вищою ніж мінус 50 °С, а чистота елегазу повинна бути не меншою ніж 98 %.

14.12 П, К Перевірка уставок давача густини елегазу (густиноміру)

Перевірка уставок давача густини елегазу (густиноміру) на сигнал та блокування проводиться під час заповнення вимикача елегазом або окремо перед установленням на вимикач.

14.13 П, К Випробування вбудованих трансформаторів струму

Випробування повинні проводитися згідно з вказівками розділу 9.

15 РОЗ'ЄДНУВАЧІ, ВІДОКРЕМЛЮВАЧІ ТА КОРОТКОЗАМИКАЧІ

Повністю змонтовані та відрегульовані роз'єднувачі, відокремлювачі, а також короткозамикачі усіх напруг випробують у такому обсязі:

— під час першого увімкнення та під час капітального ремонту (П,К) — за 15.1; 15.2; 15.4—15.8;

— під час поточного ремонту (Т) — за 15.3.

15.1 П, К Вимірювання опору ізоляції

15.1.1 Вимірювання опору ізоляції тяг з органічних матеріалів

Вимірювання виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Опір ізоляції повинен бути не менше значень, зазначених у таблиці 17.

15.1.2 Вимірювання опору ізоляції багатоелементних ізоляторів

Вимірювання виконують згідно з 25.2.

15.1.3 Вимірювання ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування

Вимірюють мегаомметром на напругу 1 кВ. Опір ізоляції під час приймально-здавальних випробувань повинен бути не менше ніж 10 МОм і не менше ніж 1 МОм — під час капітального ремонту.

15.2 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Випробування виконують у такому обсязі:

— ізоляція роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів — згідно з 25.3 та таблицею 18.

— ізоляція вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування — напругою 1,0 кВ протягом 1 хв.

15.3 Т Контроль багатoeлементних ізоляторів за допомогою штанги

Виконують згідно з 25.4.

15.4 П, К Вимірювання опору постійному струму

15.4.1 Вимірювання опору контактної системи роз'єднувачів і відокремлювачів

Виміряні значення опору повинні відповідати нормам заводів-виробників, а за їх відсутності — даним, наведеним у таблиці 25.

Таблиця 25 — Допустимі значення опору постійному струму контактної системи роз'єднувачів і відокремлювачів

Тип роз'єднувача (відокремлювача)	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А	Допустимі значення опору, мкОм
РНВЗ	750	4000	120
РПД	500, 750	3200	70
РНДЗ	330	3200	80
РОНЗ	400, 500	2000	200
РЛН	35-220	600	220
Інші типи	Усі класи напруги	600	175
		1000	120
		1500-2000	50

15.4.2 Вимірювання опору обмоток електромагнітів керування

Значення опору обмоток мають відповідати даним обмоток заводу-виробника.

15.5 П, К Вимірювання витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомих

Виміряні значення витягувальних зусиль за знежирених контактних поверхонь повинні відповідати нормам заводу-виробника, а за відсутності — даним таблиці 26.

15.6 П, К Перевірка роботи роз'єднувача, відокремлювача та короткозамикача

Перевірку роботи апарата з ручним керуванням виконують шляхом виконання п'яти операцій увімкнення та п'я-

Таблиця 26 — Допустимі значення витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомих для роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів

Тип апарата	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А	Допустимі значення витягувального зусилля, Н (кгс)		
			для одного	на одну пару ламелів	
			головного ножа	головних ножів	заземлювальних ножів
Роз'єднувачі:					
ЗР	330—750	3200	—	—	78,5—98 (8—10)
РНДЗ	330	3200	490—540 (50—55)	118—127 (12—13)	98 (10)
РЛНД	110	1000	176—196 (18—20)	—	—
		600	157—176 (16—18)	—	—
РВЗ	35	1000	176—225 (18—23)	—	—
		600	137—176 (14—18)	—	—
РВЗ	20	400	118—157 (12—16)	—	—
РВК	20	7000	830—850 (85—87)	—	—
		5000, 6000	490—540 (50—55)	—	—
РВК	10	3000, 4000, 5000	490—540 (50—55)	—	—
Відокремлювачі:					
ОД-(М)	220	1000	176—196 (18—20)	—	—
ОД-(М)	110, 150	600	157—176 (16—18)	—	—
Короткозамикачі:					
	220	—	196—294 (20—30)	—	—
Інші апарати					
	—	400—600	196 (20)	—	—
	—	1000—2000	392 (40)	—	—
	—	3000	784 (80)	—	—

ти операцій вимикання, апаратів з дистанційним керуванням — також шляхом виконання п'яти операцій увімкнення і п'яти операцій вимикання за номінальної напруги на виводах електромагнітів і електродвигунів керування.

15.7 П, К Визначення часових характеристик

Виконують в короткозамикачах під час увімкнення та у відокремлювачах під час вимикання. Виміряні значення мають відповідати даним заводу-виробника, наведеним в таблиці 27.

Таблиця 27 — Найбільший допустимий час вимикання відокремлювачів і увімкнення короткозамикачів

Тип відокремлювача	Час вимикання, не більший ніж, с	Тип короткозамикача	Час увімкнення, не більший ніж, с
ОД-35	0,5	КРН-35	0,35
ОД-110	0,7—0,9	КЗ-35	0,4
ОД-110М	0,5	КЗ-110	0,4
ОД-150	1,0	КЗ-110М	0,35
ОД-150М	0,7	КЗ-220, КЗ-150	0,5
ОД-220	1,0	КЗ-150М	0,4
ОД-220М	0,7	КЗ-220М	0,4

15.8 П Механічні випробування опорно-стрижневих ізоляторів

Випробування виконують у процесі монтажу роз'єднувачів і відокремлювачів на напругу 35—750 кВ, а також одиночних ізоляторів для заміни пошкоджених або забракованих, зусиллям, яке дорівнює 60 % найменшого руйнуючого для даного типу ізоляторів.

Методика випробувань — згідно з 9.6 «Збірника директивних матеріалів. Електротехнічна частина».

16 КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ ВНУТРІШНЬОГО (КРУ) ТА ЗОВНІШНЬОГО (КРУВ) УСТАНОВЛЕННЯ

Норми випробувань елементів КРУ і КРУВ (вимикачі, вимірювальні трансформатори, вимикачі навантаження, вентильні розрядники, запобіжники, роз'єднувачі, кабелі тощо) наведені у відповідних розділах Норм.

Крім того, для комірок КРУ, КРУВ додатково провадять такі випробування:

- під час приймально-здавальних випробувань і капітального ремонту (П,К) — за 16.1—16.4;
- у міжремонтний період (М) — за 16.1.

16.1 П, К, М Вимірювання опору ізоляції

16.1.1 Опір ізоляції елементів комірок, виготовлених із фарфорової ізоляції, вимірюють згідно з 25.2.

16.1.2 Опір ізоляції елементів, виготовлених лише з органічних матеріалів, вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Опір ізоляції під час першого увімкнення має бути не менше ніж 1000 МОм, під час експлуатації — не менше ніж 300 МОм.

16.2 П, К Випробування підвищеною напругою промислової частоти

16.2.1 Випробування ізоляції первинних кіл комірок

Випробну напругу встановлюють згідно з таблицею 28.

Тривалість прикладення випробної напруги для комірок з фарфоровою ізоляцією — 1 хв.

Якщо ізоляція комірок містить елементи з твердих органічних матеріалів, тривалість прикладення випробної напруги — 5 хв.

Під час приймально-здавальних випробувань комірок КРУ і після проведення їх реконструкції випробування

підвищеною напругою промислової частоти рекомендується виконувати до приєднання силових кабелів за змонтованих комірок і висувних елементів у робочому положенні (крім висувних елементів з трансформаторами напруги і вентильними розрядниками).

Таблиця 28 — Випробна напруга промислової частоти комірок КРУ, КРУВ

Номинальна напруга КРУ, КРУВ, кВ	Випробна напруга, кВ, для виготовлення комірок	
	з фарфоровою ізоляцією	з ізоляцією елементів з твердих органічних матеріалів
6	32	28,8
10	42	37,8
15	55	49,5
20	65	58,5

16.2.2 Випробування ізоляції вторинних кіл комірок

Випробування виконують згідно з розділом 27.

16.3 П, К Механічні випробування

Випробування виконують відповідно до інструкції з експлуатації КРУ і КРУВ заводів-виробників.

До механічних випробувань відносять:

— 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;

— вимірювання зусилля контактного натиску втичних контактів первинного кола. Тиск кожної ламелі на нерухомий контакт або металеву пластину рівної товщини має бути у межах від 12 кг до 15 кг;

— перевірка роботи і стану контактів заземлювального роз'єднувача.

16.4 П, К Контроль болтових контактних з'єднань

16.4.1 Перевірка якості виконання болтових контактних з'єднань шин

Болтові з'єднання підлягають вибірковій перевірці на затягування болтів (на 2—3 % з'єднань) за 18.3.1.

16.4.2 Вимірювання опору контактів постійному струму

Опір роз'ємних і болтових контактів не повинен перевищувати значень, наведених у таблиці 29.

Таблиця 29 — Допустимі значення опору постійному струму контактів КРУ і КРУВ

Випробний елемент	Допустиме значення опору
Контакти збірних шин, вибірково	Опір відрізка шин у місці контактного з'єднання не має перевищувати більше ніж у 1,2 раза опір відрізка шин тієї ж довжини без контакту
Втичні контакти первинного кола ¹ , вибірково	Допустимі значення опору контактів наведено в заводських інструкціях У випадках, коли значення опору контактів не наведено в заводських інструкціях, опір 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

¹ Вимірювання виконують, якщо дозволяє конструкція КРУ і КРУВ.

17 КОМПЛЕКТНІ ЕКРАНОВАНІ СТРУМОПРОВОДИ 6 кВ І ВИЩЕ

Норми випробувань обладнання, вбудованого в струмопровід (вимірювальні трансформатори тощо), наведено у відповідних розділах Норм.

Повністю змонтований струмопровід необхідно випробувати у такому обсязі:

— під час приймально-здавальних випробувань (П) і капітального ремонту генератора, синхронного компенсатора (для генераторного струмопроводу) або КРУ (для струмопроводу 6—10 кВ), до якого приєднано струмопровід (К), — за 17.1—17.6;

— у міжремонтний період (М) у строки, які визначаються місцевими інструкціями, — за 17.4, 17.5.

17.1 П, К Вимірювання опору ізоляції

Вимірювання опору ізоляції струмопровідних елементів виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ, а ізолюваних екранів — за 17.4.

Значення опору ізоляції струмопровідних елементів не нормуються.

17.2 П, К Випробування ізоляції струмопроводу підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги для ізоляції струмопроводу за від'єднаних вентильних розрядників і обмоток генераторів, силових трансформаторів і трансформаторів напруги наведено в таблиці 30.

Таблиця 30 — 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 діелектриків	28,8	37,8	49,5	58,5	67,5	85,5

17.3 П, К 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 під час приймально-здавальних випробувань мають виконуватися висококваліфікованими звар-

никами і підлягають огляду відповідно до інструкції зі зварювання алюмінію, контролю методом рентгено- або гамаскопії (за наявності відповідної установки) або способом, рекомендованим заводом-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 більшим ніж 15 % товщини металу, який зварюється. В експлуатації стан зварних контактних з'єднань визначають візуально.

17.4 П, К, М Перевірка відсутності короткозамкнутих контурів в екранах струмопроводів

Перевірку виконують в струмопроводах генераторної напруги.

17.4.1 Перевірка гумових ущільнень екранів секціонованих струмопроводів

Опір ізоляції гумових ущільнень з'ємних і рухомих екранів відносно металевих конструкцій за демонтованих стяжних шпильок, виміряний мегаомметром на напругу 1 кВ, має бути не меншим ніж 10 кОм.

17.4.2 Перевірка гумових компенсаторів екранів секціонованих струмопроводів

Повітряний зазор між болтами сусідніх металевих застискних кілець гумового компенсатора має бути не меншим ніж 5 мм.

17.4.3 Перевірка ізоляційних прокладок станин струмопроводів з секціонованими і безперервними екранами

Перевірку виконують в станинах екранів і вузлів металевих конструкцій з двошаровими ізоляційними прокладками.

Значення опору ізоляції прокладки, виміряне мегаомметром на напругу 0,5 кВ, 1,0 кВ, повинно бути не меншим ніж 10 кОм.

Стан ізоляційних втулок болтів кріплення металевих балок і станин екранів перевіряють візуально.

17.4.4 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 односторонньої 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 заземлюючих провідників, який має бути не меншим ніж 10 кОм.

17.5 П, К, М Перевірка відсутності водню в екранах

Перевірку виконують в струмопроводах, приєднаних до виводів генераторів з водневим охолодженням. Вміст водню в екранах струмопроводу допускається не більшим ніж 1 %.

17.6 П, К Перевірка пристроїв штучного охолодження струмопроводу

Перевірку параметрів штучного охолодження та пристроїв, не описаних у цих Нормках, виконують згідно з заводськими інструкціями.

18 КОНТАКТНІ З'ЄДНАННЯ ПРОВОДІВ, ГРОЗОЗАХИСНИХ ТРОСІВ, ЗБІРНИХ ТА З'ЄДНУВАЛЬНИХ ШИН

18.1 П, К Контроль опресованих контактних з'єднань

Контролюють геометричні розміри і стан контактних з'єднань проводів і грозозахисних тросів ПЛ та шин розподільчих пристроїв.

Геометричні розміри (довжина і діаметр спресованої частини корпусу затискача) не повинні відрізнятися від тих, які вимагають технологічні вказівки 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.

Під час приймання до експлуатації вибірково контролюють не менше 3 % установлених затискачів кожного типорозміру (марки).

18.2 П, К 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 затискачів, 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 сталевих, алюмінієвих та мідних проводах повинна становити не менше чотирьох і не більше чотирьох з половиною витків, а затискачів типу СОАС-95-3 у разі з'єднання проводів марки АЖС 70/39 — не менше п'яти і не більше п'яти з половиною витків.

Під час приймання до експлуатації ПЛ контролюють вибірково не менше ніж 2 % встановлених затискачів кожного типорозміру.

18.3 П, К Контроль болтових контактних з'єднань

18.3.1 Контроль затяжки болтів контактних з'єднань

Перевіряють затяжку болтів контактних з'єднань, виконаних з застосуванням з'єднувальних плашкових, петльових, перехідних, з'єднувальних перехідних, відгалужених і апаратних затискачів; перевірку провадять відповідно до інструкції з їх монтажу вибірково на 2—3 % з'єднань.

18.3.2 Вимірювання перехідних опорів

Перевіряють перехідний опір усіх болтових контактних з'єднань неізовольованих проводів ПЛ напругою 35–750 кВ, шин і струмопроводу на струм 1000 А і більше, контактних з'єднань шин відкритих розподільних пристроїв 35 кВ і вище.

Проводиться вибірково на 2—3 % з'єднань.

На ПЛ опір ділянки проводу зі з'єднувачем не повинен перевищувати опір ділянки проводу без з'єднувача такої ж довжини більше ніж у два рази; для з'єднувачів на

підстанції співвідношення вимірюваних опорів повинне бути не більшим ніж 1,2.

Періодичність контролю — не рідше одного разу на шість років.

У разі задовільних результатів тепловізійного контролю контроль і перевірку згідно з 18.3.2 можна не провадити.

18.4 П, К Контроль зварних контактних з'єднань

18.4.1 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 зварюваному з'єднанні не повинно бути:

— перепалів зовнішньої повивки проводу або порушення зварювання під час перегибу зварюваних кінцівок проводу;

— усадкових раковин в місці зварювання глибиною більше 1/3 діаметра проводу з алюмінія, сплавів або міді, глибиною більше ніж 6 мм — сталевих алюмінієвого проводу перерізом 150—600 мм².

18.4.2 Контроль контактних з'єднань жорстких збірних і з'єднувальних шин РУ, виконаних зварюванням

Перевіряють стан зварювання контактних з'єднань. У зварюваному з'єднанні не повинно бути ущільнень, пропалів, кратерів, непроварів зварного шва більше ніж 10 % його довжини за глибини, більшої ніж 15 % товщини зварюваного металу; сумарне значення непроварів, підрізів, газових пор і вольфрамових увімкнень у шви зварюваних алюмінієвих шин повинно бути не більше ніж 15 % товщини зварюваного металу.

19 СТРУМООБМЕЖУВАЛЬНІ СУХІ РЕАКТОРИ

Норми та періодичність випробувань реакторів, змонтованих у РУ 6—10 кВ під час приймально-здавальних випробувань (П) і під час капітального ремонту (К) обладнання розподільних пристроїв, приймають згідно з 19.1 і 19.2.

19.1 П, К Вимірювання опору ізоляції обмоток відносно болтів кріплення

Опір вимірюють мегаомметром на напругу 1,0 кВ і 2,5 кВ.

Значення опору ізоляції реакторів, які знову вводяться до експлуатації, має бути не меншим ніж 0,5 МОм, під час експлуатації — не меншим ніж 0,1 МОм.

19.2 П, К Випробування опірних ізоляторів реактора підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги опірних ізоляторів повністю зібраного реактора становить 32 кВ для РУ-6 кВ, 42 кВ — для РУ-10 кВ.

Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв.

Випробування опірних ізоляторів реакторів та ізоляторів ошиновки комірки може виконуватися одночасно.

20 КОНДЕНСАТОРИ

Норми та періодичність перевірок і випробувань конденсаторів (конденсатори зв'язку, конденсатори відбору потужності, конденсатори підвищення коефіцієнта потужності, конденсатори для дільників напруги та конденсатори установок поздовжньої компенсації) повинні відповідати:

- під час приймально-здавальних випробувань (П) — 20.1—20.5^{*)};
- під час капітального ремонту (К) — 20.1, 20.2.1, 20.3—20.5^{*)};
- у міжремонтний період (М) — 20.2.2^{*)}.

^{*)}За 20.2.2 (20.5) випробування проводять не пізніше 10 днів після увімкнення напруги

20.1 П, К Вимірювання опору ізоляції

Вимірювання виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ для конденсаторів зв'язку, конденсаторів відбору потужності, конденсаторів подільників напруги, ізолюючих фарфорових підставок.

Значення опору ізоляції між виводами конденсатора не нормується, але воно має бути не меншим ніж 100 МОм.

Опір ізоляції ізолюючих фарфорових підставок конденсаторів вимірюють згідно з 25.2.

20.2 П, К, М Вимірювання ємності

20.2.1 Ємність вимірюють у кожному елементі конденсатора.

Вимірювання ємності обов'язкове після випробування конденсатора підвищеною напругою.

Виміряні значення ємності конденсатора не повинні відрізнятися від значень, наведених у таблиці 31.

Таблиця 31 — Допустиме змінювання ємності конденсаторів

Вид конденсатора	Допустиме змінювання виміряної ємності конденсатора відносно паспортного значення, %	
	під час приймально-здавальних випробувань	під час експлуатації
Косинусний конденсатор на напругу 3,15 кВ і вище	±5	±10
Конденсатор поздовжньої компенсації	5 -10	10 -15
Конденсатори зв'язку, конденсатори відбору потужності та конденсатори дільників напруги.	±5 якщо інші значення не вказані в заводській документації	

20.2.2 За наявності пристроїв для контролю конденсаторів під робочою напругою вимірюють ємнісний струм конденсаторів (групи конденсаторів).

Оцінювання стану конденсаторів здійснюють порівнянням виміряних значень (різниця не більша ніж 5 %) ємнісного струму конденсатора (групи конденсаторів) з попередніми

значеннями вимірювань (під час приймально-здавальних випробувань) або значеннями, одержаними для конденсаторів інших фаз або приєднань.

20.3 П, К Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат

Тангенс кута діелектричних втрат вимірюють на конденсаторах зв'язку, відбору потужності та конденсаторах для дільників напруги.

Виміряні значення $\tan \delta$ не повинні перевищувати (за температури 20 °С) 0,3 % під час приймально-здавальних випробувань і 0,8 % — під час експлуатації.

Якщо виміри проведені за температури, яка відрізняється від 20 °С, необхідно застосовувати коефіцієнт перерахунку, що дорівнює 0,3 % на 1 °С.

20.4 П, К Випробування конденсаторів підвищеною напругою

Необхідність проведення випробування конденсаторів підвищеною напругою, значення випробної напруги та тривалість її прикладення визначають за заводськими інструкціями.

20.5 П, К Випробування батарей конденсаторів

Випробування провадять 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 %.

21 ВЕНТИЛЬНІ РОЗРЯДНИКИ ТА ОБМЕЖУВАЧІ ПЕРЕНАПРУГ

21.1 Вентильні розрядники

Вентильні розрядники перевіряють:

— до монтажу (П) — за 21.1.1; 21.1.2; 21.1.4;

— після монтажу, до увімкнення під робочу напругу (П) — за 21.1.1; 21.1.2;

— під час експлуатації (М) — за 21.1.1 один раз на три роки для розрядників зовнішнього установлення і один раз на шість років для розрядників внутрішнього установлення; за 21.1.4 — один раз на шість років; за 21.1.2 — один раз на шість років і у випадках змінювання опору, вимірюного мегаомметром, за межі, зазначені в 21.1.1; за 21.1.3, 21.1.5 — один раз на рік.

Перевірки розрядників за 21.1.3 та 21.1.5 взаємозамінні.

21.1.1 П, М Вимірювання опору розрядників і елементів розрядників

21.1.1.1 У розрядниках на номінальну напругу 3 кВ і вище опір вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ, у розрядниках на номінальну напругу меншу ніж 3 кВ — мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Значення опору розрядників типу РВН, РВП повинне бути не меншим ніж 1000 МОм, типу РВО — не меншим ніж 5000 МОм, а елементів розрядників типу РВС — від декількох сотень до декількох тисяч мегаом. Значення опору розрядників інших типів наведені в таблиці 32.

Опори однотипних елементів багатоеlementних розрядників РВС, укомплектованих в одну фазу за значенням опору, повинні відрізнятися між собою не більше ніж на 30 %.

Виміряні в процесі експлуатації значення опору елементів розрядників РВМА, РВМГ-110М-330М, РВМК-400В не повинні змінюватися більше ніж на 60 % від початкового, елементів розрядників РВРД — не більше значень, установлених підприємством-виробником, решти типів розрядників (елементів розрядників) — не більше ніж на 30 %.

Таблиця 32 — Значення опору вентильних розрядників (елементів розрядників)

Тип розрядника або елемента розрядника	Опір, МОм	
	не менше	не більше
РВМ-3	15	40
РВМ-6	100	250
РВМ-10	170	450
РВМ-15	600	2000
РВМ-20	1000	10000
Елементи розрядника РВМ-35:	600	2000
РВРД-3	95	300
РВРД-6	210	940
РВРД-10	770	5000
Елементи розрядника РВМА-66 ^{*)}	250 400	1000 2000
Елементи розрядників РВМА-220	400	2500
РВМГ-110М	400	2500
РВМГ-150М	400	2500
РВМГ-220М	400	2500
РВМГ-330М	400	2500
РВМГ-400, РВМГ-500	400	2500
Основний елемент розрядників РВМК-330, РВМК-500	150	500
Іскровий елемент розрядників РВМК-330, РВМК-500	300	1400
Основний елемент розрядника РВМК-400П	120	500
Іскровий елемент розрядника РВМК-400П	300	1400
Елемент розрядника РВМК-400В ^{*)}	1500	7000
Елемент розрядника РВМК-750М	1300	7000

^{*)} Розрядник складається з двох елементів.

^{**)} Дані уточнюються для кожної партії розрядників.

У разі перевищення відхилення опору ізоляції нормованих величин необхідно виміряти струм провідності і за ним зробити висновок про стан елемента розрядника.

21.1.1.2 Значення виміряного мегаомметром на напругу 1,0 кВ опору імітатора під час експлуатації не повинні змінюватися більше ніж на 30 % від одержаного перед першим увімкненням.

Опір ізоляції ізолюючих основ розрядників з реєстраторами спрацьовування, виміряний мегаомметром на напругу

гу 2,5 кВ, повинен бути не меншим ніж 10 МОм під час приймально-здавальних випробувань і не меншим ніж 1 МОм в експлуатації.

Опір ізоляції опорних ізоляторів типу ПИОН-110, які використовуються в двоколонковій конструкції розрядників, повинен бути не меншим ніж 1000 МОм.

21.1.2 П, М Вимірювання струму провідності розрядників за випрямленої напруги

Допустимі значення струмів провідності розрядників або елементів розрядників наведені у таблиці 33.

Таблиця 33 — Допустимі струми провідності вентильних розрядників і елементів розрядників

Тип розрядника або елемента розрядника	Значення випрямленої напруги, за якої вимірюють струм провідності, кВ	Струм провідності, мкА, за температури розрядника 20 °С	
		не менше	не більше
1	2	3	4
РВН-1У1	1		6
РВМ-3	4	380	450
РВМ-6	6	120	220
РВМ-10	10	200	280
РВМ-15	18	500	700
РВМ-20	24	500	700
РВС-15 ^{*)}	16	200	340
РВС-20 ^{*)}	20	200	340
РВС-35 ^{*)}	32	200	340
РВС-15 ^{**)}	16	400/450	620
РВС-20 ^{**)}	20	400/450	620
РВС-33 ^{**)}	32	400/450	620
РВС-35	32	400/450	620
РВРД-3	3	30	85
РВРД-6	6	30	85
РВРД-10	10	30	85
РВ-25	28	400	650
РВЕ-25М	28	400	650
РВМЕ-25	32	400	650

1	2	3	4
Елементи розрядників:			
РВМА-66,	30	1000	1350
РВМА-220,	30	1000	1350
РВМГ-110М, РВМГ-150М, РВМГ-220М, РВМГ-330М, РВМГ-400, РВМГ-500	30	1000	1350
Основний елемент розрядників РВМК-330, РВМК-500	18	1000	1350
Іскровий елемент розрядників РВМК-330, РВМК-500	28	900	1300
Основний елемент розрядника РВМК-400П	18	900	1400
Іскровий елемент розрядника РВМК-400П	28	900	1400
Елемент розрядника	32	35	95
РВМК-400В****)	64	220	580
Елемент розрядника РВМК-750М	64	250	330

*) Для мереж з ізолюваною нейтраллю і компенсацією ємнісних струмів.

**) Укомплектований елемент розрядників у мережах 60—150 кВ випуску до 1980 р.

***) Укомплектований елемент розрядників РВС-110, РВС-220 випуску до 1980 р.

****) Дані уточнюють за документацією підприємства-виробника для кожної партії розрядників.

Примітка 1. 400/450 — відповідно до року виготовлення і вимог заводських інструкцій на РВС-15, РВС-20, РВС-33; РВС-35.

Примітка 2. Для приведення струмів провідності розрядників до температури 20 °С необхідно внести виправлення, яке дорівнює 0,3 % на кожен градус відхилення. За температури до 20 °С виправлення позитивне, понад 20 °С виправлення негативне.

Струм провідності елементів розрядників типу РВС, укомплектованих у розрядник за струмами провідності, має знаходитися у межах значень, наведених у таблиці 34.

21.1.3 М Вимірювання струму провідності розрядників під робочою напругою

Вимірювання виконують один раз на рік перед початком грозового сезону за позитивної температури розрядника, а також зразу після першого увімкнення.

Результати вимірювань порівнюють з даними, одержаними на сусідніх фазах або на однотипних розрядниках

Таблиця 34 — Допустимі значення струмів провідності комплектуючих елементів багатоелементних розрядників типу РВС

Група	Тип	Номинальна напруга, кВ	Випрямлена напруга, кВ	Струм провідності, мкА	
				не менше	не більше
1	2	3	4	5	6
1	РВС-15	18	16	450	485
	РВС-20	24	20		
	РВС-29	29	28		
	РВС-33	33	32		
2	РВС-15	18	16	485	520
	РВС-20	24	20		
	РВС-29	29	28		
	РВС-33	33	32		
3	РВС-15	18	16	520	555
	РВС-20	24	20		
	РВС-29	29	28		
	РВС-33	33	32		
4	РВС-15	18	16	555	590
	РВС-20	24	20		
	РВС-29	29	28		
	РВС-33	33	32		
5	РВС-15	18	16	590	620
	РВС-20	24	20		
	РВС-29	29	28		
	РВС-33	33	32		

інших приєднань, а для розрядників на напругу 110 кВ і вище — з результатами початкових вимірювань.

21.1.4 П, М Вимірювання пробивної напруги розрядників

Вимірюють в розрядниках типу РВП, РВО на напругу 3—10 кВ за методикою підприємства-виробника. Допустимі значення пробивної напруги розрядників наведені в таблиці 35.

21.1.5 М Контроль стану елементів розрядників з допомогою інфрачервоної техніки

Контроль стану виконують в суху погоду з використанням тепловізорів, довгохвильових пірометрів з розрізною здатністю в 0,1 °С.

Таблиця 35 — Пробивні напруги розрядників за промислової частоти

Тип розрядників	Діюче значення пробивної напруги за промислової частоти, кВ	
	не менше	не більше
РВН-1V1	2,1	2,8
РВП-3, РВ0-3	9	11
РВП-6, РВ0-6	16	19
РВП-10, РВ0-10	26	30,5

21.1.6 К Випробування вентильних розрядників під час капітального ремонту з розкриттям

Норми та обсяг випробувань і вимірювань вентильних розрядників, які провадяться під час капітального ремонту з розкриттям, визначаються вимогами документації підприємства-виробника.

21.2 Обмежувачі перенапруг нелінійні

Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань нелінійних обмежувачів перенапруги (ОПН) повинні відповідати таким підрозділам:

- до монтажу (П) — 21.2.1, 21.2.2, 21.2.4, 21.2.5;
- після монтажу до увімкнення під робочу напругу (П) — 21.2.1—21.2.5 (прикладеною напругою змінного струму промислової частоти);
- через 3—4 год після першого увімкнення під робочу напругу (М) — 21.2.5;
- в експлуатації (М) — 21.2.5 (під робочою напругою) через кожні шість місяців у перші два роки експлуатації, а в наступні роки:

а) один раз на рік перед початком грозового сезону — для ОПН 110—750 кВ;

б) в обсязі і з періодичністю, зазначеною в заводській документації з експлуатації, але не менше одного разу на чотири роки — для ОПН на номінальну напругу до 35 кВ;

— під час планових випробувань або під час виведення в ремонт обладнання, яке захищається, один раз на шість років (М) — 21.2.3, 21.2.4;

— у процесі поточної експлуатації (бажано в кінці грозового сезону один раз на рік) (М) — 21.2.6;

— позачергові контрольні випробування після випадків частих спрацьовувань (10 і більше разів на фазу) за показниками реєструючих пристроїв (М) — 21.2.2, 21.2.5 (якщо немає спеціальних вказівок заводу-виробника).

21.2.1 П Вимірювання опору обмежувача перенапруг мегаомметром

Опір вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ у суху погоду.

Значення виміряного опору ОПН (елемента ОПН) не повинне відрізнятись більше ніж на 30 % від значень, виміряних на підприємстві-виробнику і зазначених у паспорті.

Найменші допустимі значення опору ОПН (елемента ОПН) наведені в таблиці 36.

21.2.2 П, М Вимірювання опору ізоляції ізольованої основи або ізольованого виводу обмежувача перенапруг

Опір вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Значення опору ізоляції між ізольованим виводом і нижнім фланцем ОПН повинне бути не менше ніж 10 МОм під час приймально-здавальних випробувань і не менше ніж 1 МОм в експлуатації.

21.2.3 П, М Перевірка пристрою для вимірювання струму провідності обмежувача перенапруг під робочою напругою

Вимірювання та випробування виконують за методикою та нормами підприємства-виробника.

Таблиця 36 — Допустимі значення струму провідності та найменші допустимі значення виміряного мегаомметром опору обмежувача перенапруг (ОПН)

Тип обмежувача перенапруг	Найбільша робоча напруга (діюча), кВ	Діапазон допустимих значень струму провідності, виміряних за $U_{\text{н}}$ під час випуску з підприємства-виробника, мА	Значення випробної напруги промислової частоти, кВ	Діапазон допустимих значень струму провідності, виміряних за прикладеної напруги промислової частоти під час введення в експлуатацію, мА	Значення струму провідності, діюче, мА, виміряне в експлуатації, у разі досягнення якого необхідно		Найменший допустимий опір ОПН, виміряний мегаомметром 2,5 кВ, МОм
					ОПН-зняти з експлуатації	вирішувати питання щодо заміни ОПН	
1	2	3	4	5	6	7	8
ОПН-СН-6	4,0	Не більше 0,5	4,0	0,5 і менше	Більше 0,5	—	2000
ОПН-КС-6	4,2	Не більше 0,5	4,2	0,5 і менше	Більше 0,5	—	2000
ОПН-КС-10	7,0	Не більше 0,5	7,0	0,5 і менше	Більше 0,5	—	5000
ОПН-П1-Е	7,2	—	7,2	± 20 % від паспортного значення	Вище ± 20 % від паспортного значення	—	—
ОПН-П1-10	12,0	—	12,0	Те саме	Те саме	—	—
ОПН-П1-15	18,0	—	18,0	— // —	— // —	—	—
ОПН-П1-20	24,0	—	24,0	— // —	— // —	—	—
ОПН-П1-35	40,5	—	40,5	— // —	— // —	—	—
ОПН-35	40,5	0,5—0,8	40,5	0,5—0,8	1,2	1,0	3000
ОПН-110, ОПН-110ПН	73,0	0,4—0,65	73,0	0,4—0,65	1,2	1,0	3000

Кінець таблиці 36

1	2	3	4	5	6	7	8
ОПН-150, ОПН-150ПН	100,0	0,5—0,8	100,0	0,5—0,8	1,5	1,2	3000
ОПН-220, ОПН-220ПН	146,0	0,6—0,9	100,0	0,35—0,55	1,8	1,4	3000
ОПН-330, ОПН-330ПН	210,0	1,1—1,5	100,0	0,5—0,8	3,0	2,4	3000
ОПН-500, ОПН-500ПН	303,0	1,8—2,8	100,0	0,6—0,9	5,5 (4,5) ¹⁾	4,5(3,8)	3000
ОПН-750	455,0	1,7—3,8	100,0	1,0—2,0	7,2	6,0	3000
ОПНО-750	455,0	1,4—2,9	100,0	0,8—1,5	5,5	4,5	3000

¹⁾ У дужках наведені дані для ОПН-500ПН кожного елемента випуску після 1991 р.

21.2.4 П, М Випробування ізолюваного виводу обмежувача перенапруг

Електричну міцність ізолюваного виводу на вимкнутій від напруги мережі ОПН вимірюють плавним підйомом випробної напруги змінного струму промислової частоти до 10 кВ без витримки часу.

21.2.5 П, М Вимірювання струму провідності обмежувача перенапруг

Значення випробної напруги наведено в таблиці 36.

Струм вимірюють за температури навколишнього повітря вище 5 °С у суху погоду за методикою підприємства-виробника.

Значення струмів провідності, виміряних за заданої випробної напруги, потрібно приводити до температури навколишнього середовища (20 °С), а під час вимірювання за робочою напругою — до найбільшої робочої напруги ОПН ($U_{н.р.}$) відповідно до методик підприємства-виробника.

Виміряні після монтажу обмежувача до увімкнення під робочу напругу значення струму провідності не повинні відрізнятися більше ніж на 20 % від значень, виміряних на підприємстві-виробнику і наведених у паспорті.

Результати вимірювань струму провідності ОПН під робочою напругою порівнюють з початковими даними попередніх вимірювань, а також зі значеннями струму провідності сусідніх фаз.

Допустимі значення струмів провідності ОПН наведено в таблиці 36.

21.2.6 М Контроль стану обмежувача перенапруг за допомогою інфрачервоної техніки

Контроль стану виконують в суху погоду з використанням тепловізорів і довгохвильових пірометрів з розрізною здатністю в 0,1 °С.

Примітка. Під час міжремонтних випробувань, у разі задовільних результатів тепловізійного контролю, перевірку стану вентиляльних розрядників і обмежувачів перенапруг згідно з 21.1.1, 21.1.2, 21.2.1, 21.2.5 дозволено не провадити.

21.3 К Перевірка герметичності розрядників

Перевірку герметичності провадять у разі проведення капітального ремонту розрядника з розкриттям. Перевірку провадять за розрідження від 300 мм рт.ст. до 400 мм рт.ст. Зміна тиску за перекритого вентиля не повинна перевищувати 0,5 мм рт.ст. за 1 годину.

22 ТРУБЧАСТІ РОЗРЯДНИКИ

Трубчасті розрядники перевіряють:

- перед установленням, під час першого увімкнення (П) — за 22.1—22.5;
- в експлуатації (М) — за 22.1—22.6, один раз на 3 роки зі зняттям з опори.

22.1 П, М Перевірка стану поверхні розрядника

На зовнішній поверхні розрядника не повинно бути опіків від електричної дуги, тріщин, розшарувань та подряпин глибиною, більшою ніж 0,3—0,5 мм, на довжині, більшій третини відстані між наконечниками.

22.2 П, М Вимірювання внутрішнього діаметра розрядника

Внутрішній діаметр дугогасного каналу повинен відповідати зазначеному в таблиці 37. У разі збільшення внутрішнього діаметра каналу більше ніж на 40 % порівняно з початковим розрядник бракують.

Таблиця 37 — Геометричні параметри трубчастих розрядників

Виконання	Довжина зовнішнього іскрового проміжку, мм	Довжина внутрішнього іскрового проміжку, мм	Початковий діаметр дугогасного каналу, не більше ніж, мм	Кінцевий діаметр дугогасного каналу, не більше ніж, мм
РТФ-3-03-5УХЛ1	10	75	8	11,0
РТФ-6-0,5-10УХЛ1	20	150	10	14,0
РТФ-10-0,2-1УХЛ1	25	225	10	14,0
РТФ-10-0,5-5УХЛ1	25	150	10	14,0
РТФ-35-0,5-2,5УХЛ1	130	250	10	14,0
РТФ-35-1-5УХЛ1	130	200	10	15,7
РТФ-35-2-10УХЛ1	130	220	16	22,0
РТФ-110-0,5-2,5УХЛ	450	450	12	18,0
РТФ-110-1-5УХЛ1	450	450	20	28,0
РТВ-10-0,5-2,5У1 ¹⁾	15 (10)	60	6,0	9,0
РТВ-10-2-10У1 ¹⁾	15 (10)	60	10	14,0
РТВ-20-2-10У1	40	100	10	14,0
РТВ-35-2-10У1	100	140	10	16,0
РТВС-110-0,5-5УХЛ1	400	343	22	31,0

¹⁾ У дужках зазначено величину зовнішнього іскрового проміжку розрядників у разі використання їх у мережах 6 кВ.

22.3 П, М Вимірювання внутрішнього іскрового проміжку розрядника

Під час введення в експлуатацію внутрішній іскровий проміжок повинен відповідати зазначеному в таблиці 37 і може відрізнятися від заданого значення не більше ніж на ± 1 мм.

В експлуатації внутрішній стрижневий електрод розрядника потрібно замінити новим, якщо внутрішній іскровий проміжок збільшився більше ніж на:

- 3 мм — для РТФ на напругу 3-10 кВ;
- 5 мм — для РТФ на напругу 35-110 кВ;
- 8 мм — для РТВ на напругу 6-10 кВ;
- 10 мм — для РТВ на напругу 20-35 кВ;
- 2 мм — для РТВС на напругу 110 кВ.

22.4 П, М Перевірка зовнішнього іскрового проміжку

Зовнішній іскровий проміжок розрядника не повинен відрізнятися від заданого значення.

Зовнішній електрод розрядника, який кріпиться до обойми, повинен мати довжину, не меншу ніж 250 мм.

22.5 П, М Перевірка розташування зони вихлопу розрядника

Зони вихлопу розрядників різних фаз не повинні пересікатися і охоплювати елементи конструкцій і проводів ПЛ.

У разі заземлення вихлопних обойм розрядників дозволено пересікання їх зон вихлопу.

22.6 М Перевірка опору металевих зв'язків розрядника

Опір металевих зв'язків розрядника з контуром заземлення не нормується і звичайно становить від 0,05 Ом до 0,1 Ом.

23 ЗАПОБІЖНИКИ НА НАПРУГУ ВИЩЕ 1 кВ

Обсяг і періодичність випробувань запобіжників повинні відповідати 23.1 і 23.2:

- під час приймально-здавальних випробувань (під час першого увімкнення) (П);
- під час капітального ремонту обладнання розподільного пристрою (К).

23.1 П, К Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги опорної ізоляції запобіжників приймають згідно з таблицею 38.

Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв.

Випробування опорної ізоляції запобіжників виконують разом з випробуванням ізоляторів ошиновки комірок.

Таблиця 38 — Значення випробної напруги запобіжників

Найменування	Значення випробної напруги, кВ, для запобіжників, установлених у РУ на номінальну напругу, кВ		
	6	10	35
Фарфорові ізолятори запобіжників	32	42	95

23.2 П, К Перевірка правильності вибору запобіжників

Перед установленням запобіжників, які мають патрон з наповнювачем, перевіряють відповідність маркування на кришці патрона параметрам установки, яка захищається.

Перед установленням плавкої вставки вихлопних запобіжників перевіряють діаметр дугогасної трубки, який не повинен перевищувати у запобіжниках напругою 10 кВ і 35 кВ — 27 мм.

Значення номінального струму плавкої вставки мають відповідати параметрам установки, яка захищається.

24 УВОДИ ТА ПРОХІДНІ ІЗОЛЯТОРИ

Норми та періодичність випробувань маслонаповнених і мастиконаповнених уводів і фарфорових прохідних ізоляторів повинні відповідати:

— фарфорові прохідні ізолятори:

а) під час приймально-здавальних випробувань (під час першого увімкнення) (П) — 24.3;

б) під час капітального ремонту обладнання (К) — 24.3;
— мастиконаповнені вводи:

а) під час приймально-здавальних випробувань (під час першого увімкнення) (П) — 24.1—24.3;

б) під час капітального ремонту масляного вимикача (К), але не менше ніж один раз на 6 років — 24.1—24.3;

— маслонаповнені вводи (трансформаторні, реакторні, лінійні, кабельні, для масляних вимикачів):

а) під час приймально-здавальних випробувань (під час першого увімкнення) (П) — 24.1—24.5^{*)};

б) під час ремонту вводу або обладнання приєднання, до якого відноситься випробуваний увід, (К) — 24.1—24.5^{*)};

в) під час поточної експлуатації (М) — 24.1, 24.2, 24.5^{*)}.

Періодичність випробування:

— для вводів 110—220 кВ, через рік після введення в роботу, а далі — один раз на три роки;

— для вводів 330—750 кВ, через рік після введення в роботу, а далі — щорічно.

Примітка 1. За наявності контролю герметичних маслонаповнених уводів 110—750 кВ під робочою напругою (крім пристроїв КІВ) вимірювання за 24.1 і 24.2 під час поточної експлуатації можуть не провадитися після 3 років експлуатації з моменту введення в роботу.

Примітка 2. Вимірювання за 24.1 і 24.2 у маслонаповнених уводах з бар'єрною ізоляцією 66 кВ і вище під час поточної експлуатації можуть не провадитися.

Примітка 3. Вимірювання за 24.1 і 24.2 у маслонаповнених уводах 110 кВ з твердою ізоляцією під час поточної експлуатації можуть не провадитися.

24.1 П, К, М Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції вимірювальної та останньої обкладок уводів з паперово-масляною ізоляцією вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

^{*)} Випробування масла здійснюють в уводах з паперово-масляною ізоляцією негерметичного виконання. У герметичних уводах пробу масла відбирають лише у разі недопустимих відхилень значень $\tan \delta$ основної ізоляції або вимірювального конденсатора, а також у разі підвищення тиску масла в ввіді вище допустимого.

Значення опору ізоляції останньої обкладки під час введення в експлуатацію повинне бути не меншим ніж 1000 МОм, а в процесі експлуатації — не меншим ніж 500 МОм, якщо інше не передбачено заводськими інструкціями.

24.2 П, К, М Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і ємності

Вимірюють $\operatorname{tg}\delta$ і ємність в уводах і прохідних ізоляторах з основної паперово-масляної, маслобар'єрної та твердої ізоляції, а також вимірювального конденсатора і останніх шарів паперово-масляної ізоляції. Значення $\operatorname{tg}\delta$ основної ізоляції та вимірювального конденсатора не повинні перевищувати наведених у таблицях 39 та 40.

Граничне збільшення ємності основної ізоляції під час першого увімкнення (виміряне до монтажу) повинне відповідати вимогам заводу-виробника, а під час експлуатації відрізнятися не більше ніж на 5 % від значень, виміряних під час введення в експлуатацію.

Випробна напруга основної ізоляції — 10 кВ, останніх шарів ізоляції — 5 кВ, уводів, виготовлених за ГОСТ 10693, — 3 кВ.

Уводи в гарантійний період експлуатації мають задовільний стан, якщо $\operatorname{tg}\delta_1$, $\operatorname{tg}\delta_2$ збільшився не більше ніж у 1,2 раза, $\operatorname{tg}\delta_3$ — не більше ніж у 1,5 раза порівняно зі значеннями, одержаними під час введення в експлуатацію.

Уводи після гарантійного періоду експлуатації мають задовільний стан, якщо значення параметрів, які контролюються, не перевищують значень, наведених у таблицях 39 і 40.

Уводи з передбачуваною наявністю дефекту, параметри яких відхиляються від норми, потребують уточнення їх стану через збільшення обсягу випробувань за скороченої їх періодичності.

Уводи відбраковують у разі, якщо:

— $\operatorname{tg}\delta_1 < 0$, а $\operatorname{tg}\delta_3$ перевищує значення, наведені у таблиці 40;

— $\operatorname{tg}\delta_3$ у 1,5 раза більше граничного (табл. 39 та табл. 40);

— $\operatorname{tg}\delta_1$ збільшився більше ніж у 1,2 раза проти попереднього значення, а $\operatorname{tg}\delta_3$ перевищує значення, наведені в таблицях 39 та 40;

— $\operatorname{tg}\delta_m$, виміряний за підйому температури, перевищує значення, наведені у таблиці 40а;

— коли вміст розчинених у маслі газів перевищує норми, наведені у методичних вказівках.

Під час експлуатаційних вимірювань необхідно звертати увагу на динаміку змінювання $\operatorname{tg}\delta$ і ємності протягом часу в окремих зонах внутрішньої ізоляції.

24.3 П, К Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги для вводів, які випробують окремо, приймають згідно з таблицею 41.

Випробування вводів, встановлених на силових трансформаторах, виконують разом з випробуванням обмоток цих трансформаторів за нормами, прийнятими для силових трансформаторів. Тривалість прикладення випробної напруги:

— для основної фарфорової, паперово-масляної і мастичної ізоляції — 1 хв;

— для основної ізоляції з органічних твердих матеріалів і кабельних мас — 5 хв.

Тривалість прикладення випробної напруги для вводів, які випробовують разом з обмотками трансформаторів, — 1 хв.

24.4 П, К Перевірка герметичності ущільнень маслонаповнених уводів

Випробування надлишковим тиском провадять на негерметичних маслонаповнених уводах напругою 110 кВ і

Таблиця 39 — Граничні значення $\operatorname{tg} \delta$ основної ізоляції негерметичних уводів¹⁾

Вид ізоляції	Граничне допустиме значення $\operatorname{tg} \delta$, %, ізоляції вводів на номінальну напругу, кВ, за температури 20 °С											
	35		110—150		220		330		500		750	
	під час першого увімкнення (П)	в експлуатації	під час першого увімкнення (П)	в експлуатації	під час першого увімкнення (П)	в експлуатації	під час першого увімкнення (П)	в експлуатації	під час першого увімкнення (П)	в експлуатації	під час першого увімкнення (П)	в експлуатації
Мастико-наповнена	3,0	7,0	2,0	5,0	—	—	—	—	—	—	—	—
Тверда	1,0	1,5	0,9	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—
Масло-бар'єрна	—	—	2,0	5,0	2,0	4,0	—	—	—	—	—	—
Паперово-масляна ²⁾	—	—	0,8/1,2	1,5/3,0	0,6/1,0	1,2/2,0	0,6/1,0	1,0/2,0	0,6/0,8	1,0/1,5	0,6/0,8	0,8/1,5

¹⁾ Значення $\operatorname{tg} \delta$ ізоляції вимірювального конденсатора маслонаповненого вводу приймають за нормами для основної ізоляції.
²⁾ У знаменнику наведено значення $\operatorname{tg} \delta$ останніх шарів ізоляції від втулки (якщо заводськими інструкціями не передбачені більш жорсткі норми).

Таблиця 40 — Граничні значення електричних характеристик внутрішньої ізоляції герметичних уводів під час експлуатації за температури 20 °С

Значення кута діелектричних втрат, %	Клас напруги, кВ, і марка масла											
	110		150		220		330		500		750	
	Т-750	ГК	Т-750	ГК	Т-750	ГК	Т-750	ГК	Т-750	ГК	Т-750	ГК
$\operatorname{tg} \delta_1$, %	1,5	1,5	1,5	1,5	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8
$\operatorname{tg} \delta_2$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8
$\operatorname{tg} \delta_3$	3,0	2,0	3,0	2,0	2,0	1,5	2,0	1,5	1,5	1,2	1,5	1,2
$\operatorname{tg} \delta_{\text{м}}$ за 70 °С ¹⁾	7,0	3,5	7,0	3,5	5,0	2,5	5,0	2,5	2,0	1,0	2,0	1,0
$\operatorname{tg} \delta_{\text{м}}$ за 90 °С ¹⁾	10,0	5,0	10,0	5,0	7,0	3,5	7,0	3,5	3,0	1,5	3,0	1,5

¹⁾ Значення $\operatorname{tg} \delta$, повинне бути не меншим ніж: 0,25 % для вводів з маслом Т-750; 0,15 % для вводів з маслом ГК.
²⁾ $\operatorname{tg} \delta$ масла визначається за методикою ГОСТ 6581.
Примітка. Граничні значення $\operatorname{tg} \delta$ ізоляції герметичних уводів під час приймально-здавальних випробувань приймаються згідно з вимогами заводських інструкцій.

Таблиця 40а — Граничні значення $\operatorname{tg} \delta_m$, вимірюного під час підйому температури (крім масел типу Т-750 і ГК)

Параметр	Клас напруги вводів, кВ			
	110—150	220—330	500	750
$\operatorname{tg} \delta_m$ за 70 °С, %	20	10	7	4
$\operatorname{tg} \delta_m$ за 90 °С, %	30	15	10	6

Таблиця 41 — Значення випробної напруги вводів і прохідних ізоляторів

Найменування	Значення випробної напруги вводів і прохідних ізоляторів з номінальною напругою, кВ						
	3	6	10	15	20	24	35
Уводи та прохідні ізолятори з фарфору	24	32	42	55	65	75	95
Мастико-, маслонаповнені вводи, вводи та прохідні ізолятори з органічних твердих матеріалів	—	—	—	49,5	58,5	67,5	85,5

вище надмірним тиском масла 0,1 МПа (1 кгс/см²) з метою перевірки ущільнень.

Тривалість випробування — 30 хв. Під час випробування не повинно бути ознак протікання масла та (або) зниження випробного тиску (більше ніж на 5 кПа).

У герметичних уводах виконують перевірку манометрів.

24.5 П, К, М Випробування трансформаторного масла з маслонаповнених вводів

Випробування виконують згідно з розділом 26: для вводів негерметичного виконання — за переліками 1—6 таблиці 48, для вводів 220 кВ і вище — додатково за переліком 7.

Періодичність хроматографічного контролю масла із вводів: герметичних на напругу 330—750 кВ — один раз на рік; решти вводів — один раз на три роки.

У герметичних уводах відбирають проби масла на хроматографічні та хімічні аналізи також у разі погіршення $\operatorname{tg} \delta$ ізоляції, а також у разі підвищення тиску в вводі.

Заміну масла в гідрозатворах провадять за інструкцією заводу-виробника.

24.6 М Перевірка манометра

Манометр перевіряють в герметичних уводах порівнянням його показань з показаннями атестаційного манометра.

Перевірку провадять в трьох оцифрованих точках шкали: на початку, в середині, на кінці. Допустиме відхилення показань манометра, який перевіряється, від атестаційного повинне бути не більше ніж 10 % верхньої межі вимірювань.

Перевірку провадять у терміни, встановлені для контролю ізоляції вводів.

24.7 М Контроль ізоляції під робочою напругою

Контроль ізоляції вводів під робочою напругою рекомендовано провадити у вводах 110—750 кВ з паперово-масляною ізоляцією конденсаторного типу на автотрансформаторах з номінальною напругою 330 кВ та вище і трансформаторах з номінальною напругою 110 кВ та вище, встановлених на електростанціях і вузлових підстанціях.

Для вводів, які контролюють під напругою, контроль за 24.1, 24.2 і 24.5 може провадитися лише у разі одержання незадовільних результатів випробувань за 24.7.

Контрольовані параметри: зміна тангенса кута діелектричних втрат $\Delta \operatorname{tg} \delta$ та ємності $\Delta C/C$ основної ізоляції або(та) зміна її модуля повної провідності $|\Delta Y/Y|$. Допустимий контроль — за одним з параметрів $\Delta \operatorname{tg} \delta$ або $|\Delta Y/Y|$.

Зміна значень контрольованих параметрів визначається як різниця результатів чергових вимірювань та вимірювань під час введення в роботу системи контролю під напругою.

Граничні значення параметрів ($\Delta \operatorname{tg} \delta$) та $|\Delta Y/Y|$ наведені в таблиці 42.

Таблиця 42 — Граничні значення параметрів

Клас напруги, кВ	Граничні значення параметрів, %, $\Delta tg\delta$ та $ \Delta Y/Y $	
	Під час періодичного контролю	Під час безперервного контролю
110—220	2,0	3,0
330—500	1,5	2,0
750	1,0	1,5

Примітка 1. Для вводів 330—750 кВ рекомендований автоматизований безперервний контроль з сигналізацією граничних значень вимірюваних параметрів.

Примітка 2. Зменшення значення $tg\delta$ основної ізоляції герметичного вводу порівняно з результатами попередніх вимірювань на $\Delta tg\delta$ (%) і 0,3 є показником для проведення додаткових випробувань з метою визначення причин зниження $\Delta tg\delta$.

Граничне значення збільшення ємності становить 5 % значення, вимірюваного під час введення в роботу системи контролю під напругою.

Періодичність контролю вводів під робочою напругою залежно від величини контрольованого параметру до організації автоматизованого безперервного контролю наведено в таблиці 43.

Таблиця 43 — Періодичність контролю вводів під робочою напругою

Клас напруги, кВ	Значення, %, $\Delta tg\delta$ та $ \Delta Y/Y $	Періодичність контролю
110—220	$0 \leq \Delta tg\delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	12 місяців
	$0,5 < \Delta tg\delta \leq 2,0$ $0,5 < \Delta Y/Y \leq 2,0$	6 місяців
330—500	$0 \leq \Delta tg\delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	6 місяців
	$0,5 < \Delta tg\delta \leq 1,5$ $0,5 < \Delta Y/Y \leq 1,5$	3 місяці
750	$0 \leq \Delta tg\delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	6 місяців
	$0,5 \leq \Delta tg\delta \leq 1,0$ $0,5 \leq \Delta Y/Y \leq 1,0$	3 місяці

25 ПІДВІСНІ, ОПІРНІ ТА ОПІРНО-СТРИЖНЕВІ ІЗОЛЯТОРИ

Періодичність і норми випробувань ізоляторів повинні відповідати:

— під час першого увімкнення (П) — 25.1—25.3, 25.5, 25.6;

— під час капітального ремонту (К) — 25.1—25.3, 25.5, 25.6;

— під час поточної експлуатації (М) — 25.1—25.4 та місцевим інструкціям.

25.1 П, К, М Контроль зовнішнього стану

25.1.1 Ізолятори, які мають на ребрах поверхні сколи, дозволяється вводити до експлуатації після відновленого ремонту, за умови неперевикнення значень площі та глибини допустимих сколів, зазначених у таблиці 44.

Таблиця 44 — Площа та глибина поверхневих сколів на ребрах ізоляторів, які підлягають відновленому ремонту

Площа зовнішньої поверхні ізолятора, dm^2	36—60	60—175	175—270	270—360	360—450	450—800	800—1400	>1400
Сумарна площа допустимих сколів на ізолятори, mm^2	100	100	150	150	200	200	200	300
Допустима глибина сколу, мм	2	3	3	3	3	3	3	4

25.1.2 Ізолятори з низькою якістю армування дозволяється вводити до експлуатації після відновленого ремонту за умови неперевикнення площі $10 cm^2$ (у двох фланцях) поверхневого викришування цементної зв'язки.

25.1.3 Відхилення колонки ізолятора від вертикалі не повинне перевищувати 2 мм.

25.2 П, К, М Вимірювання опору ізоляції

Опір вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ за температури навколишнього повітря не нижче ніж 5 °С. Під час монтажу ізоляторів вимірювання опору рекомендується безпосередньо перед установленням ізоляторів.

Опір кожного ізолятора повинен бути не менше ніж 300 МОм.

25.3 П, К, М Випробування підвищеною напругою промислової частоти

25.3.1 Випробування опорних одноелементних ізоляторів

Тривалість випробування — 1 хв.

Значення випробної напруги приймають згідно з таблицею 45.

Таблиця 45 — Випробна напруга

Номинальна напруга фарфорового опорного ізолятора, кВ	6	10	20	35
Випробна напруга, кВ	32	42	65	95

25.3.2 Випробування опорних багатоелементних і підвісних ізоляторів

Знову установлені опорні багатоелементні штирьові та підвісні ізолятори необхідно випробувати підвищеною напругою 50 кВ промислової частоти, яку прикладають до кожного елемента ізолятора.

25.3.3 Контроль скляних ізоляторів із загартованого скла

Випробування не виконують. Контроль їх стану здійснюють оглядом.

25.4 М Контроль ізоляторів за допомогою штанги

Контроль ізоляторів здійснюють під робочою напругою за температури навколишнього повітря, не меншої ніж 5 °С, за допомогою вимірювальної штанги або штанги з постійним іскровим проміжком.

Сума напруг, виміряних за елементами ізоляторів, не повинна відрізнятися від фазної напруги установки більше ніж на $\pm 10\%$ для ізоляторів, які змонтовані на металевих і залізобетонних конструкціях і опорах, і на $\pm 20\%$ — для ізоляторів, змонтованих на дерев'яних конструкціях.

Під час контролю ізоляторів вимірювальною штангою ізолятор бракують, якщо значення виміряної на ньому напруги менше від зазначеного у таблицях 46, 47 для дефектного стану ізоляторів.

Під час контролю ізоляторів штангою з постійним іскровим проміжком ізолятор бракують, якщо пробій проміжку не відбувається за напруги, яка відповідає дефектному стану найменше електрично навантаженого ізолятора гірлянди.

Усереднені норми для відбракування ізоляторів за характером розподілу напруги ізоляторів наведено в таблицях 46 і 47.

25.5 П, К Механічні випробування опорно-стрижневих ізоляторів

Опорно-стрижневі ізолятори випробують в процесі монтажу роз'єднувачів і відокремлювачів на напругу 35—220 кВ, опорна ізоляція яких складається з опорно-стрижневих ізоляторів. Випробування виконують шляхом стягування двох ізоляторів апарата зусиллям, яке дорівнює 60 % найменшого руйнівального зусилля, протягом 15 с.

Випробування виконують згідно з методикою — 9.6 збірника директивних матеріалів. Електротехнічна частина».

Примітка. Під час проведення періодичного контролю стану підвісних і багатоелементних ізоляторів ВРУ оп-

Таблиця 46 — Розподіл напруги у нормальних і дефектних елементах опорних багатоелементних ізоляторів під час контролю їх вимірювальною напругою

СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007

Робоча напруга, кВ ліній- на	фаз- на	Тип ізолятора	Кількість ізоляторів, шт	Стан ізолятора	Напруга, кВ, на елементі № (рахуючи від конструкції)														
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
220	127	ОНШ-35-2000 (ІШД-35)	5	Нормальний	6	7	7	5	6	8	6	7	9	7	8	5	6	8	12
				Дефектний	3	3	3	2	3	4	3	3	4	3	3	5	6	8	12
110	65	ОНШ-35-2000 (ІШД-35)	3	Нормальний	6	4	5	6	6	7	7	8	16	—	—	—	—	—	—
				Дефектний	3	2	3	3	3	3	4	6	10	—	—	—	—	—	—
		ОНШ-35-1000 (ШТ-35)	4	Нормальний	4	5	5	6	8	10	12	15	—	—	—	—	—	—	—
				Дефектний	2	2	2	3	4	5	7	9	—	—	—	—	—	—	—
		ОНШ-35-1000 (ШТ-35 або ШТ-30)	3	Нормальний	7	8	9	11	12	18	—	—	—	—	—	—	—	—	—
				Дефектний	3	4	5	6	8	11	—	—	—	—	—	—	—	—	—
35	20	ОС-1	5	Нормальний	4	5	4	5	6	7	6	9	7	12	—	—	—	—	—
				Дефектний	2	2	2	3	3	4	3	6	5	6	—	—	—	—	—
		ОС-1	4	Нормальний	5	6	4	8	5	12	8	17	—	—	—	—	—	—	—
				Дефектний	2	3	2	4	3	8	6	10	—	—	—	—	—	—	—
		ОС-1	3	Нормальний	2	3	2	4	3	6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
				Дефектний	2	2	2	2	2	4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		ОС-1	2	Нормальний	4	5	4	7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
				Дефектний	2	2	2	3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
35	20	ОНШ-35-1000 (ШТ-35)	1	Нормальний	10	10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
				Дефектний	5	5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		ОНШ-35-2000	1	Нормальний	6	7	7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
				Дефектний	3	3	4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примітка 1. Дефектним вважають ізолятор, в якому напруга менше від зазначеної.

Примітка 2. Під час вимірювання напруги на опорних ізоляторах штангою необхідно мати на увазі, що ізолятори ОНШ-35-2000 (ІШД-35) складаються з трьох склеєних фарфорових елементів, а решта — з двох.

Таблиця 47 — Розподіл напруги в ізоляторах гірлянд під час контролю їх вимірювальною штангою

Робоча напруга, кВ		Кількість ізоляторів у гірлянці	Стан ізолятора	Напруга, кВ, на ізоляторі № (рахуючи від траверси або конструкції)																									
ліній-на	фаз-на			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
500	290	20	Нормальний	16	15	14	13	12	12	12	11	11	11	12	12	13	14	15	16	17	19	21	24	—	—	—	—	—	—
			Дефектний	8	8	7	6	6	6	6	5	5	5	6	6	6	7	7	8	8	9	11	12	—	—	—	—	—	—
		22	Нормальний	16	15	14	12	11	11	10	10	9	9	9	10	11	11	12	13	14	15	16	18	20	23	—	—	—	—
			Дефектний	8	7	7	6	5	5	5	5	4	4	4	5	5	5	6	6	7	7	8	9	10	12	—	—	—	—
		23	Нормальний	15	14	12	11	11	10	9	9	9	8	8	9	9	10	11	12	13	14	15	17	19	21	23	—	—	—
			Дефектний	8	7	6	5	5	5	4	4	4	4	4	4	5	5	6	6	7	7	8	9	10	12	—	—	—	—
		26	Нормальний	12	10	8	7	7	6	6	6	6	6	6	7	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	22
			Дефектний	6	5	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	5	5	6	6	7	7	8	9	10	12	—	—
330	190	15	Нормальний	12	10	9	9	9	9	10	11	12	13	14	15	17	19	22	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
			Дефектний	6	5	4	4	4	4	5	5	6	6	7	7	8	9	11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		16	Нормальний	12	10	9	9	9	9	9	9	9	10	11	13	14	17	19	22	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
			Дефектний	6	5	4	4	4	4	4	4	4	5	5	6	7	8	9	11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		17	Нормальний	12	10	9	9	8	8	8	8	8	9	10	11	12	14	16	18	21	—	—	—	—	—	—	—	—	
			Дефектний	6	5	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	6	7	8	9	11	—	—	—	—	—	—	—	—	
		18	Нормальний	11	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	9	10	12	13	15	18	21	—	—	—	—	—	—	—	
			Дефектний	6	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	6	6	7	9	11	—	—	—	—	—	—	—	
		19	Нормальний	11	9	9	8	8	8	7	7	7	8	8	8	9	10	11	12	14	17	20	—	—	—	—	—	—	—
			Дефектний	6	4	4	4	4	4	3	3	3	4	4	4	4	5	5	6	7	8	10	—	—	—	—	—	—	—

СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007

Кінець таблиці 47

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
330	190		Нормальний	11	9	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	8	9	9	11	12	14	16	20					
			Дефектний	6	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	5	6	7	8	10					
220	127	14	Нормальний	9	8	7	7	7	6	7	7	8	9	10	11	13	18												
			Дефектний	4	4	4	3	3	3	3	4	4	4	5	6	7	10												
		13	Нормальний	10	8	8	8	7	7	7	8	10	12	14	20														
			Дефектний	5	4	4	4	3	3	3	4	4	5	6	7	10													
		8	Нормальний	8	6	5	4,5	6,5	8	10	17																		
			Дефектний	4	3	2	2	3	5	7	10																		
110	65	7	Нормальний	9	6	5	7	8,5	10	18,5																			
			Дефектний	4	3	2	3	5	6	10																			
		6	Нормальний	10	8	7	9	11	19																				
			Дефектний	5	4	3	5	6	10																				
		4	Нормальний	4	3	5	8																						
			Дефектний	2	2	3	5																						
35	20	3	Нормальний	6	5	9																							
			Дефектний	3	3	5																							
		2	Нормальний	10	10																								
			Дефектний	5	6																								

Примітка. Дефектним вважають ізолятор, в якому значення напруги менше від зазначеного. Під час розподілу напруги по ізоляторах гірлянд внаслідок забруднення, зволоження тощо дефектними вважають ізолятори, на яких напруга менша ніж 50 % величини розподілу напруг, що були уточнені на місці вимірювання.

тико-електронним дефектоскопом перевірку ізоляторів під час експлуатації за 25.2—25.4 можна не виконувати.

25.6 П, К, М Контроль опорно-стрижневих ізоляторів ультразвуковим методом

Контроль опорно-стрижневих ізоляторів ультразвуковим методом проводять під час П, К, М згідно з діючою методикою та місцевими інструкціями.

26 ТРАНСФОРМАТОРНЕ МАСЛО

26.1 П, К Аналіз свіжого масла

Масла, які надійшли з підприємства-виробника (постачальника), після зливання в технологічні ємкості перевіряють на відповідність гранично допустимим значенням показників якості за переліками 1—7, 9 таблиці 48 та ГKD 34.43.101.

Масло, яке зберігається, перевіряють за 1, 2, 4—6 таблиці 48 та ГKD 34.43.101 щорічно.

26.2 П, К М Контроль якості трансформаторних масел під час їх заливання в електрообладнання

Свіжі трансформаторні масла, які підготовлені до заливання в електрообладнання, повинні задовольняти вимогам таблиці 48 і ГKD 34.43.101.

26.3 П, К Аналіз масла перед увімкненням обладнання

Свіже масло, яке підготували для заливання (після заливання), крім вимикачів, необхідно випробувати:

— для обладнання напругою до 35 кВ — за переліками 1, 2, 4—6, 9 таблиці 48;

— для обладнання напругою 110—750 кВ — за переліками 1—7, 9, 10 таблиці 48.

У трансформаторах з плівковим (азотним) захистом масла, герметичних трансформаторах струму та герметичних уводах — додатково випробують за переліком 11.

У всіх масляних вимикачах до заливання і після (для багатооб'ємних) проби масла випробують за переліками 1 і 2 таблиці 48 (наявність зваженого вугілля визначати візуально).

У всіх випадках показники якості повинні бути не меншими ніж наведені у таблиці 48.

Примітка. Характеристики масла із елементів каскадних конструкцій (ТС і ТН) на напругу 220 кВ і вище повинні відповідати вимогам до масла класу напруги елемента.

26.4 М Аналіз масла під час експлуатації

Під час експлуатації відбирання проб масла виконують з періодичністю, зазначеною у відповідних розділах на маслonaповнене обладнання, але не менше ніж один раз на три роки, і не рідше ніж за ГҚД 34.43.101.

Випробування проб масла відповідно до 26.2, крім вимірювання згідно з переліком 7 таблиці 48 для обладнання до 150 кВ, виконують у разі зростання tg δ основної ізоляції. У герметичних вимірювальних трансформаторах струму з об'ємом масла до 30 кг з герметичних уводів (якщо стан ізоляції задовільний) і маломасляних вимикачів проби масла не відбирають. У герметичних вимірювальних трансформаторах з об'ємом масла понад 30 кг — з дозволу заводу-виробника. У разі погіршення характеристик ізоляції масло замінюють.

З негерметичного обладнання, яке захищається повітроосушувачем, з масою масла, більшою ніж 10 000 кг, масло додатково перевіряють за переліком 3 таблиці 48 з періодичністю — один раз на шість років.

26.5 М Хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі

Хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі, виконують згідно з затвердженими галузевими методами.

Таблиця 48 — Гранично допустимі значення показників якості трансформаторного масла

Найменування показника	Значення показника якості масла			Метод випробування
	свіжого перед заливанням в обладнання	після заливання в обладнання і перед вводом до експлуатації	експлуатаційного	
1	2	3	4	5
1 Пробивна напруга для трансформаторів, апаратів і вводів на напругу, не менше, кВ: — до 15 кВ — від 15 до 35 кВ крім трансформаторів власних потреб — від 15 до 35 кВ для трансформаторів власних потреб — від 60 до 110 кВ — 150 кВ — від 220 кВ до 500 кВ@ — 750 кВ	30 35 40/35 50/45 55/50 60/55 70/65	25 30 35/30 45/40 50/45 55/50 65/60	20 25 30/25 40/35 45/40 50/45 60/55	За ГОСТ 6581
2 Вміст механічних домішок, % маси (г/г), не більше: — для електрообладнання до 220 кВ включно — для електрообладнання вище 220 кВ до 500 кВ включно — для електрообладнання 750 кВ — для реакторів 500—750 кВ	0,005 (50) 0,0008 (8) 0,0005 (5) 0,0005 (5) 0,0005 (5) 0,0005 (5)	0,005 (50) 0,001 (10) 0,0005 (5) 0,001 (10) 0,001 (10) 0,001 (10)	0,005 (50) 0,005 (50) 0,0015 (15) (11) 0,001 (10) (10)	За ГОСТ 6370 За ГОСТ 6370 За ГОСТ 6370 (клас чистоти за ГОСТ 17216, не більше) За ГҚД 34.43.101
3 Вміст антиокисної присадки іонолу, % маси, для негерметичних трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, обладнання з місткістю маслосистеми 10 т і більше, не менше	—	0,2	0,1	

1	2	3	4	5
4 Кислотне число ^{*)} , мг КОН на 1 г масла, не більше	0,01	0,01	0,1 ¹⁾ 0,25 ²⁾	За ГОСТ 5985 та ГКД 34.43.101
5 Вміст водорозчинних кислот, мг КОН: — для силових трансформаторів потужністю вище 630 кВ · А, герметичних вимірювальних трансформаторів та уводів; — для негерметичних вимірювальних трансформаторів та уводів	Відсутній — // —		0,014 0,03	За ГОСТ 6307 або за ГКД 34.43.101
6 Температура спалаху в зачиненому тиглі ^{*)} , °С, не нижче	135		Зниження не більше ніж на 5 °С від попереднього, але не більше ніж на 15 °С з початку експлуатації	За ГОСТ 6356
7 Тангенс кута діелектричних втрат за температури 70 °С/90 °С, %, для силових, вимірювальних трансформаторів, уводів, на напругу, не більше ^{***)} , кВ: — 35 — 110—150 — 220—500 — 750	0,5 0,5 0,5 0,5	0,7 0,7 0,7 0,7	10/15 10/15 7/10 3/5	За ГОСТ 6581 Норма tgδ за 70 °С факультативна
8 Натрієва проба, оптична густина у ковєті 20 мм, не більше	0,4	—	—	За ГОСТ 19296

Продовження таблиці 48

1	2	3	4	5
9 Стабільність проти окиснення 9.1 Масова частка осаду для масла, не більше, %: — ГК (ТУ 38.101.1025-85) — Т1500-750 (ГОСТ 982) — ТСП (ГОСТ 10121) — ТАп (ТУ 38.101.281-80) — ТКл (ТУ 38.101.890-81)	0,015 Відсутня — // — 0,008 0,01	— — — — —	— — — — —	За ГОСТ 981 За ГКД 34.43.101 (Б.3.5)
9.2 Кислотне число окисненого масла, мг КОН на 1 г масла, не більше, для масел: — ГК (ТУ 38.101.1025-85) — Т1500-750 (ГОСТ 982) — ТКл (ТУ 38.101.890) — ТАп (ТУ 38.101.281) — ТСП (ГОСТ 10121)	0,1 0,15 0,1 0,05 0,1	— — — — —	0,25 0,25 0,25 0,25 0,25	За ГОСТ 981
10 Вміст води, не більше, % маси (г/т): — для трансформаторів з азотним і плівковим захистом, герметичних трансформаторів струму та герметичних уводів — для ТН 110-500 кВ типу НКФ — для решти обладнання всіх категорій	0,001 (10)		0,002 (20)	За ГОСТ 7822
	0,001 (10) 0,002 (20)	0,0015 (15) 0,002 (25)	0,0025 (25) Відсутнє, якщо немає вимог заводу-виробника визначати кількісно	В експлуатації дозволяється за ГОСТ 1547
11 Вміст газу для герметичного обладнання, не більше, % об'єму ^{****)} :	0,1	0,2	2,0	За інструкцією заводу-виробника

Кінець таблиці 48

12 Розчинений шлам (потенційний осад) для силових трансформаторів на напругу 220 кВ і вище за кислотного числа масла вище 0,10 мг КОН на 1 г масла	—	—	Відсутній	За ГКД 34.43.101
1) Кислотне число для масел ТКл (ТУ 38.101.890-81), ТАп (ТУ 38.101.281-80), ТСп (ГОСТ 10121) до і після заливання повинне бути не більше ніж 0,02 мг КОН на 1 г масла. 2) Заміна сорбенту в термосифонних або адсорбційних фільтрах. За кислотного числа, більшого ніж 0,1, і відсутності термосифонних фільтрів — визначення потенційного осаду (п. 12). У разі наявності осаду — регенерація або заміна масла. 3) Регенерація або заміна масла. 4) Температура спалаху для масла ТКл (ГОСТ 10121) повинна бути до і після заливання не нижча ніж 150 °С. 5) Температура тгб для масла за 90 °С ТКл (ТУ 38.101.890-81) до заливання повинне бути 2,2 % (після заливання — не більше ніж 2,6 %), для масла ТСп (ГОСТ 10121) до заливання — не більше ніж 1,7 %, після заливання — не більше ніж 2,0 %. 6) Перевірку вмісту газу експлуатаційного масла дозволено виконувати за результатами аналізу розчинених у маслі газів хроматографічним методом, вміст газу після заливання — не більший ніж 0,3 % (ГКД 34.43.101).				
Примітка. У чисельнику (п.1, п.7) приведені значення показника для електричного обладнання, яке планувалося ввести до експлуатації з 01.01.99, а в знаменнику — введеного до експлуатації до 01.01.99.				

26.6 К, М Порядок змішування масел

Змішування різних марок масел провадять згідно з ГКД 34.43.101.

26.7 М Розширені випробування трансформаторного масла

Необхідність розширення обсягу показників якості масла та почастішання періодичності контролю визначається за рішенням технічного керівника енергопідприємства.

27 АПАРАТИ, ВТОРИННІ КОЛА ТА ЕЛЕКТРОПРОВОДКА НА НАПРУГУ ДО 1000 В

Норми та періодичність перевірок і випробувань апаратів, вторинних кіл і електропроводок на напругу до 1000 В повинні відповідати:

— під час приймально-здавальних випробувань, після капітального ремонту і профілактичного відновлення (П,К) — 27.1—27.6;

— під час поточної експлуатації (М) — 27.1; 27.3, а для особливо відповідальних вторинних кіл¹⁾ — додатково і 27.2.

Електропроводка напругою до 1000 В від розподільних пунктів до електроприймачів випробується за 27.1.

27.1 П, К, М Вимірювання опору ізоляції

Вимірюють опір ізоляції кожної із груп електрично не зв'язаних вторинних кіл приєднання (вимірювальні кола, кола оперативного струму, кола сигналізації тощо) від-

¹⁾ До особливо відповідальних вторинних кіл відносять кола газового захисту, кола конденсаторів, які використовуються 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 ТН до апаратів захисту вторинних кіл від КЗ.

носно «землі» та інших груп кіл, а також між жилами контрольних кабелів особливо відповідальних вторинних кіл.

Значення опору ізоляції повинні бути не менше наведених у таблиці 49.

Таблиця 49 — Допустимі значення опору ізоляції апаратів, вторинних кіл і електропроводки

Випробний елемент	Номинальна напруга мегаомметра, кВ	Найменше допустиме значення опору ізоляції, МОм
1	2	3
1 Особливо відповідальні вторинні кола	1,0-2,5	10,0
2 Вторинні кола керування, захисту, вимірювання тощо: — шинки постійного струму та напруги на щиті керування (за від'єднаних кіл); — кожне приєднання вторинних кіл і кіл живлення приводів вимикачів і роз'єднувачів ¹⁾ ; — кола керування, захисту та збудження машин постійного струму на напругу до 1000 В, приєднаних до силових кіл	1,0-2,5 1,0-2,5 1,0-2,5	10,0 0,5 — в електроустановках до 1000 В 1,0 — в електроустановках вище 1000 В Те саме
3 Вторинні кола, які містять пристрої з мікроелектронними елементами, що розраховані на робочу напругу, В: — до 30 — 30—60 — понад 60	 0,1 0,25 0,5	 1,0 1,0 1,0
4 Силові та освітлювальні електропроводки ²⁾	1,0	0,5
5 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 приводом і землею, а також між двома проводами. Під час вимірювання опору ізоляції необхідно вимкнути електроприймачі, а також апарати, прилади тощо.

³⁾ Вимірюють опір ізоляції вторинних кіл кожної секції розподільного пристрою.

27.2 П, К, М Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги для ізоляції відносно землі кіл РЗА та інших вторинних кіл з повністю зібраною схемою¹⁾ на напругу вище 60 В, а також поміж жилами контрольних кабелів²⁾ особливо відповідальних вторинних кіл та електропроводки дорівнює 1000 В.

Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв.

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.

27.3 П, К, М Перевірка працездатності розчіплювачів (теплових, електромагнітних, напівпровідникових тощо) автоматичних вимикачів

Розчіплювачі мають вимикати автоматичний вимикач за значеннями виміряного параметра (струм, напруга, час), які знаходяться в межах, заданих заводом-виробником.

27.4 П, К Перевірка працездатності 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 заводом-виробником.

Значення напруги спрацьовування та кількості операцій наведено в таблиці 50.

¹⁾ Разом з реле, контакторами, котушками приводів тощо.

²⁾ Під час таких випробувань напругу потрібно подавати по чергово на кожну жилу, решту жил з'єднати між собою і заземлити. Перевірку здійснюють лише на робочих устатках.

Таблиця 50 — Значення напруги спрацьовування та кількість операцій під час випробування автоматичних вимикачів, контакторів і магнітних пускатів

Операція	Напруга на шинах оперативного струму	Кількість операцій
Вимикання	0,9 (0,85) ^{*)} U _{ном}	5
Вимикання та увімкнення	0,8 і 1,1 ^{**) U} U _{ном}	5
Вимикання	0,8 U _{ном}	10

^{*)} Залежно від вимог заводу-виробника для конкретного типу автоматичного вимикача.
^{**) Я}кщо за умовами роботи джерела оперативного струму неможливо збільшити напругу до 1,1 U_{ном}, дозволено проведення перевірки за максимальної напруги.

27.5 П, К Перевірка фазування розподільних пристроїв і приєднань

Під час перевірки фазування розподільних пристроїв і приєднань повинен бути збіг за фазами.

27.6 П, К Випробування підвищеною напругою промислової частоти під час профілактичного відновлення апаратів

Під час профілактичного відновлення апаратів, вторинних кіл на напругу до 1000 В замість випробувань за 27.2 дозволяється провадити випробування випрямленою напругою 2,5 кВ з використанням мегаомметра або спеціальної установки.

28 ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Контроль і вимірювання на ПЛ (П) слід виконувати в нижчезазначеному обсязі та керуватися відповідними нормативними документами і місцевими інструкціями.

Обсяг випробувань, перевірок та їх періодичність:

- нововведені ПЛ (П) — за 28.1—28.8.
- під час капітального та поточного ремонтів (К, Т) — за 28.1, 28.2, 28.4—28.7
- під час поточної експлуатації (М) — за 28.1, 28.2, 28.4—28.7

28.1 П, К, Т, М Контроль опор та їх елементів

Під час контролю перевіряють:

- ✓ — відхилення опор та їх елементів від проектних положень;
- розміри деталей дерев'яних опор та виконання їх з'єднань;
- ураження корозією металевих опор та металевих деталей дерев'яних і залізобетонних опор, стан захисного покриття;

— стан залізобетонних опор та приставок (поява тріщин, оголення арматури, відшарування бетону, виникнення раковин, наскрізних отворів тощо);

- натягання тросових відтяжок та ураження їх корозією;
- підгнивання дерев'яних опор та їх елементів.

У процесі експлуатації контроль провадять візуально під час огляду ПЛ.

Підконтрольні показники повинні відповідати вимогам нормативних документів.

28.2 П, К, Т, М Контроль проводів, грозозахисних тросів та їх з'єднань

Під час контролю перевіряють:

- з'єднувальні та натягуювальні затискачі проводів та тросів;

— відсутність механічних пошкоджень, обривання окремих дротин, ураження корозією, розрегулювання тощо;

- відстань від проводів до поверхні землі, будівель та споруд, елементів опор, грозозахисних тросів.

Стан підконтрольних елементів та параметрів має відповідати вимогам нормативних документів.

28.3 П, К Перевірка з'єднань проводів електричним вимірюванням

Перевірку провадять згідно з 18.3.2. *(підпис) 30.06.07*

28.4 П, К, Т, М Контроль лінійної арматури

Під час контролю перевіряють:

- відсутність пошкоджень, деформації, корозії;
- наявність шплінтів у з'єднувальній арматурі;
- правильність установки гасників вібрації;
- наявність розпірок і відсутність ушкоджень проводів у місцях їх кріплення.

Стан лінійної арматури повинен відповідати проекту та вимогам інструкцій з експлуатації ПЛ.

28.5 П, К, Т, М Контроль та випробування лінійної ізоляції

Ізолятори з механічним пошкодженням фарфору (скла), чавунних шапок, а також з оплавленою або розтрісканою поливою бракують.

Контроль фарфорових ізоляторів під робочою напругою і випробування підвищеною напругою промислової частоти проводять згідно з розділом 25.

28.6 П, К, Т, М Контроль заземлюючих пристроїв

Опір заземлюючих пристроїв визначається питомим опором ґрунту та обладнанням, яке підлягає заземленню. Одержані значення опору слід порівняти з проектними значеннями для конкретних ліній, а також відповідно до розділу 30.

28.7 П, К, Т, М Контроль трубчастих розрядників та захисних проміжків

Трубчасті розрядники зі зняттям їх з опор перевіряють відповідно до розділу 22. Відстань між електродами іскрових проміжків не повинна відрізнятися від проектних значень.

28.8 П Контроль симетричності ємностей фаз ПЛ 6—35 кВ

Повітряні лінії напругою до 35 кВ, які вводяться, необхідно перевіряти на симетричність ємностей їх фаз відносно

землі. Допустиме значення несиметрії U_o визначається умовами введення в роботу дугогасних реакторів за формулою:

$$U_o = \frac{U_{н.м}}{U_{\phi}} \cdot 100 \% \leq 0,75\%, \quad (3)$$

де $U_{н.м}$ — напруга на нейтралі мережі, В;
 U_{ϕ} — фазна напруга мережі, В.

29 АКУМУЛЯТОРНІ БАТАРЕЇ

Періодичність і обсяг випробувань пристроїв акумуляторних установок потрібно виконувати:

- під час першого увімкнення (П) — за 29.1—29.6;
- під час капітального ремонту акумуляторної установки (К) — за 29.1, 29.3—29.7;
- у міжремонтні випробування (під час поточної експлуатації) (М) — за 29.1—29.7.

Примітка 1. Випробування за 29.1 виконують для батарей теплових електростанцій один раз на один — два роки, а для батарей гідроелектростанцій і підстанцій — за необхідності; випробування за 29.2 виконують один раз на рік; за 29.3, 29.4 і 29.7 — не менше одного разу на місяць; за 29.5 (за пробами, взятими з контрольних елементів) — один раз на рік.

29.1 П, К, М Вимірювання ємності акумуляторної батареї

Ємність акумуляторної батареї, яку приведено до температури 20 °С, має відповідати заводським даним. Ємність для акумуляторів типу С (СК) має бути не меншою ніж 70 % початкової після 15 років експлуатації, а для акумуляторів типу СН — не меншою ніж 80 % початкової після 10 років експлуатації.

29.2 П, М Перевірка працездатності акумуляторних батарей на підстанціях, ТЕС та ВРУ електростанцій в режимах поштовхових струмів

Перевірка виконується тільки на тих енергооб'єктах, де є споживачі, які можуть викликати потужні поштовхові навантаження на акумуляторну батарею.

Напруга на виводах акумуляторної батареї за вимкненого підзарядного агрегата та розрядки батареї протягом не більше ніж 5 с найбільшим можливим струмом (але не більше ніж 2,5 струму одогодинної розрядки) не повинна знижуватися більше ніж на 0,4 В на один елемент від напруги в момент, що передую поштовху струму. Результати вимірювання порівнюють з попередніми.

29.3 П, К, М Вимірювання густини електроліту

Густина електроліту повністю зарядженого акумулятора в кожному елементі в кінці заряду та в режимі постійного підзаряду, яку приведено до температури 20 °С, повинна відповідати таким значенням з допустимим відхиленням: для акумуляторів типу С (СК) — $1,205 \pm 0,005$ г/см³, типу СН — $1,22 \pm 0,005$ г/см³.

Температура електроліту під час заряду не повинна перевищувати:

для акумуляторів типу С (СК) — 40 °С, типу СН — 45 °С.

Густина електроліту в кінці розряду має бути не меншою ніж 1,145 г/см³ для справних акумуляторів типу С (СК) та 1,15 г/см³ — для акумуляторів типу СН.

29.4 П, К, М Вимірювання напруги кожного елемента батареї

Напруга елементів, що відстають, в кінці контрольного розряду не повинна відрізнятись більше ніж на 2 % від середньої напруги решти елементів, а кількість елементів

що відстають, не повинна перевищувати 3 % їх загального числа.

Напруга в кінці розряду має становити:

для акумуляторів типів С (СК) і СН:

— за 3—10-годинного режиму розряду — не нижче ніж 1,8 В;

— за 0,5—1—2-годинного режиму розряду — не нижче ніж 1,75 В;

для акумуляторів типу СН (СНК) з панцирними пластинами:

— за 1-годинного режиму розряду — не нижче 1,7 В;

— за 2—6-годинного режиму розряду — до 1,75 В;

— за 7—10-годинного режиму розряду — до 1,8 В.

Напруга кожного елемента батареї, яка працює в режимі контрольного підзаряду, має становити $2,2 \pm 0,05$ В.

29.5 П, К, М Хімічний аналіз електроліту

Сірчана кислота, яку призначено для виготовлення електроліту, має відповідати вимогам ГОСТ 667 для вищого і першого гатунків, а дистильована вода — величинам згідно з ГОСТ 6709.

Вимоги до сірчаної кислоти і електроліту наведені в таблиці 51.

Примітка. Для дистильованої води дозволена наявність тих же домішок, які допускає ГОСТ 667 для акумуляторної кислоти, але в концентраціях, менших у 10 разів.

29.6 П, К, М Вимірювання опору ізоляції батареї

Вимірювання виконують мегаомметром на напругу 1 кВ. Опір ізоляції нової батареї напругою до 110 В має бути не меншим ніж 60 кОм, батареї напругою до 220 В — не меншим ніж 150 кОм.

Опір ізоляції батареї під час експлуатації вимірюють штатним пристроєм з контролю ізоляції, він повинен бути не менше значення, зазначеного в таблиці 52.

Таблиця 51 — Норми на характеристики сірчаної кислоти та електроліт для акумуляторних батарей

Показник	Норма для сірчаної кислоти		Норма для електроліту	
	Вища категорія якості (вищий гатунок)	Перша категорія якості (перший гатунок)	Свіжорозведена кислота для заливання в акумулятори	Електроліт із працюючого акумулятора
Масова частка сірчаної кислоти (H_2SO_4), %	92—93	92—94	—	—
Масова частка заліза (Fe), %, не більше	0,005	0,006	0,004	0,008
Масова частка нелеткого залишку після прожарювання, %, не більше	0,02	0,03	—	—
Масова частка окислів азоту (N_2O_5), %, не більше	0,00003	0,00015	0,00005	—
Масова частка марганцю (Mn), %, не більше	0,00005		—	—
Масова частка суми важких металів у перерахунку на свинець (Pb), %, не більше	0,01	—	—	—
Масова частка міді (Cu), %, не більше	0,0005		—	—
Масова частка речовин, які відновлюють $KMnO_4$, cm^3 розчину з $(1,5KMnO_4) = 0,01$ моль/дм ³ , не більше	4,5	—	—	—
Зовнішній вигляд	Прозора			
Інтенсивність забарвлення (визначається колориметричним способом), мл	0,6		1,0	
Густина за температури 20 °С, г/см ³	1,83—1,84		1,18 ± 0,005	
			1,2—1,21	

Таблиця 52 — Значення опору ізоляції

Номинальна напруга, В	24	48	60	110	220
Опір, кОм	15	25	30	50	100

29.7 К, М Вимірювання висоти осаду (шламу) в елементах

Між осадом і нижнім краєм пластин з позитивним зарядом має бути вільний простір, не менший ніж 10 мм.

30 ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ

Випробування і перевірки заземлювальних пристроїв виконують:

- нововведених заземлювальних пристроїв (П) — за 30.1, 30.2, 30.4—30.8;
- після капітального ремонту (К) — за 30.1—30.4, 30.6, 30.8;
- під час поточної експлуатації (М) — за 30.2—30.7.

30.1 П, К Перевірка виконання елементів заземлювальних пристроїв

Відповідність проекту конструктивного виконання заземлювального пристрою на ВРУ електростанції та підстанції до приєднання природних заземлювачів і заземлюючих елементів (обладнання, конструкцій, будівель) перевіряють після монтажу до засипання ґрунту.

Під час експлуатації перевіряють дійсне розташування та приєднання заземлювачів у разі контролю стану заземлювальних пристроїв згідно з ГНД 34.20.303.

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 з заземлювачами.

30.2 П, К, М Перевірка з'єднань заземлювачів з заземленими елементами, а також природних заземлювачів з заземлювальним пристроєм

Перевіряють переріз, цілість і міцність провідників заземлення та занулення їх з'єднань і приєднань.

Перевіряють пофарбування заземлювального пристрою довжиною 70 см при входженні в ґрунт.

У заземлювальних провідників, які з'єднують апарати з заземлювачами, 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. Під час приймально-здавальних випробувань справними вважаються контактні з'єднання, опір яких не перевищує 0,05 Ом і 0,1 Ом — під час експлуатації.

Перевіряють наявність та стан приєднання заземлювача до заземлювальних елементів, природних заземлювачів з заземлювальним пристроєм, а також дійсне розташування заземлювачів після кожного ремонту, але не рідше одного разу на 12 років. Стан підземної частини заземлювальних пристроїв контролюють згідно з ГНД 34.20.303.

Термін вимірів перехідних опорів з'єднань між заземлювачем і елементами, які заземлюються, наступний:

- а) заземлювальних пристроїв, термін експлуатації яких складає до 25 років, — 1 раз на 12 років;
- б) заземлювальних пристроїв, термін експлуатації яких понад 25 років, — 1 раз на 6 років.

30.3 К, М Перевірка корозійного стану елементів заземлювальних пристроїв, які знаходяться в землі

На відкритих розподільчих установках електростанцій і підстанцій стан і розташування заземлювачів перевіряють діагностичними засобами або вибірково з розкриттям ґрун-

ту в трьох вузлових контактних з'єднаннях: у силового трансформатора, вентильного розрядника та стояка конструкції.

У закритих розподільчих установках огляд елементів заземлювачів з розкриттям ґрунту виконують за рішенням технічного керівника електростанції або підприємства електромережі.

На ПЛ вибірково перевірку з розкриттям ґрунту виконують у 2 % загальної кількості опор з заземлювачами.

Елемент заземлювача потрібно замінити, якщо зруйновано більше 50 % його перерізу.

Перевірку корозійного стану необхідно виконувати не рідше ніж 1 раз на 12 років.

30.4 П, К, М Перевірка стану пробивних запобіжників в установках напругою до 1 кВ

Пробивні запобіжники повинні бути справними і відповідати номінальній напрузі електроустановки.

Перевірку справності необхідно провадити не рідше одного разу на шість років.

30.5 П, К, М Перевірка повного опору петлі фаза — нуль в установках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю

Повний опір петлі фаза — нуль (або струм однофазного замикання) повинен задовольняти вимогам «Правил улаштування електроустановок» і повинен вимірюватися не рідше одного разу на 6 років. Під час експлуатації та після увімкнення нових споживачів опір вимірюють лише на ПЛ.

30.6 П, К, М Вимірювання опору заземлювальних пристроїв електростанцій, підстанцій та ліній електропередавання

Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв наведені в таблиці 53.

Таблиця 53 — Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв

Найменування електроустановок	Характеристики електроустановок і заземлювального об'єкта	Величина, що вимірюється	Опір, Ом
1	2	3	4
Електроустановка на напругу вище 1 кВ, крім ПЛ	З глухозаземленою нейтраллю	Опір заземлювального пристрою	Значення, зазначене в проекті заземлювального пристрою, але не більше 0,5
	Електроустановка в мережі з ізольованою нейтраллю і електроустановка без компенсуючих апаратів у мережах з компенсацією ємності струмів замикання на землю	Те саме	10
	Електроустановка з компенсуючими апаратами	— // —	200/1 (100/1) ¹⁾ , але не більше 10
	Блискавковідвід, який стоїть окремо	Опір заземлювача	80
Електроустановка на напругу до 1 кВ, крім ПЛ	Штучний заземлювач, до якого приєднані нейтралі генераторів і трансформаторів на напругу до 1 кВ	Те саме для мереж 660/380 В; 380/220 В; 220/127 В	15 30 60
	Те саме, тільки разом з природними заземлювачами	Те саме для мереж 660/380 В; 380/220 В; 220/127 В	Відповідно 2; 4; 8

Продовження таблиці 53

1	2	3	4
ПЛ на напругу вище 1 кВ	Опори залізобетонні, металеві та дерев'яні, на яких підвішений трос або встановлені пристрої грозозахисту; опори залізобетонні та металеві ПЛ 35 кВ і такі ж опори ПЛ 3—20 кВ у населеній місцевості, а також заземлювачі електрообладнання, встановленого на опорах ПЛ 110 кВ і вище	Опір заземлювача за питомого опору ґрунту, Ом · м: до 100 більше 100 до 500 більше 500 до 1000 більше 1000 до 5000 більше 5000	10 15 20 30 $6 \cdot 10^{-3} \rho^{**})$
ПЛ напругою вище 1 кВ	Заземлювачі електрообладнання на опорах ПЛ 3—35 кВ	—	10
	Опори залізобетонні та металеві ПЛ 3—20 кВ у ненаселеній місцевості	Опір заземлювача за питомого опору ґрунту, Ом · м: до 100 більше 100	30 $0,3 \rho^{**})$
	Розрядники та захисні проміжки на підходах ПЛ до підстанцій з обертовими машинами	Опір заземлювача	5

Кінець таблиці 53

1	2	3	4
ПЛ напругою до 1 кВ	Опори з повторними заземлювачами нульового проводу в мережах з глухозаземленою нейтраллю	Опір заземлювача для мереж 600/380 В; 380/220 В; 220/127 В	15 30 60
	Опори залізобетонні та металеві в мережі з ізоляованою нейтраллю	Опір заземлювача	50
	Заземлювач грозозахисту	Те саме	30

Примітка. Опір заземлювальних пристроїв електростанції, підстанції, а також ПЛ напругою до 1 кВ у місцях з високим питомим опором землі може мати більші значення відповідно до вимог «Правил улаштування електроустановок».

^{*)} Зазначене в дужках відносять до заземлювальних пристроїв, які одночасно використовують для електроустановок напругою до 1 кВ.

¹⁾ — найбільший номінальний струм найпотужнішого компенсуючого пристрою в електростанції, А.

^{—)} Питомий опір ґрунту, Ом · м.

На електростанціях і підстанціях опір вимірюють після приєднання природних заземлювачів.

Вимір опору заземлювальних пристроїв електростанцій та підстанцій виконують після монтажу, перебудови і капітального ремонту, але не рідше ніж 1 раз на 12 років.

На ПЛ напругою вище 1 кВ:

— на опорах з розрядниками, роз'єднувачами й іншим електрообладнанням — після монтажу, перебудови, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж 1 раз на 6 років;

— вибірково у 2 % опор від загальної їх кількості із заземлювачем в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними чи погано провідними ґрунтами — після монтажу, перебудови, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж 1 раз на 12 років;

— на тросових опорах ПЛ 110 кВ і вище — у разі виявлення на них слідів перекриття або руйнувань ізоляторів електричною дугою.

На ПЛ напругою до 1 кВ:

— на опорах із заземлювачами грозозахисту — після монтажу, перебудови, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж 1 раз на 6 років;

— на опорах з повторними заземлювачами нульового проводу — після монтажу, перебудови, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж 1 раз на 6 років;

— вибірково у 2 % опор від загальної їх кількості із заземлювачами в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними чи погано провідними ґрунтами — після монтажу, перебудови, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж 1 раз на 12 років.

30.7 П, М Вимірювання напруги дотику (в електроустановках, виконаних згідно з нормами на напругу дотику)

Вимірювання напруги дотику проводять після монтажу, перебудови та капітального ремонту заземлювального пристрою, але не рідше ніж один раз на шість років. Вимірювання проводять за приєднаних природних заземлювачів і тросів ПЛ.

Напругу дотику вимірюють в контрольованих точках, в яких ці величини визначені розрахунком під час проектування. Під тривалістю впливу напруги розуміють сумарний час дії релейного захисту і власного часу вимкнення вимикача.

Допустимі значення напруги дотику на ВРУ підстанцій 110—750 кВ наведені нижче:

Напруга дотику, В	Тривалість впливу напруги, с
500	0,1
400	0,2
200	0,5
130	0,7
100	0,9
65	1,0 і більше

30.8 П, К Перевірка напруги на заземлювальному пристрої РУ електростанцій і підстанцій за стікання з нього струму замикання на землю

Перевірку (розрахункову) проводять після монтажу, перебудови, але не рідше одного разу на 12 років для електроустановок напругою вище 1 кВ в мережі з ефективно заземленою нейтраллю.

Напруга на заземлювальному пристрої:

— не обмежується для електроустановок, з яких виключено винос потенціалів за межі будівель та зовнішніх загороджень електроустановок;

— не більше ніж 10 кВ, якщо передбачені заходи захисту ізоляції кабелів зв'язку і телемеханіки та запобігання виносу потенціалів;

— не більше ніж 5 кВ в усіх інших випадках.

31 СИЛОВІ КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ

Норми, обсяг і періодичність вимірювань і випробувань силових кабельних ліній повинні відповідати таким підрозділам:

— під час першого увімкнення (П) — 31.1—31.6, 31.8, 31.9, 31.13—31.17;

— під час поточної експлуатації (М) — 31.1, 31.2, 31.4, 31.7—31.18.

Випробування проб масла з маслonaповнених кабельних ліній проводять через рік після увімкнення, потім — через три роки, а далі — один раз на шість років.

31.1 П, М Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ протягом 1 хв до і після випробування кабеля підвищеною випрямленою напругою.

В 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 (порівнюється з попереднім значенням).

31.2 П, М Випробування підвищеною випрямленою напругою

Випробну напругу приймають згідно з таблицею 54 з урахуванням місцевих умов роботи силових кабельних ліній.

У процесі технічного обслуговування силових кабельних ліній випробування їх підвищеною напругою здійснюють так:

Таблиця 54 — Випробна випрямлена напруга для силових кабелів

Вид випробувань	Значення випробної напруги, кВ, для силових кабелів на напругу, кВ, з ізоляцією													
	паперовою							пластмасовою						
	до 1	2	3	6	10	20	35	110	150	0,66	1	3	6	10
Під час першого увімкнення	6	12	18	36	60	100	175	285	350	3,5 ¹⁾	5 ¹⁾	15	36	60
В експлуатації	2,5	10—17	15—25	30—36	50—60	80—100	140—175	285	350	—	2,5 ¹⁾	7,5	36	60

¹⁾ Об'язкове лише для кабелів електричних станцій, підстанцій і розподільних пристроїв. Для решти кабелів

дозволено заміна перевіркою мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

²⁾ У разі дрібних ремонтів, не пов'язаних з перемонтажем кабеля, ізоляцію перевіряють мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

— кабелів на напругу 3—35 кВ з просоченою паперовою і пластмасовою ізоляцією:

а) один раз на рік — для кабельних ліній протягом перших п'яти років після введення до експлуатації;

б) один раз на два-три роки — для кабельних ліній, на яких протягом п'яти років не спостерігалися відмови кабелів у роботі і пробі ізоляції під час профілактичних випробувань, і один раз на рік — для кабельних ліній з великою ймовірністю механічних і корозійних пошкоджень ліній, на трасах яких (або поблизу їх) виконувалися або виконуються будівельні роботи, ліній з дефектами, ліній, на яких систематично відбуваються відмови кабелів у роботі;

в) строки та величину випробувальної напруги встановлюють розпорядженням технічного керівника електромережі або електростанції для кабельних ліній зі зношеною ізоляцією і строком експлуатації, більшим ніж 30 років, для живильних ліній з кількістю з'єднувальних муфт, більшою ніж 10 шт. на 1 км довжини лінії, кабельних ліній, які підлягають реконструкції та виведенню з роботи в найближчі п'ять років, кабельних ліній 6—10 кВ з терміном експлуатації, більшим ніж 15 років, на яких встановлені кінцеві затулки типу КВВ, КВБ і КВЕ кустарного виготовлення, а також для кабельних ліній 20—35 кВ з терміном експлуатації, більшим ніж 15 років;

— кабелів на напругу 110—500 кВ — через три роки після введення в експлуатацію, а далі — один раз на п'ять років;

— кабельних ліній (кабелів) у закритих трасах — один раз на три роки;

— кабелів, приєднаних до агрегатів, — під час капітальних ремонтів агрегатів;

— кабелів на напругу 3—10 кВ з гумовою ізоляцією:

а) в стаціонарних установках — один раз на рік;

б) в сезонних установках — перед наступом сезону;

в) після капітального ремонту агрегата, до якого приєднаний даний кабель.

Для кабелів на напругу 110—500 кВ тривалість прикладення повної випробної напруги під час приймально-здавальних випробувань і експлуатації становить 15 хв.

Для кабелів на напругу до 35 кВ з паперовою і пластмасовою ізоляцією тривалість прикладення повної випробної напруги під час приймально-здавальних випробувань становить 10 хв, а в експлуатації — 5 хв.

Для кабелів з гумовою ізоляцією на напругу 3—10 кВ тривалість прикладення повної випробної напруги становить 5 хв. Кабелі з гумовою ізоляцією на напругу до 1 кВ випробуванням підвищеною напругою не підлягають.

Під час проведення випробувань необхідно звертати увагу на характер змінювання струму витоку. Абсолютне значення струму витоку не являється браківним показником. Кабельні лінії з задовільною ізоляцією за досвідом експлуатації мають стабільні значення струму витоку: кабелі з паперовою ізоляцією на напругу до 10 кВ — 300 мкА, на напругу 20—35 кВ — 800 мкА, за коефіцієнта асиметрії по фазах до 2,5.

Для коротких кабельних ліній (довжиною до 100 м) на напругу 3—10 кВ без з'єднувальних муфт допустимі струми витоку не повинні перевищувати 2—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 допустимі.

31.3 П Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Таке випробування дозволено для кабельних ліній на напругу 110, 220 і 500 кВ замість випробування випрямленою напругою.

Значення випробної напруги між фазами (в дужках — по відношенню до землі), кВ:

для кабельних ліній на напругу 110 кВ — 195 (110);

для кабельних ліній на напругу 220 кВ — 380 (220);

для кабельних ліній на напругу 500 кВ — 865 (500).

Тривалість випробування — 15 хв.

Дозволено провадити випробування шляхом увімкнення кабельної лінії на номінальну напругу. Тривалість випробування визначають за згодою споживача і заводу-виробника.

31.4 П, М Визначення відсутності обривів оболонки і жил кабелів та фазування кабельних ліній

Виконують після закінчення монтажу, перемонтажу муфт або від'єднання жил кабелю.

31.5 П Визначення активного опору жил кабелів

Виконують для ліній на напругу 20 кВ і вище. Активний опір жил кабелів постійному струму, приведений до питомого значення (на 1 мм² перерізу, 1 м довжини, за температури 20 °С), повинен бути не більшим ніж 0,0179 Ом — для мідної жили і не більшим ніж 0,0294 Ом — для алюмінієвої жили.

31.6 П Визначення електричної робочої ємності жил кабелів

Визначення ємності виконують для ліній на напругу 20 кВ і вище.

Виміряне значення ємності, приведене до питомого значення (на один метр кабелю), не повинне відрізнятися від значення під час заводських випробувань більше ніж на 5 %.

31.7 М Контроль ступеня осушування вертикальних відрізків

Контроль виконують для кабелів, ізоляція яких просочена в'язким складом, на напругу 20—35 кВ шляхом вимірювання і порівняння температури нагрівання металевих оболонок у різних точках вертикального відрізка лінії. Різниця в нагріванні окремих точок повинна бути не більша ніж 2—3 °С.

31.8 П, М Вимірювання струморозподілу по одножилних кабелях

Нерівномірність розподілу струмів по кабелях має бути не більша ніж 10 % (особливо, якщо це може призвести до перевантаження окремих фаз).

31.9 П, М Вимірювання струмів блукання

Під час приймання лінії до експлуатації перевіряють дію антикорозійних захистів.

Під час експлуатації вимірюють потенціали і струми на оболонках кабелів у контрольних точках, а також параметри електрозахисту.

Небезпечними з точки зору корозії, яка викликана струмами блукання, вважають відрізки ліній в анодних і знакозмінних зонах у випадках, коли:

— кабелі з металевою оболонкою прокладені в ґрунтах з середньою та низькою корозійною активністю (ρ — питомий опір ґрунту, більший ніж 20 Ом·м) за середньодобової густини струму витоку в землю, більшої ніж 0,15 мА/дм²;

— кабелі з металевою оболонкою прокладені в ґрунтах з високою корозійною активністю (ρ — менше 20 Ом·м) за будь-якої середньодобової густини струму витоку в землю;

— кабелі мають незахищену металеву оболонку, зруйновану броню і зруйновані захисні покриття;

— відрізок лінії — стальний трубопровід кабелів високого тиску незалежно від агресивності навколишнього ґрунту та видів ізоляційних покриттів на ньому.

31.10 М Визначення хімічної корозії

Виконують під час експлуатації у разі пошкодження кабелів корозією і відсутності відомостей про корозійні умови на трасі.

Оцінюють активність ґрунтів і природних вод за даними хімічного аналізу середовища або за методами втрати ваги металу.

Корозійну активність ґрунтів оцінюють за відношенням до алюмінієвих і сталевих оболонок кабелів згідно з нормами та методиками визначення агресивності середовища відносно алюмінієвої та сталевих оболонок електричних кабелів (ГОСТ 9.602).

31.11 М Вимірювання навантажень і перевантажень кабелів

Значення навантажень і перевантажень кабелів мають відповідати вимогам «Правил улаштування електроустановок» і РД 34.20.507.

31.12 М Вимірювання температури кабелів

Вимірювання температури виконують згідно з вказівками місцевих інструкцій на відрізках траси, на яких можливі перегрів кабелів, за допомогою приладів інфрачервоної техніки.

31.13 П, М Визначення характеристик масла

Визначення характеристик масла виконують для всіх елементів маслонаповненої кабельної лінії напругою 110—500 кВ.

Проби масел марок С-220, МН-3, МН-4, які відбирають з різних елементів кабельних ліній, мають задовольняти нормам, зазначеним в таблицях 55 і 56.

Таблиця 55 — Норма показників якості масел марок С-220, МН-3, МН-4

Показник масла	Норма показника			
	для нововведеної лінії (через три доби після заливання)		в експлуатації	
	С-220	МН-3 і МН-4	С-220	МН-3 і МН-4
Пробивна напруга, яка визначається в стандартній судині, кВ, не менше	45,0		42,5	
Кислотне число, мг КОН, не більше	0,02		0,02/0,03 ¹⁾	
Ступінь дегазації (розчинений газ), %, не більше	0,5	1,0	0,5	1,0

¹⁾ Для кабельних ліній 110 кВ.

Таблиця 56 — Значення тангенса кута діелектричних втрат масла (за 100 °С)

Термін роботи кабельних ліній	Значення тангенса кута діелектричних втрат масла, %, не більше, для кабелів з номінальною напругою, кВ		
	110	150—220	330—500
Під час введення в роботу	0,5 ¹⁾ /0,8		0,5
В експлуатації протягом перших 10 років	3,0	2,0	—
В експлуатації протягом 20 років	5,0	3,0	—
В експлуатації більше 20 років	5,0		—

¹⁾ У чисельнику — для масел середньої в'язкості, у знаменнику — для малов'язких масел.

31.14 П, М Випробування на вміст нерозчиненого газу (просочувальне випробування)

Випробування виконують для маслонаповнених ліній на напругу 110—500 кВ.

Вміст нерозчиненого газу в ізоляції має бути не більшим ніж 0,1 %.

31.15 П, М Випробування агрегатів підживлення та пристроїв автоматичного підігрівання кінцевих муфт

Випробування виконують для маслонаповнених ліній на напругу 110—500 кВ. Пристрої автоматичного підігрі-

вання перевіряють за умови зниження температури зовнішнього повітря до 5 °С.

31.16 П, М Контроль стану антикорозійного покриття

Контроль сталюого трубопроводу маслонаповнених ліній на напругу 110—500 кВ виконують відповідно до місцевих інструкцій.

31.17 П, М Випробування пластмасової оболонки (шланга) кабелів на напругу 110 кВ та вище підвищеною випрямленою напругою

Під час випробувань випрямлену напругу 10 кВ прикладають поміж металевою оболонкою (екраном) і землею протягом 1 хв. Випробування провадять перед введенням до експлуатації, через рік після введення до експлуатації, а надалі — через кожні три роки.

31.18 М Випробування на вміст окремих розчинених газів

Випробування провадять для маслонаповнених кабельних ліній напругою 110—500 кВ у разі перевищення норми на загальний вміст розчинених або нерозчинених газів згідно з 31.13 та 31.14.

Для цієї мети застосовують метод хроматографічного аналізу по газах Н₂, СО та СО₂. Якщо спостерігається стійка тенденція росту вмісту газу, то лінію вимикають, і подальший режим роботи визначається узгодженим рішенням підприємства і заводу-виробника.

ДОДАТОК А

до п.4.35 нормативного документа
Мінпаливенерго України «Норми
випробування електрообладнання»
(обов'язковий)

Періодичність випробування електрообладнання

Періодичність випробування електрообладнання наведена в таблиці А.1

Таблиця А.1 — Періодичність випробувань електрообладнання

Об'єкт випробувань	Терміни проведення випробувань	Примітки
1	2	3
1 Генератори, синхронні компенсатори та збудники колекторні і безщіткові	Перший раз — не пізніше ніж через 8000 год після першого увімкнення до експлуатації, а в подальшому — під час капітального, поточного ремонту і мікроремонтних перевірок. Періодичність випробувань визначається технічним керівником енергопідприємства з урахуванням комплексної оцінки стану кожного генератора, особливостей конструкції і вимог заводських інструкцій. При цьому випробування необхідно проводити не рідше ніж один раз на 3 роки.	Якщо капітальний ремонт призначено через 4 роки, дозволено не проводити випробування один раз на 3 роки
2 Машини постійного струму та електродвигуни змінного струму	Під час поточних і капітальних ремонтів	
3 Силкові трансформатори, автотрансформатори і масляні реактори	Під час поточного ремонту: — трансформаторів і автотрансформаторів з РПН — щорічно. Позачергові випробування пристроїв РПН проводять після кількості перемикачів, яка встановлена заводською інструкцією; — трансформаторів без РПН, реакторів, головних трансформаторів електростанцій і підстанцій, основних і резервних трансформаторів власних потреб на напругу до 220 кВ — один раз на 3 роки, 330—750 кВ — щорічно; — трансформаторів, які експлуатуються в зонах підвищеного забруднення — згідно з місцевими інструкціями;	

Продовження таблиці А.1

1	2	3
3 Силкові трансформатори, автотрансформатори і масляні реактори	— системи охолодження типів Д, ДЦ і Ц — щорічно; — решти трансформаторів — не рідше одного разу на 6 років. Під час капітального ремонту: — головних трансформаторів електростанцій та підстанцій, основних трансформаторів власних потреб електростанцій і реакторів — перший раз не пізніше ніж через 12 років після введення до експлуатації, а в подальшому — залежно від стану цього обладнання згідно з рішенням технічного керівника енергопідприємства; — решти трансформаторів і реакторів — відповідно до місцевих інструкцій та залежно від терміну експлуатації.	
4 Вимірювальні трансформатори	Трансформатори струму на напругу 110—750 кВ у тому числі елегазові ТС і ТН в перші два роки — один раз на рік, у подальшому — один раз на 3 роки. Трансформатори струму на напругу 35 кВ і нижче — один раз на 6 років. Трансформатори напруги маслонаповнені — один раз на 3 роки. Трансформатори напруги з литою і сухою ізоляцією на напругу до 35 кВ включно — один раз на 6 років.	
5 Вимикачі — масляні і їх приводи	Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 6 років. Під час поточного ремонту і між ремонтами — згідно з вимогами місцевих інструкцій.	
— повітряні та їх приводи	Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 6 років. Під час поточного ремонту і між ремонтами — згідно з вимогами місцевих інструкцій.	
— вакуумні	Не рідше ніж один раз на 5 років	
— елегазові	Згідно з вимогами заводських інструкцій	
6 Водокремлювачі і тертокзамикачі	Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 3 роки. Під час поточного ремонту — згідно з вимогами місцевих інструкцій.	
7 Вимикачі навантажувальні, роз'єднувачі, заземлювальні та їх приводи	Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 8 років. Під час поточного ремонту — згідно з вимогами місцевих інструкцій.	

Продовження таблиці А.1

1	2	3
8 Комплекти екрановані струмопроводи	Під час капітального ремонту генератора. Між ремонтами — згідно з вимогами місцевих інструкцій.	
9 Збірні і з'єднувальні шини та ізолятори	Опорні і підвісні фарфорові ізолятори — під час капітального ремонту розподільного пристрою, але не рідше ніж один раз на 8 років. Штирьові ізолятори 6 кВ, 10 кВ, 35 кВ крім ШТ-35 (ОНШ-35/1000) — один раз на 3 роки, ізолятори ШТ-35 — щорічно. Контактні з'єднання шин — під час капітального ремонту розподільного пристрою, але не рідше ніж один раз на 8 років.	
10 Сухі струмообмежувальні реактори	Під час капітального ремонту розподільного пристрою, але не рідше ніж один раз на 8 років.	
11 Електрофільтри	Під час капітального ремонту котла	
12 Конденсатори: — зв'язку та відбору потужностей — косинусні — діляників напруги — подовжньої компенсації	За результатами огляду та за необхідності. Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 8 років, якщо інше не передбачене заводською інструкцією. Під час капітального ремонту обладнання або розподільного пристрою. У перші два роки експлуатації — щорічно, у подальшому — один раз на 3 роки.	
13 Вентильні розрядники і обмежувачі перенапруг	За наявності пристроїв контролю під робочою напругою — один раз на рік перед грозовим сезоном. У разі відсутності таких пристроїв вимірювання опору елементів — один раз на 3 роки; вимірювання струму провідності — один раз на 6 років та у разі виявлення зниження опору елемента на 30 % і більше.	
14 Трубчасті розрядники	Під час капітального і поточного ремонтів, але не рідше ніж один раз на 3 роки.	
15 Запобіжники на напругу вище 1000 В	Під час капітального ремонту розподільного пристрою, але не рідше ніж один раз на 8 років.	

Продовження таблиці А.1

1	2	3
16 Уводи та прохідні ізолятори: — з маслобар'єрною ізоляцією; — негерметичні з паперово-масляною ізоляцією; — з твердою ізоляцією — герметичні	Один раз на 6 років Через рік після введення в роботу, а в подальшому вводів 110—220 кВ — один раз на 3 роки, 330—750 кВ — щорічно. Через рік після введення в роботу, потім через 3 роки, а в подальшому — під час капітального ремонту електрообладнання, на якому вони змонтовані, але не рідше ніж один раз на 6 років. 110—220 кВ — через рік експлуатації, а в подальшому — не рідше одного разу на 3 роки. 330—750 кВ — щорічно.	
17 Обладнання розподільних мереж на напругу до 20 кВ	Не рідше ніж один раз на 6 років	
18 Трансформаторне масло	Із силових трансформаторів потужністю більше 630 кВ · А на напругу 6—35 кВ, вимірювальних трансформаторів на напругу 35 кВ та вище і негерметичних вводів — не рідше одного разу на 3 роки. Із герметичних вводів — у разі підвищення tgδ вводів, або підвищення тиску в ньому більше допустимого. Із силових трансформаторів на напругу 110 кВ і вище — один раз на 3 роки та після спрацювання газового реле на сигнал. Із негерметичних трансформаторів струму і вводів 220 кВ і вище — не рідше одного разу на 3 роки, а також у разі підвищення tgδ ізоляції. Із герметичних трансформаторів струму — у разі погіршення характеристик ізоляції і за узгодженням з заводом-виробником ТС. з трансформаторів напруги — один раз на 3 роки.	
19 Апарати, вторинні кола і електропроводка на напругу до 1000 В	Вимірювання опору ізоляції — згідно з вимогами місцевих інструкцій. Випробування підвищеною напругою — під час першого увімкнення, а в подальшому — під час капітального ремонту. Перевірка дії автоматів (за пониженої напруги) — під час капітального ремонту.	

Продовження таблиці А.1

1	2	3
20 Освітлення	Виміри опору ізоляції та випробування підвищеною напругою проводів і кабелів — згідно з місцевими інструкціями. Виміри навантажень, напруги і освітлення робочих місць — за потреби. Випробування ізоляції стаціонарних трансформаторів 12—36 В — щороку.	
21 Акумуляторні батареї	Визначення фактичної ємності акумуляторної батареї електростанції — не рідше одного разу на два роки, підстанції — за необхідності. Інші перевірки (щільність, осад, напруга тощо) — згідно з місцевими інструкціями. Перевірку напруги акумуляторної батареї поштовховими струмами — щорічно	
22 Заземлювальні пристрої	Перевірка в повному обсязі — після монтажу, капітального ремонту, реконструкції. Вимірювання опору заземлювального пристрою — не рідше одного разу на 12 років. Перевірка корозійного стану (з вибірковим розкриттям ґрунту) — не рідше одного разу на 12 років. Перевірка наявності і стану кіл (зв'язків) між заземлювачем та елементами, з'єднань природних заземлювачів з заземлювальним пристроєм, відповідність проекту — після ремонту, але не рідше одного разу на 12 років, а для тих, які відпрацювали 25 років та більше, — не рідше одного разу на 6 років. Вимірювання напруги дотику (якщо пристрій виконаний за нормами дотику) у розрахункових точках — не рідше одного разу на 6 років. Після КЗ або грозових розрядів необхідно провадити огляд заземлювального пристрою. Вимірювання опору петлі фаза-нуль — не рідше одного разу на 6 років. Вимірювання опору заземлювальних пристроїв опор з засобами захисту від перенапруг ПЛ 110 кВ і вище — не рідше одного разу на 6 років. ПЛ, які відпрацювали 25 років і більше, — за рішенням технічного керівника енергопідприємства.	

Продовження таблиці А.1

1	2	3
23 Силові кабелі	Кабелі 3—35 кВ — не рідше одного разу на 3 роки. Після капітального ремонту провадять позачергові випробування. Кабелі, які мають знижену надійність, випробуються частіше — за рішенням технічного керівника підприємства. Кабелі, які приєднані до агрегатів — під час капітального ремонту цих агрегатів. Кабелі 3—10 кВ з гумовою ізоляцією в стаціонарних установках — щороку, а в сезонних — перед сезоном використання, а також після капітального ремонту агрегата, до якого приєднаний кабель. Кабелі 110 кВ, 220 кВ і 500 кВ — через 3 роки після введення до експлуатації, а далі — один раз на 5 років. Випробування масла з маслонаповнених кабелів — через рік після введення до експлуатації, через 3 роки, а в подальшому — один раз на 6 років.	
24 Повітряні лінії електропередавання	Перевірка загнивання деталей дерев'яних опор — перший раз через 6 років після введення ПЛ до експлуатації, а в подальшому — не рідше ніж один раз на 3 роки, а також перед під'ємом на опору і перед заміною деревини. Перевірка стану антикорозійного покриття металевих опор, траверз, металевих наголовників залізобетонних підножників, анкерних болтів відтяжок, відтяжок в цілому та тросів з вибірковим розкриттям ґрунту — не рідше ніж один раз на 6 років. Перевірка стану залізобетонних опор і приставок — не рідше ніж один раз на 6 років. Перевірка електричної міцності підвісних ізоляторів (крім скляних, стрижневих і штирьових) штангою або іншим способом — в перший рік експлуатації і в подальшому — не рідше ніж один раз на 6 років. Перевірка стану болтових з'єднань проводів ПЛ напругою 35 кВ і вище електричними вимірами — один раз на 6 років. Електричні виміри з'єднань проводів, які виконані зварюванням, скруткою, обтиском і обпресовуванням провадити не потрібно.	Якщо ПЛ контролюється тепло-візором, то перевірки один раз на 6 років дозволено не провадити.

1	2	3
24 Повітряні лінії електропередавання	Виміри опору заземлення опор і тросів, а також повторних заземлювань нульового проводу — згідно з п.22 цього додатка. Виміри опору петлі фаза-нуль на ПЛ-0,4 — під час прийняття до експлуатації, після підключення нових споживачів, але не рідше ніж один раз на 6 років.	Якщо ПЛ контролюється тепловізором, то перевірки один раз на 6 років дозволено не проводити
25 Переносний електроінструмент	Випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц — під час прийняття до експлуатації і далі — щороку та після капітального ремонту. Вимір опору ізоляції — під час прийняття до експлуатації, після ремонту, а також під час експлуатації електроінструмента і переносних понижуючих трансформаторів — не рідше ніж один раз на 6 місяців.	
26 Збудники усіх систем	Згідно з типовими та заводськими інструкціями.	
27 Запасне електрообладнання, запасні частини та деталі	Не рідше ніж один раз на 3 роки і перед установленням. Секції та стрижні генераторів, синхронних компенсаторів — під час надходження і перед їхнім застосуванням. Запасні секції електродвигунів — перед застосуванням.	
28 Резервне електрообладнання	За необхідності, згідно з рішенням технічного керівника.	

ДОДАТОК Б

до п.п.5.1, 5.3, 5.4, 7.1, 7.3 нормативного документа Мінпаливенерго України «Норми випробування електрообладнання»
(обов'язковий)

ІНСТРУКЦІЯ З УВІМКНЕННЯ В РОБОТУ ОБЕРТОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН

Б.1 Визначення можливості увімкнення оберткових електричних машин змінного струму без сушіння

Б.1.1 Ця інструкція розповсюджується на всі введені до експлуатації на електростанціях і в електромережах нові електричні машини змінного струму та машини, які пройшли капітальний ремонт з заміною обмоток.

Б.1.2 Питання про допустимість увімкнення електричних машин без сушіння вирішують на підставі розгляду результатів вимірювань, передбачених цією інструкцією.

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.

Б.1.3 Вимоги цієї інструкції необхідно враховувати під час замовлення та приймання електричних машин.

Б.2 Умови увімкнення електричних машин без сушіння

Б.2.1 Генератори та синхронні компенсатори 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, не нижчої ніж 10 °С, мають бути не менше значень, зазначених у Б.3.1 для даної температури;

б) значення коефіцієнта абсорбції R_{60} / R_{15} за температури від 10 °С до 30 °С має бути не нижчим ніж 1,3;

в) значення коефіцієнта нелінійності $K_{\text{н}}$, яке визначається залежністю струмів витоку від випробної напруги, має бути не більшим ніж 3.

Примітка. Турбогенератори типу ТГВ-300 дозволяється вмикати без сушіння за коефіцієнта нелінійності більше 3, якщо виконані умови, зазначені в переліках а) і б).

Б.2.2 Генератори і синхронні компенсатори 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 Б.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 у разі дотримання умов за переліками а) і б) (Б.2.1).

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.

Б.2.3 Генератори та синхронні компенсатори з термореактивною ізоляцією статора вмикають без сушіння незалежно від результатів визначення коефіцієнта абсорбції і коефіцієнта нелінійності, якщо R_{60} (у мегаомах) за температури від 10 °С до 30 °С перевищує значення номінальної напруги в кіловольтах не менше ніж у 10 разів.

Б.2.4 Генератори та синхронні компенсатори з масляним охолодженням обмотки статора, які мають паперово-масляну ізоляцію, вмикають без сушіння за умовами, зазначеними в інструкції заводу-виробника, узгодженій з Мінпаливенерго.

Б.2.5 Електродвигуни потужністю вище 5000 кВт вмикають без сушіння за умов, зазначених для генераторів у Б.2.1 і Б.2.2.

Б.2.6 Електродвигуни з термореактивною ізоляцією статора вмикають без сушіння за умов, зазначених для генераторів у Б.2.3.

Б.2.7 Електродвигуни потужністю до 5000 кВт на напругу вищу 1000 В вмикають без сушіння за дотримання таких умов:

— абсолютні значення опору ізоляції R_{60} , виміряні за температури, не нижчої ніж 10 °С, мають бути не менше значень, зазначених у Б.3.2 для даної температури;

— значення коефіцієнта абсорбції R_{60} / R_{15} за температури 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.

Б.2.8 Електродвигуни на напругу нижчу ніж 1000 В вмикають без сушіння, якщо опір ізоляції обмоток, виміряний за температури від 10 °С до 30 °С, не менший ніж 0,5 МОм.

Б.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 і синхронних компенсаторів — не менше ніж 0,5 МОм; для електродвигунів — не менше ніж 0,2 МОм.

Дозволяється введення до експлуатації синхронних машин потужністю не більше 300 МВт з неявнополюсними роторами, які охолоджуються газом і мають опір ізоляції, не нижчий ніж 2 кОм, за температури 75 °С або 20 кОм — за температури 20 °С. У разі

більшої потужності введення машини до експлуатації з опором ізоляції обмотки ротора, нижчим ніж 0,5 МОм за температури від 10 °С до 30 °С дозволяється лише за узгодженням з завод-виробником.

Ротори електричних машин, які охолоджуються водою, вмикають без сушіння з дотриманням умов, зазначених в інструкції заводу-виробника, узгодженій з Мінпаливенерго.

Б.3 Найменше допустиме значення опору ізоляції обмоток статора електричних машин

Б.3.1 Найменше значення опору ізоляції R_{60° , МОм, для обмоток генератора, синхронних компенсаторів і електродвигунів потужністю 5000 кВт і більше за температури 75 °С визначають за формулою:

$$R_{60^\circ} = \frac{U_{\text{ном}}}{1000 + 0,01 S_{\text{ном}}}, \quad (\text{Б.1})$$

де $U_{\text{ном}}$ — номінальна лінійна напруга, В;

$S_{\text{ном}}$ — номінальна потужність, кВт · А

Якщо опір ізоляції, вирахований за цією формулою, нижчий ніж 0,5 МОм, то найменше допустиме значення дорівнює 0,5 МОм.

Для температур, нижчих ніж 75 °С (але не нижчих ніж 10 °С) найменше значення опору ізоляції обмоток машин визначають множенням значень, отриманих із зазначеної формули, на температурний коефіцієнт K_T , значення якого наведене в таблиці Б.1.

Таблиця Б.1 — Значення температурного коефіцієнта

Температура, °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

Б.3.2 Найменші значення опору ізоляції обмоток електродвигунів потужністю до 5000 кВт наведені в таблиці Б.2.

Таблиця Б.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

Б.4 Вимірювання характеристик ізоляції

Б.4.1 Під час вимірювання характеристик ізоляції слід керуватися загальними методичними вказівками з випробування ізоляції електрообладнання, наведеними в розділах 4, 5 і 7.

Б.4.2 Обмотки машин перед проведенням вимірювань потрібно очистити від забруднень і пилу, який осів на них, продути їх сухим і чистим повітрям тиском, не вищим ніж 0,2 МПа (2 кгс/см²) і протерти в доступних місцях чистими ганчірками.

Для уникнення помилок у разі повторних вимірювань, зумовлених залишковими зарядами, перед вимірюванням опору ізоляції обмотки необхідно заземлити не менше ніж на 3 хв.

Б.4.3 Опір ізоляції вимірюють мегаомметром, напругу якого вибирають відповідно за 5.2 і 7.2; показники мегаомметра, позначені R_{15° і R_{60° , потрібно відраховувати через 15 с і 60 с відповідно після прикладення до обмотки напруги (у разі використання мегаомметра з випрямлячем) або після початку обертання рукоятки (у разі використання мегаомметра з ручним або моторним приводом).

Б.4.4 Опір ізоляції обмоток електричних машин, які мають початки та кінці фаз або віток, вимірюють для кожної фази або вітки окремо за решти фаз або віток, з'єднаних з корпусом. Опір ізоляції для електричних машин, які мають лише три виводи обмотки статора, вимірюють для всієї трифазної обмотки в

цілому відносно корпусу. Під час вимірювання опору ізоляції обмоток, які мають водяне охолодження, затискач мегаомметра «Екран» з'єднують з водозбірними колекторами, від яких повинна бути від'єднана або електрично ізольована вся зовнішня система живлення обмоток дистиллятом. Вимірювання виконують, як правило, за відсутності води в системі охолодження (до заливання системи або після зливання); вимірювання за наявності води в обмотці допускаються лише у разі використання спеціального мегаомметра, який призначений для таких вимірювань (наприклад, мегаомметр типу Ф-3), та за наявності ізолюючої вставки.

У генераторах з водяним охолодженням, конструкція яких допускає від'єднання фази або вітки обмоток від водозбірних колекторів решти фаз або віток, екранування не обов'язкове.

Б.4.5 Струми витоку вимірюють після вимірювання опору ізоляції обмоток мегаомметром (таблиця Б.3). Прикладення випрямленої напруги до ізоляції дозволено лише у разі, коли значення опору ізоляції R_{60} і коефіцієнта абсорбції R_{60} / R_{15} відповідають нормам цієї інструкції.

Б.4.6 Струми витоку в генераторах і синхронних компенсаторах з газовим охолодженням вимірюють за 5.3, тобто для кожної фази і вітки окремо за решти фаз або віток, з'єднаних з корпусом.

Вимірювання необхідно виконувати не менше ніж за п'яти однакових ступенів напруги з витримкою протягом 1 хв на кожному ступені з відліком струму витоку через 15 с і 60 с.

Струми витоку вимірюють вимірювальними приладами класу не нижче ніж 1,5. Відхилення стрілки приладу повинно бути не менше 1/10 довжини шкали.

Перед вимірюваннями необхідно перевірити відсутність значних струмів витоку у випробній схемі за повної випробної напруги.

Б.4.7 Струми витоку в генераторах з водяним охолодженням обмотки статора вимірюють лише за умови, якщо конструк-

ція генератора (зокрема конструкція ізоляції елементів системи охолодження) дає можливість проведення таких вимірювань.

Якщо при цьому конструкція генератора дає можливість вимірювати струми витоку кожної фази або вітки окремо за решти фаз або віток, з'єднаних з корпусом, то їх вимірюють так, як для генераторів з газовим охолодженням (за Б.4.6).

Якщо конструкція генератора дає можливість вимірювати струми витоку обмотки статора лише за умови відсутності заземлення яких-небудь частин цієї обмотки, то вимірюють струми витоку кожної фази або вітки; решту фаз або віток, а також водозбірні колектори з'єднують з екраном випробувального пристрою.

Дозволено вимірювати струми витоку усіх фаз або віток одночасно з приєднанням кожної з них до випробувального пристрою через вимірювальний прилад; з екраном у цьому випадку з'єднують лише водозбірні колектори.

Під час вимірювання струмів витоку мають бути від'єднані або ізольовані трубопроводи зовнішнього контура охолодження. У решти генераторів струми вимірюють так само, як для генераторів з газовим охолодженням (за Б.4.6).

Б.4.8 Щоб уникнути місцевих перегрівів ізоляції струмами витоку, витримка напруги на черговому ступені дозволена лише в тому випадку, коли значення струму витоку на даному ступені напруги не перевищує значень, зазначених у таблиці Б.3. Якщо струм витоку досяг зазначених значень, або якщо під час витримки під напругою струм витоку збільшується, то випробування слід припинити і спробувати вияснити і усунути причину підвищення струму витоку. Якщо огляд та позбавлення місцевих дефектів ізоляції або підсушування (лампами або повітрорудками) поверхневих зволожений 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.

Б.4.9 За виміряним значенням струму витоку визначають коефіцієнт нелінійності K_U :

$$K_U = \frac{I_{\text{наиб}} U_{\text{наим}}}{I_{\text{наим}} U_{\text{наиб}}}, \quad (Б.2)$$

де $I_{\text{наиб}}$, $I_{\text{наим}}$ — струми витоку, мА, за напруг відповідно $U_{\text{наиб}}$, $U_{\text{наим}}$;

$U_{\text{наиб}}$ — повна випробна напруга (напруга останнього ступеня), кВ;

$U_{\text{наим}}$ — напруга першого ступеня, кВ.

Значення $U_{\text{наиб}}$ вибирають згідно з 5.3 Норм (випробна випрямлена напруга обмоток генераторів, які вперше вводяться до експлуатації).

Таблиця Б.3 — Значення струму витоку, за яких не дозволено подальше проведення випробувань

Кратність випробної напруги відносно $U_{\text{ном}}$	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Струм витоку, мА	250	500	1000	2000	3000	3500

Значення $U_{\text{наим}}$ вибирають так, щоб у межах від 0 до $U_{\text{наиб}}$ було п'ять-шість однакових ступенів напруги; при цьому потрібно, щоб $U_{\text{наим}}$ за можливістю наближалася до $0,5 U_{\text{ном}}$. Для округлення значень ступенів напруги дозволено деяке коригування (у межах десятих часток кіловольта) усіх напруг, враховуючи $U_{\text{наиб}}$.

Випробування ізоляції повною випробною напругою $U_{\text{наиб}}$ протягом 60 с під час визначення струму витоку останнього ступеня вважають одночасно і випробуванням електричної міцності ізоляції випрямленою напругою.

Б.5 Умови увімкнення генераторів після попадання води на обмотки під час роботи

У разі попадання води на обмотки генераторів під час роботи (внаслідок течі газоохолодника або з інших причин) зводженість ізоляції обмоток перед увімкненням визначають згідно з Б.1 з такими доповненнями:

Б.5.1 Коефіцієнт нелінійності K_U визначають для кожного ступеня напруги; при цьому у формулі (Б.2) для визначення K_U замість $U_{\text{наиб}}$ і $I_{\text{наиб}}$ слід підставляти відповідно напругу і струм витоку для даного ступеня. Напруга останнього ступеня дорівнює значенню випробної випрямленої напруги, яку прийнято для профілактичного випробування даного генератора.

Якщо на якому-небудь ступені $K_U = 3$, то випробування слід припинити; ізоляцію необхідно підсушити.

Випробування слід також припинити, якщо під час витримки під напругою струм витоку збільшується.

Б.5.2 До увімкнення генератора в роботу після проведення вимірювань характеристик ізоляції (незалежно від того, виконувалося сушіння чи ні) ізоляцію обмотки кожної фази випробують підвищеною напругою промислової частоти згідно з таблицею 3.

Б.5.3 Під час проведення вимірювань і випробувань, зазначених у Б.5.1 і Б.5.2, необхідно забезпечити ретельний нагляд за лобовими частинами обмотки, а до і після проведення цих випробувань і вимірювань — огляд лобових частин, особливо ізоляції головок, якнайближче розташованих до головок дистанційних прокладок, шнурових бандажів та інших деталей кріплення лобових частин для пошуку на них можливих слідів проходження струму («доріжок») і обуглення. Для цього в турбогенераторах треба зняти торцеві щити з обох боків статора, у гідрогенераторах — відкрити вентиляційні люки.

Особливо ретельний нагляд під час випробувань і наступний огляд необхідно забезпечити для генераторів з водяним охолодженням обмоток, конструкція яких не допускає вимірювань струмів витоку.

Б.6 Профілактичні випробування ізоляції обмоток генераторів і синхронних компенсаторів у період між капітальними ремонтами

Періодичність, обсяг і норми профілактичних міжремонтних випробувань^{*)} підприємства електроенергетики установлюють з урахуванням комплексного оцінювання стану кожного генератора та особливостей конструкції конкретних типів генераторів.

Б.6.1 В обсяг міжремонтних випробувань входить обов'язкове випробування ізоляції обмотки статора підвищеною напругою, яке провадять пофазно або по вітках за заземлення решти фаз або віток. Допускається проведення випробувань тільки однією формою напруги: напругою промислової частоти або випрямленою. Вибирають ту форму напруги, яку вважають ефективнішою для даного генератора, тобто яка краще виявляє основні дефекти.

Б.6.2 Зниження значення випробної напруги порівняно з застосованим під час останнього капітального ремонту дозволено не більше ніж на $0,2 U_{\text{ном}}$ напруги промислової частоти і не більше ніж на $0,5 U_{\text{ном}}$ випрямленої напруги. Наприклад, якщо під час капітального ремонту було використано напругу промислової частоти значенням $1,7 U_{\text{ном}}$, то під час міжремонтного випробування дозволено зниження її до $1,5 U_{\text{ном}}$; якщо було використано випрямлену напругу значенням $2,5 U_{\text{ном}}$, то дозволено використати напругу, яка дорівнює $2 U_{\text{ном}}$, тощо.

Вимірювання струмів витоку під час випробування випрямленою напругою обов'язкове.

Б.6.3 Для турбогенераторів і синхронних компенсаторів, які мають масляне ущільнення вала (з водневим, водяним або масляним охолодженням обмотки статора), дозволено прове-

^{*)} Міжремонтні випробування за рішенням технічного керівника енергопідприємства допускається не провадити

діння міжремонтних випробувань без знімання торцевих щитів і розбирання ущільнень вала, але за умови заповнення корпусу машини воднем за номінального тиску, вуглекислотою або азотом, а для генераторів з масляним охолодженням — маслом.

Упровадженню в експлуатацію міжремонтних випробувань без знімання торцевих щитів повинно передувати накопичення в енергосистемі досвіду проведення не менше трьох післяремонтних випробувань номінальною напругою без знімання щитів (за 5.4).

Випробування турбогенераторів і синхронних компенсаторів з водяним охолодженням провадять за знятих торцевих щитів.

Б.6.4 Профілактичні міжремонтні випробування ізоляції обмоток провадять як додаткові до випробувань, що провадилися під час поточного ремонту генератора.

ДОДАТОК В

до п.п.5.11, 5.33 нормативного документа Мінпаливенерго України «Норми випробування електрообладнання»
(обов'язковий)

НОРМИ ВИПРОБУВАННЯ ГЕНЕРАТОРІВ І СИНХРОННИХ КОМПЕНСАТОРІВ ПІД ЧАС РЕМОНТУ ОБМОТОК

В.1 Випробування, які провадять під час ремонтів обмоток статора

Обсяг і норми поопераційних випробувань під час ремонтів генераторів і синхронних компенсаторів з повною або частковою заміною обмотки статора, наведені в таблицях В.1 і В.2, мають декілька градацій.

В залежності від стану ізоляції та тривалості експлуатації під час часткового ремонту дозволено використовувати різні значення випробних напруг.

В.1.1 Під час пробою одного або декількох нижніх стрижнів випробування виконують, як правило, в обсязі, передбаченому для генераторів, які відпрацювали менше ніж 10 років.

В.1.2 Під час довгочасної експлуатації (більше ніж 10 років) і великого зношення ізоляції випробування за часткової заміни обмотки статора виконують в обсязі, передбаченому для генераторів, які відпрацювали більше ніж 10 років.

В.1.3 Норми випробувань (таблиця В.1) передбачають також випробування лобових частин обмоток з нормальною і полегшеною ізоляцією.

В.1.4 Під час ремонту генератора (компенсатора), який зупинено аварійно, випробні напруги для частин обмотки, яка залишилася, а також для здавальних випробувань установлюють залежно від стану ізоляції обмотки та умов роботи енер-

госистеми і узгоджують з підприємством-виробником та енергогенеруючою компанією.

У цьому разі частину обмотки, яка залишилася, дозволено випробувати напругою промислової частоти $1,2U_{ном}$, а після ремонту — напругою $1,0U_{ном}$.

В.1.5 У разі часткової заміни обмотки кошикового типу за таблицею В.1 ізоляцію верхніх стрижнів за технологічними умовами випробують не після укладення їх у пази, а після закінчення ремонту разом з усією обмоткою.

В.1.6 У разі пробою одного або декількох стрижнів під час профілактичних випробувань частину обмотки, яка залишилася, усіх трьох фаз необхідно випробувати напругою промислової частоти $1,7 U_{ном}$. Непошкоджені фази (вітки) обмотки дозволено не випробувати, якщо їх ізоляцію у разі виймання стрижнів під час ремонту не було пошкоджено.

В.1.7 Після заміни або під час ремонту пошкодженого стрижня (секції, котушки) необхідно знову випробувати усі фази напругою промислової частоти, що дорівнює напрузі, яку використовують під час експлуатаційних випробувань. Після закінчення ремонту (після введення ротора) кожен фазу обмотки випробують номінальною напругою по відношенню до корпусу.

В.1.8 Стрижні (секції), які виймали з пазів під час ремонту, випробують так само, як і відремонтовані, залежно від строку служби, згідно з таблицями В.1 і В.2, в обсязі, передбаченому для генераторів, які відпрацювали до 10 років і більше.

В.2 Випробування під час ремонту обмотки ротора турбогенератора

Обсяг і норми поопераційних випробувань під час ремонту турбогенераторів з повною або частковою заміною обмотки ротора, а також під час ремонту у межах її лобових частин наведено в таблицях В.3 і В.4.

Під час проведення випробувань необхідно виконати такі вказівки:

В.2.1 Ізоляцію обмотки ротора з алюмінієвими сидлами випробують прикладенням напруги до обмотки. При цьому сидла мають бути замкнуті на бочку ротора.

В.2.2 Під час випробування ізоляції обмотки ротора від сидел останні потрібно від'єднати від корпусу, а обмотку ротора замкнути на корпус. Напругу подають на сидла.

В.2.3 Ізоляцію обмотки ротора від сидел випробують у всіх випадках зняття бандажів незалежно від причин зняття.

В.2.4 Під час часткового ремонту ізоляції обмотки ротора європейського типу, коли котушки з'єднано між собою перемичкою, ізоляцію укладеної переізольованої котушки не випробують.

В.2.5 Під час часткового ремонту обмотки ротора з набірними зубцями, яка не має пазових гільз, частину обмотки, яка залишилася, підвищеною напругою не випробують.

Стан ізоляції перевіряють мегаомметром на напругу 1,0 кВ протягом 1 хв.

В.2.6 В усіх випадках зняття бандажів ротора ізоляцію його обмотки від корпусу випробують напругою 1 кВ промислової частоти протягом 1 хв.

Випробування виконують за знятих бандажів після очищення ротора.

В.2.7 Тривалість випробування головної ізоляції — 1 хв, виткової ізоляції (таблиця В.3, перелік 15) — 5 хв.

В.3 Випробування під час ремонтів обмотки ротора явнопольсних машин

В.3.1 Норми поопераційних випробувань ізоляції під час ремонтів гідрогенераторів, синхронних компенсаторів і синхронних електродвигунів з повною або частковою заміною обмоток ротора наведені в таблиці В.5. Наведені норми випробувань ізоляції підвищеною напругою розповсюджуються на роторні обмотки гідрогенераторів і синхронних компенсаторів з напругою збудження, більшою ніж 0,1 кВ.

В.3.2 Якщо за часткової заміни ізоляції під час випробувань за нормами згідно з таблицею В.5 спостерігається пробій декількох котушок (не менше 5) і встановлюється загальний незадовільний стан обмотки, а за умовами роботи енергосистеми і наявністю запасних частин повну заміну ізоляції обмотки ротора виконати неможливо, випробну напругу частини обмотки, яка залишилася, а також випробну напругу під час введення до експлуатації встановлюють за узгодженням з підприємством-виробником та енергогенеруючою компанією, але не нижчу ніж 1,5 кВ.

В.3.3 Під час повної заміни ізоляції обмотки старі контактні кільця, струмопроводи та щіткові траверси можна використувати без переізолювання тільки за умови, що вони витримали випробування ізоляції напругою, наведеною в таблиці В.5, перелік 3. У іншому разі ізоляцію необхідно замінити.

Ізоляцію контактних кілець випробують відносно корпусу і поміж собою.

Ізоляцію обмоток відносно корпусу випробують підвищеною напругою промислової частоти протягом 1 хв.

Виткову ізоляцію за таблицею В.5 (перелік 1) випробують прикладенням напруги до кінців котушки протягом 5 хв за температури від 120 °С до 130 °С і тиску, який дорівнює 0,75 тис-ку, що розвивається під час обпресовування ізоляції.

Таблиця В.1 — Обсяг і норми випробувань ізоляції обмотки статора під час ремонтів генераторів і синхронних компенсаторів (крім турбогенераторів серії TBB і TGB)

Випробний елемент	Випробна напруга для генераторів номінальною напругою ,кВ				Характер і обсяг ремонту
	до 6,6	10,5 і вище	до 6,6	10,5 і вище	
	Обмотки типу				
	кошикового		європейського		
1	2	3	4	5	6
1 Стрижні (секції) до укладення в пази — пазова ізоляція	3U _{НОМ}				Повна заміна обмотки статора
2 Лобові частини стрижнів (секцій) до укладення обмотки: — нормальна ізоляція — полегшена ізоляція	1,6U _{НОМ} 1,2U _{НОМ}	1,5U _{НОМ} 1,1U _{НОМ}	— —	— —	
3 Відремонтовані лобові дуги обмотки до встановлення на місце: — однойменні фази — різнойменні фази	— —	— —	1,3U _{НОМ} 1,6U _{НОМ}	1,2U _{НОМ} 1,5U _{НОМ}	
4 Опір ізоляції термометрів опору до та після укладення в пази	Вимірюють мегаомметром на напругу 0,25 кВ				Повна заміна обмотки статора і часткова заміна обмотки машин, які відпрацювали до і більше 10 років
5 Ізоляція кронштейнів	1,2U _{НОМ}		—	—	Повна заміна обмотки статора
6 Ізоляція бандажних кілець лобових частин обмотки	1,8U _{НОМ}	1,5U _{НОМ}	—	—	
7 З'єднувальні шини до встановлення на місце	2,5U _{НОМ}	2,0U _{НОМ}	2,5U _{НОМ}	2,0U _{НОМ}	
8 Виводні шини до встановлення на місце	2,5U _{НОМ}				

Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5	6
9 Стяжні болти осердя статора ¹⁾ : — неремонтовані — після переізолювання до встановлення — після переізолювання і після встановлення	— — —	— — —	3 4 3	3 4 3	Повна заміна обмотки статора і часткова заміна обмотки генераторів, які відпрацювали до і більше 10 років
9.1 Визначення характеристик осердя статора під час нагрівання методом кільцевого намагнічування індукції 1Тл	За переліком 7 таблиці В.2 та за 5.11				—
10 Болти кріплення лобових частин обмоток	—	—	2U _{НОМ}		Повна заміна обмотки статора і часткова заміна обмотки турбогенераторів, які відпрацювали до і більше 10 років
11 Стрижні (секції) після укладення в пази: — нижні — верхні (окремо від нижніх)	2,8U _{НОМ} 2,6U _{НОМ}	2,7U _{НОМ} 2,5U _{НОМ}	2,8U _{НОМ} —	2,7U _{НОМ} —	Повна заміна обмотки статора
12 Обмотка статора (випробування підвищеною випрямленою напругою кожної фази окремо за решти заземлених фаз)	За таблицею 2 та додатком Б				

Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5	6
13 Обмотка статора (випробування підвищеною напругою промислової частоти кожної фази відносно корпусу і двох інших заземлених фаз) після її ремонту для генератора потужністю, кВт: — до 1000 — до 1000 і вище на номінальну напругу,кВ: — до 3,3 — понад 3,3 до 6,6 — понад 6,6	$2U_{\text{НОМ}}+1 \text{ кВ}$ $2U_{\text{НОМ}}+1 \text{ кВ}$ $2,5U_{\text{НОМ}}$ —	— — — $2U_{\text{НОМ}}+3 \text{ кВ}$	$2U_{\text{НОМ}}+1 \text{ кВ}$ $2U_{\text{НОМ}}+1 \text{ кВ}$ $2,5U_{\text{НОМ}}$ —	— — — $2UU_{\text{НОМ}}+3 \text{ кВ}$	Повна заміна обмотки статора
14 Обмотка після усунення пошкоджених стрижнів (секцій)	$2 U_{\text{НОМ}}$				Часткова заміна обмотки генераторів, які відпрацювали до 10 років
15 Запасні та відремонтовані стрижні (секції) до укладення в пази — пазова ізоляція	$2,7U_{\text{НОМ}}$				
16 Лобові частини стрижнів до укладення обмотки: — нормальна ізоляція — полегшена ізоляція	$1,3U_{\text{НОМ}}$ $1,0U_{\text{НОМ}}$	— —	— —	— —	Часткова заміна обмотки генераторів, які відпрацювали до 10 років
17 Старі лобові дуги до встановлення на місце фаз: — однойменних — різнойменних	— —	— —	$1,0U_{\text{НОМ}}$ $1,2U_{\text{НОМ}}$		
18 Відремонтовані лобові дуги до встановлення на місце фаз: — однойменних — різнойменних	— —	— —	$1,2U_{\text{НОМ}}$ $1,5U_{\text{НОМ}}$		
19 Запасні та відремонтовані стрижні (секції) після укладання в пази до з'єднання зі старою обмоткою (кажді стрижні)	$2,4U_{\text{НОМ}}$				

Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5	6
20 Запасні та відремонтовані стрижні (секції) після укладання в пази до з'єднання зі старою обмоткою	—	—	2,4U _{НОМ}		Часткова заміна обмотки генераторів, які відпрацювали до 10 років
21 Зібрана обмотка (випробування підвищеною випрямною напругою кожної фази окремо за решти заземлених фаз)	За таблицею 2 та додатком Б —				
22 Зібрана обмотка статора після ремонту (випробування підвищеною напругою промислової частоти кожної фази відносно корпусу і двох інших заземлених фаз)	1,7U _{НОМ}				
23 Обмотки після усунення пошкоджених стрижнів (секцій)	1,7U _{НОМ}				
24 Запасні і відремонтовані стрижні (секції) до укладання в пази — пазова ізоляція	2,5U _{НОМ}				
25 Лобові частини стрижнів (секцій) до укладання обмотки: — нормальна ізоляція — полегшена ізоляція	1,3 U _{НОМ} 1,0 U _{НОМ}		— —	— —	
26 Старі лобові дуги до встановлення на місце фаз: — однойменних — різнойменних	— —	— —	1,0 U _{НОМ} 1,2 U _{НОМ}		
27 Відремонтовані лобові дуги до встановлення на місце фаз: — однойменних — різнойменних	— —	— —	1,2 U _{НОМ} 1,5 U _{НОМ} 1,2 U _{НОМ}		

1	2	3	4	5	6
28 Запасні та відремонтовані стрижні (секції) після укладення в пази до з'єднання зі старою обмоткою (нижні стрижні та секції)	2,2 U _{ном}		—	—	Часткова заміна обмотки генераторів, які відпрацювали більше 10 років
29 Запасні та відремонтовані стрижні (секції) після укладення в пази до з'єднання зі старою обмоткою	—	—	2,2 U _{ном}		
30 Обмотка статора (випробування підвищеною випрямленою напругою кожної фази окремо за решти заземлених фаз)	За таблицею 2 та додатком Б				
31 Зібрана обмотка статора після ремонту (випробування кожної фази відносно корпусу і двох інших заземлених фаз)	1,5 U _{ном}				—
32 Кінцеві виводи в зібраному виді до встановлення	2,4 U _{ном}				
33 Обмотка статора після повного або часткового переклинювання пазів або перепаювання лобових частин	1,7 U _{ном}			1,5 U _{ном}	Ремонт без заміни обмотки в генераторах, які відпрацювали до 10 років

Кінець таблиці В. 1

1	2	3	4	5	6
34 Обмотка статора після повного або часткового переклинювання пазів або перепаювання лобових частин	$1,5 U_{\text{ном}}$				Ремонт без заміни обмотки в генераторах, які відпрацювали до 10 років. Якщо обмотка відпрацювала більше 10 років, але профілактичні випробування її виконують напругою $1,7 U_{\text{ном}}$, то випробну напругу також приймають $1,7 U_{\text{ном}}$
35 Обмотка статора після ремонту, не пов'язаного з підніманням стрижнів, або переклинювання пазів (кріплення бандажів, підправка заліза, підфарбовування тощо)	$1,3 U_{\text{ном}}$				Ремонт без заміни обмотки генераторів, які відпрацювали до 10 років
36 Те саме	$1,2 U_{\text{ном}}$				Ремонт без заміни обмотки генераторів, які відпрацювали більше 10 років
37 Обмотка статора після усунення дрібних несправностей або огляду, які не потребують зняття щитів або іншого розбирання (з прониканням до лобових частин через люки), за яких можливий вплив на ізоляцію обмотки, з'єднань або виводів усередині машини	$1,0 U_{\text{ном}}$				—

^{*)} Під час часткового ремонту ізоляцію стяжних болтів перевіряють мегаомметром на напругу 2,5 кВ. За необхідності переізолювання окремих болтів використовують випробну напругу, яку зазначено в переліку 9. Тривалість прикладання випробної напруги — 1 хв.

Таблиця В.2 — Обсяг і норми поопераційних випробувань під час ремонту обмотки статора турбогенераторів серії ТВВ і ТГВ

Найменування випробування	Норма випробування		Примітка
	Значення	Тривалість	
1	2	3	4
1 Випробування стрижнів обмотки до укладення їх у пази:	Повна заміна обмотки статора		
1.1 Випробування на прохідність: а) турбогенераторів ТВВ — водою за тиска води на вході в стрижень, кПа (кгс/см²). Витрата води на стрижень (або напівстрижень у стрижнях, які складаються з двох половинок), л/с, для турбогенераторів: — ТВВ-165-2 — ТВВ-200-2 — ТВВ-200-2А — ТВВ-320-2 — ТВВ-500-2 (верхній стрижень) — ТВВ-500-2 (нижній стрижень) — ТВВ-800-2 (верхній стрижень) — ТВВ-800-2 (нижній стрижень) — ТГВ-200М — ТГВ-500 б) турбогенераторів ТГВ-200 і ТГВ-300 — повітрям	98 (1) 0,278±0,04 0,164±0,02 0,164±0,03 0,184±0,03 0,271±0,04 0,231±0,03 0,327±0,06 0,283±0,05	— — — — — — — —	Для турбогенераторів ТВВ-200-2 — 78,4 (0,8)
1.2 Випробування на міцність і герметичність водою для турбогенераторів, кПа (кгс/см²): — ТВВ — ТГВ-220	1470 (15) За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш»	10 год	
1.3 Випробування ізоляції пазової частини напругою промислової частоти турбогенераторів: — ТВВ — ТГВ, ТГВ-200М	2,7U _{ном} 3,0U _{ном}	1 хв 1 хв	

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
1.4 Випробування на коронування під час зниження напруги після випробування	1,5U _{ном}	3 хв	Перевірку виконують у затемненому приміщенні. Видима корона не повинна спостерігатися
1.5 Випробування ізоляції лобової частини напругою промислової частоти	1,5U _{ном}	1 хв	Випробування не проводять, якщо напівпровідне покриття пазової частини винесене на лобову частину
1.6 Випробування ізоляції між напівстрижнями (стрижнів, які складаються з двох половинок) напругою промислової частоти (для турбогенераторів ТВВ), кВ	1,0	1 хв	—
1.7 Випробування ізоляції: — між усіма трубками — між кожним елементарним провідником і всіма трубками	Не більше одного замикання Замикання недопустиме		
Перевірку виконують від джерела промислової частоти для турбогенераторів: ТГВ-200 до № 01585 ТГВ-300 до № 02342 ТГВ-200 з № 01586 ТГВ-300 з № 02343	0,036 кВ 0,036 кВ 0,220 кВ 0,220 кВ	— — — —	
2 Випробування ізоляції кронштейнів, шиноутримувачів і бандажних кілець до їх встановлення напругою промислової частоти (для турбогенераторів ТГВ і ТГВ-200М)	1,4U _{ном}	1 хв	

1	2	3	4
3 Випробування з'єднувальних і вивідних шин до їх встановлення: 3.1 Випробування на прохідність: а) для турбогенераторів ТВВ — водою за тиска води на вході у шину, кПа (кгс/см²). Витрата води на шину або напівшину (в шинах, які складаються з двох половинок), л/с, для турбогенераторів: — ТВВ-165-2 — ТВВ-200-2 — ТВВ-200-2А — ТВВ-320-2 — ТВВ-500-2 — ТВВ-800-2	98 (1) 0,278±0,04 0,164±0,02 0,164±0,03 0,184±0,03 0,271±0,04 0,327±0,06	— — — — — —	Для турбогенераторів ТВВ-200-2 — 78,4 (0,8)
— ТГВ-200М — ТГВ-500 б) для турбогенераторів ТГВ-200, ТГВ-300 — повітрям	За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш» Те саме		
3.2 Випробування на міцність і герметичність водою для турбогенераторів, кПа (кгс/см²): — ТГВ — ТГВ-200М	1470 (15) За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш»	10 год	
3.3 Випробування ізоляції шин напругою промислової частоти для турбогенераторів: — ТГВ — ТВВ з номінальною напругою до 20 кВ — ТВВ з номінальною напругою 24 кВ	2,4 U _{ном} 2,0 U _{ном} + 3 2,0 U _{ном} + 1	1 хв 1 хв 1 хв	
3.4 Випробування ізоляції між напівшинами (шин, які складаються з двох половинок) напругою промислової частоти турбогенераторів ТВВ, кВ	1,0	1 хв	

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
4 Випробування кінцевих виводів у зібраному стані (до їх встановлення): 4.1 Випробування на міцність і герметичність водою для турбогенераторів, кПа (кгс/см²): — ТВВ — ТГВ-200М	2940 (30) За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш»	1 год	
4.2 Випробування на герметичність — повітрям для турбогенераторів ТГВ, кПа (кгс/см²)	588 (6)	1 год	
4.3 Випробування ізоляції напругою промислової частоти	2,4 U _{ном}	1 хв	
5 Випробування шлангів водою на міцність і герметичність для турбогенераторів ТВВ, кПа (кгс/см²): — нових — старих — для турбогенераторів ТГВ-200М	1470 (15)/980 (10) 980 (10)/784 (8) За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш»	30 хв 30 хв	У чисельнику — для шлангів діаметром 15 мм; у знаменнику — для шлангів діаметром 21 мм
6 Випробування зливних і напірних колекторів на міцність та герметичність водою після встановлення для турбогенераторів, кПа (кгс/см²): — ТВВ — ТГВ-200М	1470 (15) За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш»	10 год	
7 Визначення характеристик осердя статора у разі нагріву методом кільцевого намагнічування до укладення та після укладення обмотки і заклинювання пазів за індукції 1,4 Тл: — найбільший нагрів (підвищення температури) у кінці випробування, °С — найбільша різниця нагріву різних зубців, °С — питомі втрати в сталі	Не більше 25 Не більше 15 За 5.11 Норм	45 хв 45 хв	За відсутності необхідного джерела напруги дозволено виконувати випробування сталі за індукції 1 Тл протягом 90 хв

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
8 Вимірювання опору постійному струму термоперетворювачів опору до встановлення і після заклинювання пазів, Ом	50, 100 (приведені до температури 0 °С без урахування опору з'єднувальних проводів) залежно від типу термоперетворювача		Якщо інше не вказане в паспорті термоперетворювача
9 Випробування нижніх стрижнів обмотки після укладення їх у пази: 9.1 Випробування ізоляції стрижнів від корпусу напругою промислової частоти, кВ: — ТГВ, ТВВ з номінальною напругою до 20 кВ — ТВВ з номінальною напругою 24 кВ	2,5 $U_{ном}$ 49,0	1 хв 1 хв	
9.2 Випробування на коронування за зниження напруги після випробування	1,15 $U_{ном}$	5 хв	Перевірку виконують у затемненому приміщенні. Видима корона не повинна спостерігатися
9.3 Випробування ізоляції між напівстрижнями (стрижнів, які складаються з двох половинок) турбогенераторів ТВВ напругою промислової частоти, кВ	1,0	1 хв	
9.4 Випробування на герметичність — повітрям з додаванням хладону (фреону) з течешукачем для турбогенераторів ТВВ і ТГВ-200М, кПа (кгс/см ²)	294 (3)	—	
9.5 Випробування на прохідність трубок повітрям для турбогенераторів ТГВ-200, ТГВ-300	Повітря повинно вільно проходити через трубки		
10 Випробування верхніх стрижнів обмотки після укладення їх в пази: 10.1 Випробування ізоляції стрижнів від корпусу (до виконання заклинювання пазів) напругою промислової частоти, кВ: — ТГВ, ТВВ з номінальною напругою до 20 кВ — ТВВ з номінальною напругою 24 кВ	2,4 $U_{ном}$ 49,0	1 хв 1 хв	За неможливості ізолювати верхні стрижні від нижніх дозволено виконувати випробування за переліком 20.1 цієї таблиці

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
10.2 Випробування на коронування — за зниження напруги після випробування	1,15 $U_{ном}$	5 хв	Перевірку виконують у затемненому приміщенні. Видима корона не повинна спостерігатися
10.3 Випробування ізоляції між напівстрижнями (стрижнів, які складаються з двох половинок) напругою промислової частоти для турбогенераторів ТВВ, кВ	1,0	1 хв	
10.4 Випробування на герметичність повітрям з додаванням хладону (фреону) з течешукачем для турбогенераторів ТВВ і ТГВ-200М, кПа (кгс/см ²)	294 (3)	—	
10.5 Випробування на прохідність трубок повітрям для турбогенераторів ТГВ-200, ТГВ-300	Повітря повинно вільно проходити через усі трубки		
11 Вимірювання опору ізоляції термоперетворювачів опору мегаомметром на напругу 0,5 кВ, МОм	Не менше 1,0	—	
12 Випробування ізоляції від корпусу верхніх і нижніх стрижнів разом після укладення в пази і заклинювання пазів напругою промислової частоти, кВ: — ТГВ, ТВВ з номінальною напругою до 20 кВ — ТВВ з номінальною напругою 24 кВ	2,2 $U_{ном}$ 49,0	1 хв 1 хв	
13 Перевірка на монолітність паяних з'єднань: 13.1 Ультразвуковим приладом: Середнє значення монолітності чотирьох або шести вимірювань повинне бути не менше монолітності еталона, %: — у разі використання олов'яного припою — у разі використання срібного припою При цьому кожне зі значень вимірюваної монолітності має бути не менше значення монолітності еталона, %: — у разі використання олов'яного припою — у разі використання срібного припою	15 20 10 15	— — — —	Під час паяння кожної пари елементарних провідників окремо з'єднання лише оглядають

1	2	3	4
13.2 Вихрострумовим приладом: Значення монолітності паяння, виконаного олов'янистим припоєм, має бути не менше ніж монолітність еталона, %	70	—	
14 Випробування ізоляції між напіввітками обмоток, які складаються з двох напіввіток, після заклинювання пазів до приєднання з'єднувальних, вивідних шин і кінцевих виводів напругою промислової частоти для турбогенераторів ТВВ, кВ	0,5	1 хв	
15 Вимірювання опору постійному струму обмотки у холодному стані кожної вітки і фази обмотки. Розходження значень опору має бути не більшим ніж, %: — між фазами — між вітками	2,0 5,0	— —	
16 Випробування обмоток на прохідність водою після паяння усіх приєднань, але до встановлення фторопластових шлангів та ізолювання, за тиска води у напірному колекторі 98 кПа (1 кгс/см ²) турбогенераторів, л/с: — ТВВ — ТГВ-200М	Витрата води через кожне коло повинна бути не менша ніж 0,7 — зазначеного в переліку 1 цієї табл. За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш»		
17 Випробування з'єднувальних шин на прохідність повітрям для турбогенераторів ТГВ	За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш»		
18 Випробування усієї обмотки на міцність і герметичність водою після паяння усіх з'єднань, але до їх ізолювання і після приєднання шлангів для турбогенераторів, кПа (кгс/см ²): — ТВВ — ТГВ-200М	980 (10)/784 (8) За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш»	24 год	У чисельнику — для шлангів діаметром 15 мм, у знаменнику — для шлангів діаметром 21 мм

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
19 Випробування випрямленою напругою ізоляції повністю зібраної обмотки кожної фази окремо за решти заземлених фаз для турбогенераторів, кВ: — ТГВ-200 — ТГВ-300	40 50	1 хв 1 хв	Див. Б.1 додатка Б
20 Випробування повністю зібраної обмотки: 20.1 Випробування ізоляції кожної фази окремо за решти заземлених фаз напругою промислової частоти, кВ: — ТГВ, ТВВ з номінальною напругою до 20 кВ — ТВВ з номінальною напругою 24 кВ	$2U_{ном} + 3$ 49,0	1 хв 1 хв	Під час випробування турбогенераторів ТВВ і ТГВ-200М по обмотці повинен циркулювати дистиллят з питомим опором, не меншим ніж 100 кОм · см і витрата його повинна бути не менша номінальної
20.2 Випробування на коронування за зниження напруги після випробування	$1,15U_{ном}$	5 хв	Видима корона не повинна спостерігатися. Дозволяється блакитне та біле свічення
21 Вимірювання опору ізоляції термоперетворювачів опору, які закладені в пази і встановлені в корпусі турбогенератора, мегаомметром на напругу 0,5 кВ, МОм	Не менше 1,0	1 хв	—
22 Випробування ізоляції обмотки статора напругою промислової частоти після заведення ротора у статор і встановлення щитів до заповнення статора воднем (дозволяється випробування у разі заповнення статора газом або воднем з дотриманням умов 5.4)	$1,0 U_{ном}$	1 хв	Див. примітку до 20
Часткова заміна обмоток статора турбогенераторів, які відпрацювали до 10 років			

1	2	3	4
23 Випробування частини обмотки, яка залишилася, після усунення пошкоджених стрижнів: 23.1 Випробування ізоляції кожної фази окремо за решти заземлених фаз напругою промислової частоти	$2U_{\text{ном}}$	1 хв	У разі заміни тільки верхніх стрижнів випробування виконують напругою $1,7U_{\text{ном}}$. Під час випробування ізоляції турбогенераторів ТВВ і ТГВ-200М по обмотці повинен циркулювати дистиллят з питомим опором, не меншим ніж $100 \text{ кОм} \cdot \text{см}$ і витрата його повинна становити не менше номінального або шланги повинні бути зняті
23.2 Випробування на міцність і герметичність водою для турбогенераторів, кПа (кгс/см²): — ТВВ — ТГВ-200М	За переліком 18 цієї таблиці За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш»		
23.3 Випробування на прохідність трубок і стрижнів для турбогенераторів: — ТГВ — повітрям — ТВВ — водою	За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш» За 1.1, перелік а) цієї таблиці		
24 Вимірювання опору постійному струму віток або фаз непошкодженої частини обмотки. Значення вимірюваного опору повинне відрізнятися від значення попереднього вимірювання не більше ніж на, %	2		—
25 Визначення характеристик осердя статора у разі нагрівання методом кільцевого намагнічування після усунення пошкоджених стрижнів та укладання нових стрижнів	Сталь повинна задовольняти вимогам переліку 7 цієї таблиці		

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
26 Випробування нових і демонтованих стрижнів обмотки турбогенераторів ТВВ до укладання їх у пази	За переліком 1 цієї таблиці		
27 Випробування нових стрижнів для турбогенераторів ТГВ до укладання їх у пази	За переліком 1 цієї таблиці		
28 Випробування демонтованих і відремонтованих стрижнів для турбогенераторів ТГВ до укладання їх у пази: 28.1 Випробування на прохідність каналів повітрям	За переліком 1.1 цієї таблиці		
28.2 Випробування ізоляції пазової частини напругою промислової частоти	$2,7 U_{\text{ном}}$	1 хв	
28.3 Випробування на коронування за зниження напруги після випробування ізоляції	За переліком 1.4 цієї таблиці		
28.4 Випробування ізоляції лобової частини напругою промислової частоти	$1,3 U_{\text{ном}}$	1 хв	Випробування не проводять, якщо напівпровідне покриття пазової частини винесене на лобову частину
29 Випробування нових і відремонтованих з'єднувальних, а також виводних шин до їх установлення	За переліком 3 цієї таблиці		
30 Випробування нових і відремонтованих кінцевих виводів до їх установлення	За переліком 4 цієї таблиці		
31 Випробування ізоляції кронштейнів і шиноутримувачів до їх встановлення напругою промислової частоти	За переліком 2 цієї таблиці		
32 Випробування нових і повторно використовуваних шлангів на міцність і герметичність до їх встановлення для турбогенераторів ТВВ, ТГВ-200М	За переліком 5 цієї таблиці		
33 Випробування ремонтних зливних і напірних колекторів на міцність і герметичність водою для турбогенераторів ТВВ, ТГВ-200М	За переліком 6 цієї таблиці		

1	2	3	4
34 Випробування нижніх стрижнів обмотки після укладення в пази напругою промислової частоти для турбогенераторів: — ТВВ — ТГВ	За переліком 9 цієї таблиці $2,4 U_{ном}$	1 хв	
35 Випробування верхніх стрижнів обмотки після укладення їх у пази до виконання заклинювання пазів напругою промислової частоти для турбогенераторів: — ТВВ — ТГВ	За переліком 10 цієї таблиці $2,2 U_{ном}$	1 хв	
36 Вимірювання опору постійному струму заново укладених термоперетворювачів опору	За переліком 8 цієї таблиці		
37 Вимірювання опору ізоляції заново укладених у пази термоперетворювачів опору мегаомметром на напругу 0,5 кВ	За переліком 11 цієї таблиці		
38 Перевірка на монолітність заново запаяних з'єднань	За переліком 13 цієї таблиці		
39 Вимірювання опору постійному струму обмотки у холодному стані кожної вітки і фази обмотки	За переліком 15 цієї таблиці		
40 Випробування на прохідність заново укладеної частини обмотки після паяння з'єднань, але до встановлення фторопластових шлангів та ізолювання трубок стрижнів і з'єднувальних шин турбогенераторів: — ТГВ — водою — ТГВ-200М — водою — ТГВ — повітрям	За переліком 16 цієї таблиці За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш»		
41 Випробування усієї обмотки на міцність і герметичність — водою після паяння усіх з'єднань, але до їх ізолювання та після приєднання шлангів турбогенераторів: — ТГВ — ТГВ-200М	За переліком 18 цієї таблиці За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш»		

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
42 Випробування ізоляції випрямленою напругою повністю зібраної обмотки кожної фази окремо за решти заземлених фаз для турбогенераторів: — ТГВ-200 — ТГВ-300	40 50	1 хв 1 хв	Див. Б.1 додатка Б
43 Випробування ізоляції повністю зібраної обмотки: — кожної фази окремо за решти заземлених фаз напругою промислової частоти — на коронування — за зниження напруги після випробування	$1,7 U_{ном}$ $1,0 U_{ном}$	1 хв 5 хв	У випадку пробією тільки верхніх стрижнів випробування виконують напругою $1,5 U_{ном}$. Під час випробування турбогенераторів ТВВ і ТГВ-200М по обмотках повинен циркулювати дистилат відповідно до вимог переліку 20 цієї таблиці. Перевірку доцільно виконувати в затемнених умовах. Видима корона не повинна спостерігатися
44 Випробування ізоляції обмотки статора напругою промислової частоти після заведення ротора в статор і встановлення щитів до заповнення статора воднем	За переліком 22 цієї таблиці		
45 Випробування після часткового або повного переклинювання пазів статора або перепаювання лобових частин: — осердя статора — ізоляції обмотки статора — ізоляції обмотки статора після заведення ротора в статор і встановлення щитів	За переліком 7 цієї таблиці $1,5 U_{ном}$	1 хв	Ремонт без заміни стрижнів
	За переліком 22 цієї таблиці		

1	2	3	4
46 Вимірювання опору ізоляції обмотки статора (мегаомметром на напругу 2,5 кВ) до і після випробування ізоляції	Див. додаток Б		
47 Випробування ізоляції обмотки статора напругою промислової частоти турбогенераторів: — ТВВ — ТГВ	1,0U _{ном} 1,3U _{ном}	1 хв 1 хв	Ремонт, не пов'язаний з підніманням стрижнів або переклинюванням (кріплення бандажів, підправка заліза, пофарбування тощо)
Часткова заміна обмотки статора турбогенераторів, які відпрацювали більше 10 років			Під час випробування турбогенераторів ТВВ, ТГВ-200М по обмотці повинен циркулювати дистилат з питомим опором не меншим ніж 100 кОм·см або шланги повинні бути зняті
48 Випробування частини обмотки, яка залишилася, після усунення пошкоджених стрижнів: — ізоляція кожної фази окремо за решти заземлених фаз напругою промислової частоти — на міцність і герметичність — водою, для турбогенераторів, кПа (кгс/см²): ТВВ; ТГВ-200М — турбогенераторів ТГВ на прохідність — повітрям	1,7U _{ном} 980 (10)/784 (8) За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш» Те саме	1 хв 24 год	У чисельнику — для шлангів діаметром 15 мм, у знаменнику — для шлангів діаметром 21 мм
49 Вимірювання опору постійному струму віток або фаз непошкодженої частини обмотки	За переліком 15 цієї таблиці		
50 Випробування активної сталі осердя статора методом кільцевого намагнічування після усунення пошкоджених стрижнів і заклинювання пазів статора	За переліком 7 цієї таблиці		

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
51 Випробування нових і ремонтіваних вивідних шин до їх установлення	За переліком 3 цієї таблиці		
52 Випробування нових і ремонтіваних кінцевих виводів до їх установлення	За переліком 4 цієї таблиці		
53 Випробування ізоляції кронштейнів, шиноутримувачів і бандажних кілець до їх установлення	За переліком 2 цієї таблиці		
54 Випробування шлангів перед установкою на міцність і герметичність, кПа (кгс/см²): — нових — старих	1470 (15)/980 (10) 980 (10)/784 (8)	30 хв 30 хв	У чисельнику — для шлангів діаметром 15 мм, у знаменнику — для шлангів діаметром 21 мм
55 Випробування водою нових і ремонтіваних зливних і напірних колекторів на міцність і герметичність після встановлення	За переліком 6 цієї таблиці		
56 Випробування стрижнів обмотки до укладення в пази: — на прохідність — на міцність і герметичність — ізоляції пазової частини напругою промислової частоти — на коронування — ізоляції лобових частин — ізоляції між напівстрижнями (стрижнів, які складаються з двох половинок) — ізоляції між трубками і трубками — елементарними провідниками	За 1.1, переліки а) та б) цієї таблиці За переліком 1.2 цієї таблиці 2,7U _{ном} За переліком 1.4 цієї таблиці За переліком 1.5 цієї таблиці За переліком 1.6 цієї таблиці За переліком 1.7 цієї таблиці	1 хв	
57 Випробування нижніх стрижнів обмотки після укладення в пази	За переліком 9 цієї таблиці		
58 Випробування верхніх стрижнів обмотки після укладення в пази	За переліком 10 цієї таблиці		

1	2	3	4
59 Вимірювання опору постійному струму новоукладених термоперетворювачів опору	За переліком 8 цієї таблиці		
60 Вимірювання опору ізоляції новоукладених термоперетворювачів опору мегаомметром на напругу 0,5 кВ	За переліком 21 цієї таблиці		
61 Випробування ізоляції від корпусу нових (верхніх і нижніх) стрижнів разом після укладення в пази і заклинювання напругою промислової частоти	$2U_{\text{ном}}$	1 хв	
62 Перевірка на монолітність паяних з'єднань	За переліком 13 цієї таблиці		
63 Вимірювання опору постійному струму обмотки статора в холодному стані кожної вітки або фази	За переліком 15 цієї таблиці		
64 Випробування на прохідність обмотки статора турбогенератора ТГВ	За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш»		
65 Випробування обмотки статора водою на міцність і герметичність для турбогенераторів: — ТВВ — ТГВ-200М	За п.48 цієї таблиці За стандартом (нормаллю) НВО «Електротяжмаш»		
66 Випробування ізоляції випрямленою напругою повністю зібраної обмотки кожної фази окремо за решти заземлених фаз для турбогенераторів: — ТГВ-200 — ТГВ-300	40 50	1 хв 1 хв	Див. додаток Б Те саме
67 Випробування ізоляції повністю зібраної обмотки статора від корпусу напругою промислової частоти: — кожної фази окремо за решти заземлених фаз — на коронування за зниження напруги після випробування	$1,5U_{\text{ном}}$ $1,0U_{\text{ном}}$	1 хв 5 хв	Під час випробування турбогенераторів ТВВ, ТГВ-200М по обмотці повинен циркулювати дистилат з питомим опором, не меншим ніж 100 кОм/см. Видима корона не повинна спостерігатися

Кінець таблиці В.2

1	2	3	4
68 Випробування ізоляції обмотки статора після заведення ротора і встановлення щитів напругою промислової частоти	$1,0U_{\text{ном}}$	1 хв	Під час випробування турбогенераторів ТВВ, ТГВ-200М по обмотках повинен циркулювати дистилат з питомим опором, не меншим ніж 100 кОм/см

Таблиця В.3 — Обсяг і норми поопераційних випробувань ізоляції обмотки ротора турбогенераторів (за винятком турбогенераторів серії ТВВ, ТВФ і ТГВ)

Випробний елемент	Випробна напруга промислової частоти, кВ	Характер і обсяг ремонту
1	2	3
1 Незамінена ізоляція струмопідводів, які від'єднані від котушок і контактних кілець	5(7)	Повна заміна обмотки ротора
2 Незамінена ізоляція струмопідводів, які від'єднані від котушок, але не від'єднані від контактних кілець (якщо відокремлення струмопідводів пов'язане з пошкодженнями їх ізоляції або необхідно зняти контактні кільця) ¹⁾	4	Те саме
3 Незамінена ізоляція контактних кілець за від'єднаних струмопідводів	4	— // —
4 Нова ізоляція струмопідводів до їх укладення	6,5(7,5)	— // —
5 Нова ізоляція струмопідводів після укладення і заклинювання, але до з'єднання з котушками і контактними кільцями	5(7)	— // —
6 Нова ізоляція контактних кілець до насадження на вал ротора ²⁾	6,0	— // —
7 Нова ізоляція контактних кілець після насадження на вал ротора до з'єднання з струмопідводами	4,5	— // —
8 Нова ізоляція струмопідводів після приєднання до переізольованих контактних кілець, але до з'єднання з котушками	4,0	— // —
9 Нова ізоляція міжкотушкових з'єднань (знімних деталей) окремо від обмотки	5,0	— // —
10 Ізоляція гільз до укладення їх в пази: — міканітових — склотекстолітових	10 7	— // —
11 Ізоляція гільз після укладення їх в пази: — міканітових — склотекстолітових	8,0 6,8	— // —

Продовження таблиці В.3

1	2	3
12 Ізоляція окремих котушок після укладення їх в пази та закріплення тимчасовими клинами, але до з'єднання з іншими котушками	6,5	Повна та часткова заміна обмотки ротора
13 Ізоляція котушки після укладення в пази, закріплення тимчасовими клинами та з'єднання з раніше укладеною котушкою	5,5	Повна заміна обмотки ротора
14 Ізоляція укладеної обмотки після першого обпресовування	4,5	Те саме
15 Виткова ізоляція обмотки після першого обпресовування	2,5—3,5 В на виток	— // —
16 Ізоляція обмотки після заклинювання постійними клинами	3,5	— // —
17 Ізоляція обмотки перед посадкою роторних бандажів	3,0	— // —
18 Ізоляція обмотки після посадки роторних бандажів	2,5	— // —
19 Ізоляція незаміненої частини обмотки ротора після виймання пошкодженої котушки	2,0	Часткова заміна обмотки ротора
20 Ізоляція котушок після їх укладення і заклинювання тимчасовими клинами (для турбогенераторів, випробування яких можливе без з'єднання обмоток нових котушок зі старою обмоткою)	За переліками 12—14 цієї таблиці	Те саме
21 Ізоляція обмотки разом зі старою обмоткою після першого обпресовування	1,75	— // —
22 Ізоляція обмотки після заклинювання постійними клинами	1,5	— // —
23 Ізоляція обмотки: — перед посадкою роторних бандажів — після посадки роторних бандажів	1,25 1,0	— // —
24 Ізоляція лобової частини обмотки від сідел	2,5	— // —
25 Ізоляція обмотки від сідел за заземленої обмотки ротора — випробування до ремонту	2,5	Ремонт у межах лобової частини

1	2	3
26 Ізоляція обмотки від сідел після ремонту за заземленої обмотки	2,0	Ремонт у межах лобової частини
27 Ізоляція обмотки ротора від корпусу після закінчення ремонту за знятих бандажів	1,0	Те саме
28 Ізоляція обмотки ротора до та після ремонту	Перевірка мегаомметром 2,5 кВ	—//—
29 Ізоляція обмотки після посадки роторних бандажів	Те саме	—//—
30 Ізоляція обмотки ротора після зняття бандажів, усунення і розклинювання, фрезерування шліців і усунення сідел: — від корпусу — виткова	1,25 2,5—3,5 В на виток	Реконструкція вентиляції лобових частин обмотки
*) Під час повної заміни ізоляції обмотки ротора ізоляцію струмопідводів замінюють лише в тому разі, якщо вона не витримала випробувань згідно з 1 і 2 цієї таблиці. **) Якщо частина ізоляції, яка виступає під контактними кільцями, менша ніж 15 мм, то під час випробування нової ізоляції контактних кілець до насадки їх на вал турбогенераторів випробну напругу знижують до 5 кВ. Примітка. У дужках — випробна напруга для жорсткого приєднання струмопідводів до нижнього витка малої котушки		

Таблиця В.4 — Обсяг і норми операційних випробувань обмотки ротора під час ремонту турбогенераторів серії ТВВ, ТВФ, ТГВ

Випробний елемент	Випробна напруга промислової частоти, кВ	Тривалість випробування, хв	Характер і обсяг ремонту
1	2	3	4
1 Ізоляція перед укладенням нових шин струмопідводів турбогенераторів: — ТВВ, ТВФ — ТГВ	$8,6 \geq 15 U_{\text{ном}} + 3,35 \geq 5,6$ 10,0	1 1	Повна заміна обмотки, струмопідводів і контактних кілець
2 Ізоляція перед укладенням у ізоляційний циліндр нових стрижнів струмопідводів турбогенераторів: — ТВВ, ТВФ — ТГВ	$8,6 \geq 15 U_{\text{ном}} + 3,35 \geq 5,6$ 8,6	1 1	Те саме —//—
3 Ізоляція нових струмоведучих гвинтів перед установленням на ротор турбогенераторів: — ТВВ, ТВФ — ТГВ	$8,6 \geq 15 U_{\text{ном}} + 3,35 \geq 5,6$ 8,6	1 1	—//— —//—
4 Ізоляція нових шин струмопідводів після укладення та заклинювання турбогенераторів: — ТВВ, ТВФ — ТГВ	$7,6 \geq 14 U_{\text{ном}} + 2,7 \geq 4,8$ 9,1	1 1	—//— —//—
5 Ізоляція нових стрижнів струмопідводів після укладення в ротор разом із струмоведучими гвинтами, але без струмопідводів і контактних кілець турбогенераторів: — ТВВ, ТВФ — ТГВ	$7,6 \geq 14 U_{\text{ном}} + 2,7 \geq 4,8$ 6,7	1 1	—//— —//—

Продовження таблиці В.4

1	2	3	4
6 Ізоляція нової втулки контактних кілець після механічної обробки до посадки кілець турбогенераторів: — ТВВ, ТВФ — ТГВ	$8,6 \geq 15 U_{\text{НОМ}} + 4,7 \geq 5,6$ 8,6	1 1	Повна заміна обмотки струмопідводів і контактних кілець
7 Ізоляція контактних кілець після посадки їх на втулку турбогенераторів: — ТВВ, ТВФ — ТГВ	$8,6 \geq 15 U_{\text{НОМ}} + 3,35 \geq 5,6$ 7,6	1 1	Те саме
8 Ізоляція контактних кілець після посадки їх на ротор турбогенераторів: — ТВВ, ТВФ — ТГВ	$6 \geq 9 U_{\text{НОМ}} + 3,35 \geq 3,6$ 6,4	1 1	—//— —//—
9 Ізоляція нових гілз перед укладенням в пази: — міканітових — у турбогенераторах ТГВ — склотекстолітових — у турбогенераторах: ТВВ, ТВФ ТГВ	10 $6,8 \geq 12 U_{\text{НОМ}} + 2,8 \geq 4,25$ 7	1 1 1	—//— —//— —//—
10 Ізоляція нових гілз після укладення в пази: — міканітових — у турбогенераторах ТГВ — склотекстолітових — у турбогенераторах: ТВВ, ТВФ ТГВ	8,5 $6,5 \geq 11 U_{\text{НОМ}} + 2,5 \geq 4,2$ 6,5	1 1 1	—//— —//— —//—
11 Ізоляція котушок від корпусу після укладення в пази та закріплення тимчасовими клинами кожної котушки окремо, яка не має нижнього з'єднання, і кожної пари суміжних котушок, які мають нижнє з'єднання котушок: — у міканітових гілзах турбогенераторів ТГВ — у склотекстолітових гілзах турбогенераторів: ТВВ, ТВФ ТГВ	6,5 $5,7 \geq 10 U_{\text{НОМ}} + 2,2 \geq 3,7$ 5,7	1 1 1	—//— —//— —//—

Продовження таблиці В.4

1	2	3	4
12 Виткова ізоляція котушок після першого обпресовування пазових і лобових частин (випробування імпульсною напругою високої частоти з затухаючою амплітудою)	150 В на виток	0,1	Повна заміна обмотки струмопідводів і контактних кілець
13 Корпусна ізоляція обмотки після першого обпресовування пазових і лобових частин: — з міканітовими гілзами для турбогенераторів ТГВ — із склотекстолітовими гілзами для турбогенераторів: ТВВ, ТВФ ТГВ	5,8 $5 \geq 10 U_{\text{НОМ}} + 1,6 \geq 3$ 5,0	1 1 1	Те саме —//— —//—
14 Виткова ізоляція котушок після заклинювання пазів постійними клинами та встановлення постійних клинів і розпорок у лобових частинах обмотки (випробування імпульсною напругою високої частоти з затухаючою амплітудою)	150 В на виток	0,1	—//—
15 Корпусна ізоляція обмотки після заклинювання пазів постійними клинами та встановлення постійних клинів і розпорок у лобових частинах обмотки: — з міканітовими гілзами для турбогенераторів ТГВ — із склотекстолітовими гілзами для турбогенераторів: ТВВ, ТВФ ТГВ	5,0 $4,5 \geq 10 U_{\text{НОМ}} + 1,2 \geq 2,6$ 4,5	1 1 1	—//— —//— —//—

1	2	3	4
16 Вентиляційні канали обмотки ротора після заклинювання пазів постійними клинами та встановлення постійних клинів і розпорок у лобових частинах обмотки перевіряють на прохідність повітрям для турбогенераторів: — ТВВ, ТВФ — ТГВ (кожний канал обмотки)	За стандартом (нормаллю) ЛНВО «Електросила» Повітря повинне вільно проходити через усі канали обмотки	— —	Лобові частини обмотки закриті гумою
17 Корпусна ізоляція обмотки перед посадкою бандажів: — з міканітовими гільзами для турбогенераторів ТГВ — із склотекстолітовими гільзами для турбогенераторів: ТВВ, ТВФ ТГВ	4,4 $4,25 \geq 9U_{\text{ном}} + 1 \geq 2,3$ 4,25	1 1 1	Повна заміна обмотки, струмопідводів і контактних кілець
18 Вентиляційні канали лобової частини обмотки ротора після посадки бандажів (перевірка на прохідність)	За переліком 16 цієї таблиці		Те саме
19 Корпусна ізоляція обмотки ротора разом із струмопідводами і контактними кільцями після посадки бандажів для турбогенераторів: — ТВВ, ТВФ — ТГВ	$4 \geq 9U_{\text{ном}} + 0,7 \geq 2,1$ 4,0	1 1	—//— —//—
20 Обмотка ротора у холодному стані після посадки бандажів (вимірювання опору постійному струму)	—	—	—//—

Продовження таблиці В.4

1	2	3	4
21 Обмотка ротора після посадки бандажів — вимірювання повного опору змінному струму за напруг 0,05 кВ; 0,1 кВ; 0,15 кВ і 0,2 кВ. Вимірювання виконувати на нерухомому роторі і за номінальної частоти обертання	—	—	—//—
22 Ізоляція контактних кілець разом із струмопідводами, які відокремлені від обмотки для турбогенераторів: — ТВВ, ТВФ — ТГВ	$5,5 \geq 7U_{\text{ном}} + 3 \geq 4,0$ 5,5	1 1	Повна заміна обмотки ротора. Струмопідводи і контактні кільця не ремонтуються
23 Елементи, вказані в 9—21	За переліками 9—21 цієї таблиці	—	Те саме
24 Вентиляційні канали обмотки ротора до зняття бандажів (перевірка на прохідність)	За переліком 16 цієї таблиці	—	Частковий ремонт обмотки
25 Ізоляція незаміненої частини обмотки після виймання пошкоджених котушок разом з ізоляцією струмопідводів і контактних кілець для турбогенераторів: — від корпусу: ТВВ, ТВВ ТГВ — виткова: імпульсною напругою високої частоти з затухаючою амплітудою вимірюванням падіння напруги в котушках, обмотці полюсів і в усій обмотці	$3 \geq 7U_{\text{ном}} + 0,5 \geq 1,5$ 3,0 100 В на виток 5 В на виток	1 1 0,1 5	Те саме —//— —//— —//— —//—
26 Ізоляція гільз: — до укладення в пази — після укладення в пази	За переліком 9 цієї таблиці За переліком 10 цієї таблиці	1 1	Частковий ремонт обмотки

Продовження таблиці В.4

1	2	3	4
27 Ізоляція від корпусу відремонтованих котушок після укладення в пази і закріплення тимчасовими клинами: — котушок, ізоляцію яких можна випробувати, не з'єднуючи з незаміненою частиною обмотки — котушок, ізоляцію яких можна випробувати тільки після з'єднання котушок із незаміненою частиною обмотки турбогенераторів: ТВВ, ТВФ ТГВ	За переліком 11 цієї таблиці $2,5 \geq 5U_{ном} + 0,6 \geq 1,4$ 2,5	1 1 1	Те саме —//— —//—
28 Ізоляція обмотки після першого обпресовування пазових і лобових частин турбогенераторів: — від корпусу: ТВВ, ТВФ ТГВ — виткова: вимірюванням падіння напруги в котушках, обмотці полюсів і в усій обмотці імпульсною напругою високої частоти з затухаючою амплітудою	$2,25 \geq 4,5U_{ном} + 0,6 \geq 1,3$ 2,25 5 В на виток 85 В на виток	1 1 5 0,1	—//— —//— —//— —//—
29 Ізоляція обмотки після заклинювання пазів постійними клинами та встановлення постійних клинів і розпорок у лобових частинах обмотки турбогенератора: — від корпусу: ТВВ, ТВФ ТГВ — виткова: імпульсною напругою високої частоти з затухаючою амплітудою вимірюванням падіння напруги в котушках, обмотці полюсів і в усій обмотці	$2 \geq 4U_{ном} + 0,6 \geq 1,2$ 2,0 70 В на виток 5 В на виток	1 1 0,1 5	Частковий ремонт обмотки Те саме —//— —//— —//—

Продовження таблиці В.4

1	2	3	4
30 Вентиляційні канали обмотки ротора після заклинювання пазів постійними клинами та встановлення постійних клинів і розпорок у лобових частинах обмотки (перевіряють на прохідність)	За переліком 16 цієї таблиці		—//—
31 Корпусна ізоляція обмотки роторів перед посадкою бандажів турбогенераторів ТВВ, ТВФ	$1,75 \geq 3U_{ном} + 0,6 \geq 1,1$	1	—//—
32 Вентиляційні канали обмотки ротора після посадки бандажів оглядають і перевіряють на прохідність	За переліком 16 цієї таблиці		—//—
33 Корпусна ізоляція обмотки ротора разом із струмопідводами і контактними кільцями після посадки бандажів турбогенераторів: — ТВВ, ТВФ — ТГВ	$1,5 \geq 2,5U_{ном} + 0,625 \geq 1,0$ 1,5	1 1	—//— —//—
34 Обмотка ротора в холодному стані після посадки бандажів (вимірювання опору постійному струму). Виміряний опір порівнюють із значенням попереднього вимірювання	Різниця допускається до 2%	—	Частковий ремонт обмотки
35 Обмотка ротора після посадки бандажів — вимірювання повного опору	За переліком 21 цієї таблиці	—	Те саме
36 Вентиляційні канали обмотки ротора до зняття бандажів (перевірка на прохідність)	За переліком 16 цієї таблиці	—	Ремонт у межах лобових частин обмотки та під час переклинювання пазів
37 Корпусна ізоляція обмотки ротора разом з ізоляцією струмопідводів і кілець після закінчення ремонту до посадки бандажів турбогенераторів: — ТВВ, ТВФ — ТГВ	$1,5 \geq 1,5U_{ном} + 0,975 \geq 1,2$ 1,5	1 1	Те саме —//—

1	2	3	4
38 Вентиляційні канали ротора перед посадкою бандажів (огляд і перевірка на прохідність)	За переліком 16 цієї таблиці	—	— // —
39 Вентиляційні канали ротора після посадки бандажів — перевірка на прохідність	За переліком 16 цієї таблиці	—	— // —
40 Корпусна ізоляція обмотки ротора разом з ізоляцією струмопідводів і контактних кілець після посадки бандажів	1	1	— // —
41 Обмотка ротора в холодному стані (вимірювання опору постійному струму) Вимірний опір порівнюють із значенням попереднього вимірювання	Різниця дозволена до 2 %	—	— // —
42 Обмотка ротора після посадки бандажів (вимірювання повного опору)	За переліком 21 цієї таблиці	—	— // —
43 Обмотка ротора (вимірювання опору ізоляції до випробування ізоляції підвищеною напругою і після випробування — мегаомметром на напругу 1,0 кВ)	Додаток Б (Б.2.9)	—	— // —
Примітка 1. Під час випробування виткової ізоляції обмоток роторів імпульсною напругою значення її на виводах обмотки не повинне перевищувати випробну напругу ізоляції обмотки ротора.			

Таблиця В.5 — Обсяг і норми операційних випробувань ізоляції обмотки ротора явнопольосних машин під час ремонту

Випробний елемент	Випробна напруга промислової частоти, кВ, для машин з номінальною напругою збудження, кВ		Характер і обсяг ремонту
	від 0,1 до 0,25	понад 0,25	
1 Ізоляція окремих котушок обмотки ротора після виготовлення та встановлення на полюси: а) від корпусу б) виткова	4,0 3 В на виток	4,5 3 В на виток	Повна заміна обмотки ротора
2 Ізоляція окремої котушки після встановлення на роторі та кріплення полюсів, але до з'єднання котушок між собою і з контактними кільцями: а) від корпусу б) виткова	3,5 2,5 В на виток	4,0 2,5 В на виток	Повна та часткова заміна обмотки ротора
3 Ізоляція контактних кілець, струмопроводів і щіткових траверс до з'єднання з обмоткою	3,5	4,0	Повна заміна обмотки ротора
4 Ізоляція котушок від корпусу після з'єднання між собою та з контактними кільцями	3,0	3,5	Те саме
5 Ізоляція обмотки ротора від корпусу в зібраній машині після ремонту	2,5	3,0	— // —
6 Ізоляція частини обмотки статора, яка залишилася: а) від корпусу б) виткова	2,5 2,0 В на виток	3,0 2,0 В на виток	Часткова заміна обмотки ротора
7 Ізоляція обмотки від корпусу після з'єднання усіх котушок між собою та з контактними кільцями	2,25	2,75	Те саме
8 Обмотка ротора в зібраній машині після часткової заміни ізоляції	2,0	2,5	— // —

ДОДАТОК Г
до п. 7.7 нормативного документа
Мінпаливенерго України «Норми
випробування електрообладнання»
(обов'язковий)

**НОРМИ ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ
ЗМІННОГО СТРУМУ ПІД ЧАС РЕМОНТУ ОБМОТОК**

**Г.1 Випробування електродвигунів з твердими
котушками або зі стрижнями під час повної
заміни обмоток**

Г.1.1 Випробування сталі статора

Г.1.1.1 Електродвигуни потужністю 40 кВт та вище випробують перед укладенням обмотки і після ремонту активної сталі. За індукції 1 Тл питомі втрати в сталі не повинні перевищувати 5 Вт/кг, найбільше нагрівання зубців має бути не більшим ніж 45 °С, а найбільша різниця нагрівання різних зубців має бути не більша ніж 30 °С.

Г.1.2 Вимірювання опору ізоляції обмоток

Г.1.2.1 Опір вимірюють в електродвигунах на напругу до 0,66 кВ включно мегаомметром на напругу 1,0 кВ, а в електродвигунах на напругу вище 0,66 кВ — мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Допустимі значення опору ізоляції обмоток регламентують додатком Б.

Г.1.3 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Г.1.3.1 Випробну напругу у разі повної заміни обмотки статора приймають згідно з таблицею Г.1. Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв.

Г.1.4 Випробування виткової ізоляції обмотки імпульсною напругою високої частоти

Г.1.4.1 Випробну напругу виткової ізоляції котушок до укладення їх в пази потрібно вибирати відповідно до стандар-

Таблиця Г.1 — Випробна напруга промислової частоти під час ремонту обмотки статора електродвигуна (з твердими котушками або стрижневою обмоткою)

Випробний елемент	Випробна напруга, кВ, електродвигунів на номінальну напругу, кВ						
	до 0,66	3	6	10	3	6	10
	потужністю до 1000 кВт				потужністю вище 1000 кВт		
1 Окрема котушка (стрижень) ¹ перед укладенням	4,5	13,5	21,5	31,5	13,5	23,5	34
2 Обмотки після укладення в пази до паяння міжкотушкових з'єднань	3,5	11,5	18,5	29,0	11,5	20,5	30
3 Обмотки після паяння та ізолювання з'єднань	3,0	9,0	15,8	25,0	9,0	18,5	27
4 Головна ізоляція обмотки зібраного електродвигуна	$2U_{ном}+1$, але не нижче 1,5	7,0	13,0	21,0	7,0	15,0	23

¹ Якщо стрижні або котушки ізолювані мікастрічкою без компаундування ізоляцією, то випробну напругу за переліками 1 і 2 можна знизити на 5 %.

ту або норм підприємства, згідно з рисунками якого виготовлені котушки.

Г.1.4.2 Випробну напругу виткової ізоляції після укладення нової обмотки або нових котушок приймають згідно з таблицею Г.2. Тривалість випробувань — від 3 с до 10 с. Випробування виконують за наявності апаратури, призначеної для таких випробувань.

Г.1.4.3 Випробування виткової ізоляції частини обмотки, яка залишилася під час заміни декількох котушок, дозволено виконувати лише для котушок, які відгинають у разі піднімання кроку і знову укладають в пази, виводи яких були розпаяні.

Величину випробної напруги для зазначеного випадку вибирають згідно з документацією ремонтної організації, але вона має становити не менше ніж 50 % значень, наведених у таблиці Г.2. За наявності випробної апаратури, яка дає змогу виконувати випробування всієї частини обмотки, яка залишилася, без

Таблиця Г.2 — Імпульсна випробна напруга виткової ізоляції обмоток статора

Ізоляція витків	Амплітуда напруги, вольт на виток	
	до укладення секцій у пази	після укладення та бандажування
Провід ПБО	210	180
Провід ПБД, ПДА, ПСД	420	360
Провід ПБД, ізолюваний за усією довжиною одним шаром паперової стрічки ввівнапустки	700	600
Провід ПДА і ПБД, ізолюваний шаром мікастрічки через виток	700	600
Провід ПДА і ПБА, ізолюваний одним шаром мікастрічки через виток з прокладками міканіту в пазовій частині між витками	1000	850
Провід, ізолюваний за усією довжиною витка одним шаром мікастрічки товщиною 0,13 мм ввівнапустки	1100	950
Провід ПБД, ізолюваний за усією довжиною витка ввівнапустки шовковою лаковою тканиною товщиною 0,1 мм	1400	1200
Проводи ПДА і ПБД, ізолювані за усією довжиною витка одним шаром мікастрічки товщиною 0,13 мм ввівнапустки або 1/3 напустки	1400	1200
Проводи ПДБ або ПДА, ізолювані за усією довжиною витка одним шаром мікастрічки товщиною 0,13 мм ввівнапустки і зверху одним шаром бавовняної стрічки впритул	2100	1800
Провід ПДА, ізолюваний за усією довжиною витка двома шарами мікастрічки товщиною 0,13 мм ввівнапустки	2800	2400

додаткового її розпаювання, приймають таку ж випробну напругу, як і для котушок, що відгиналися.

Г.1.5 Вимірювання опору обмотки постійному струму

Виміряне значення опору обмоток не повинне відрізнятися від нормованого більше ніж на 3 % для електродвигунів напругою до 0,66 кВ і більше ніж на 2 % — для решти електродвигунів.

Г.2 Випробування електродвигунів під час повної заміни всипних обмоток

Г.2.1 Вимірювання опору ізоляції обмоток

Опір вимірюють мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Допустимі значення опору ізоляції обмоток регламентують згідно з додатком Б.

Г.2.2 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Випробну напругу під час повної заміни обмотки статора приймають згідно з таблицею Г.3.

Таблиця Г.3 — Випробна напруга промислової частоти під час ремонту всипних обмоток електродвигунів

Випробний елемент	Випробна напруга, кВ, для електродвигунів потужністю, кВт	
	0,2—10	більше 10
Обмотки після укладення в пази до паяння міжкотушкових з'єднань	2,5	3,0
Обмотки після паяння та ізолювання міжкотушкових з'єднань, якщо намотування виконувалося за групами або котушками	2,3	2,7
Обмотки після просочення та запресування обмотаного осердя	2,2	2,5
Головна ізоляція обмотки зібраного електродвигуна	$2U_{ном} + 1$, але не нижче 1,5	

Г.2.3 Вимірювання опору обмотки постійному струму

Виміряне значення опору обмоток не повинне відрізнятися від нормованого більше ніж на 3 %.

Г.3 Випробування електродвигунів з твердими котушками або зі стрижнями під час часткової заміни обмоток

Г.3.1 Вимірювання опору ізоляції обмоток

Опір вимірюють в електродвигунах на напругу до 0,66 кВ включно мегаомметром на напругу 1,0 кВ, а на напругу вище 0,66 кВ — мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Допустиме значення опору ізоляції обмоток регламентують згідно з додатком Б.

Г.3.2 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Випробну напругу під час часткової заміни обмотки статора приймають згідно з таблицею Г.4.

Таблиця Г.4 — Випробна напруга промислової частоти електродвигунів під час часткової заміни обмотки статора

Випробний елемент	Випробна напруга, кВ
Частина обмотки, яка залишилася	$2U_{ном}$
Запасні котушки (секції, стрижні) перед укладенням в електродвигун	$2,25U_{ном} + 2,0$
Те саме після закладання в пази перед з'єднанням зі старою частиною обмотки	$2U_{ном} + 1,0$
Головна ізоляція обмотки повністю зібраного електродвигуна	$1,7U_{ном}$
Виткова ізоляція	Згідно з таблицею Г.2

Г.3.3 Вимірювання опору обмотки постійному струму

Виміряне значення опору обмоток не повинне відрізнятися від нормованого більше ніж на 3 % — для електродвигунів напругою до 0,66 кВ і більше ніж на 2 % — для решти двигунів.

Г.4 Випробування, які проводять під час ремонтів обмотки ротора асинхронних електродвигунів з фазним ротором

Значення випробної напруги під час повної заміни обмотки ротора приймають згідно з таблицею Г.5.

У разі часткової заміни обмотки після з'єднання, паяння та бандажування значення випробної напруги приймають $1,5 U_{ном}$, але не нижче ніж 1 кВ.

Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв.

Для роторів синхронних електродвигунів випробування проводять за нормами для роторів синхронних явнополюсних генераторів і синхронних компенсаторів.

Таблиця Г.5 — Випробна напруга промислової частоти електродвигунів під час повної заміни обмотки ротора

Випробний елемент	Випробна напруга, кВ
Стрижні обмотки після виготовлення, але до закладання в пази	$2U_{рот} + 3,0$
Стрижні обмотки після закладання у пази, але до з'єднання	$2U_{рот} + 2,0$
Обмотка після з'єднання, паяння і бандажування	$2U_{рот} + 1,0$
Контактні кільця до з'єднання з обмоткою	$2U_{рот} + 2,2$
Частина обмотки, яка залишилася після виймання заміненних котушок (секцій, стрижнів)	$2U_{рот}$ але не нижче 1,2
Вся обмотка після приєднання нових котушок (секцій, стрижнів)	$1,7U_{рот}$ але не нижче 1,0
Примітка. $U_{рот}$ — напруга на кільцях за розімкнутого та нерухомого ротора і номінальної напруги на статорі.	

ДОДАТОК Д

до п.п.8.2, 8.13.1, табл.В.1 нормативного документа Мінпаливенерго України «Норми випробування електрообладнання»
(обов'язковий)

КОНТРОЛЬ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПЕРЕД ВВЕДЕННЯМ ДО ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Цей додаток визначає умови введення до експлуатації силових масляних трансформаторів і автотрансформаторів на напругу до 750 кВ.

Питання про допустимість увімкнення трансформаторів без сушіння необхідно вирішувати за результатами випробувань і з урахуванням умов, в яких знаходився трансформатор до і під час монтажу.

Якщо за даними попередньої перевірки стану ізоляції, виконаної згідно з Д.1 і Д.2, трансформатори напругою до 35 кВ підлягають контрольному прогріву, підсушуванню або сушінню, то після проведення цих робіт вимірювання характеристик ізоляції потрібно повторити.

Якщо за даними попередньої перевірки стану ізоляції, виконаної згідно з РД 16.363 і заводськими інструкціями, трансформатори 110—750 кВ підлягають контрольному підсушуванню або сушінню, то характеристики ізоляції активної частини вимірюють тільки після проведення цих робіт і огляду.

Д.1 Трансформатори на напругу до 35 кВ потужністю до 6300 кВ·А, які транспортують з маслом і розширником

Д.1.1 Стан трансформатора до і під час монтажу перевіряють в такому порядку та обсязі:

— зовнішній огляд і перевірка наявності пломб на кранах і пробці для відбирання проби масла;

— відбирання проби масла з трансформатора і випробування в обсязі скороченого аналізу;

— вимірювання опору ізоляції R_{60} і визначення відношення R_{60}/R_{15} .

Д.1.2 Умови увімкнення трансформатора без сушіння:

а) рівень масла має бути в межах відміток маслопоказника;

б) характеристики масла мають відповідати перелікам 1, 2, 4—6 таблиці 48;

в) значення R_{60}/R_{15} повинне бути не менше ніж 1,3, а R_{60} — не менше значень, наведених у таблиці Д.4;

г) якщо умову Д.1.2, зазначену в переліку а), не дотримано, але обмотки трансформатора і перемикача покриті маслом, або якщо не виконано умову Д.1.2, зазначену в переліку б) або в), але в маслі відсутні сліди води і пробивна напруга масла знизилася порівняно з напругою, яка потрібна за Д.1.2, перелік б), але не більше ніж на 5 кВ, то необхідно додатково виміряти $\tan \delta$ обмоток у маслі, що мають задовольняти нормам, наведеним відповідно в таблиці Д.2.

Д.1.3 Трансформатори можна вмикати без сушіння у разі дотримання однієї з таких умов Д.1.2:

— переліки а), б), в);

— переліки б), в), г);

— переліки а), в), г);

— переліки а), б), г).

Примітка. Для трансформаторів потужністю до 630 кВ·А достатньо виконати випробування масла тільки на пробивну напругу. Крім того, в маслі не має бути слідів води. Необхідно виміряти опір ізоляції R_{60} і записати його значення в протоколі випробування. Для увімкнення цих трансформаторів без сушіння необхідно дотримуватися однієї з таких умов Д.1.2:

— переліки а), б);

— переліки б), г);

— переліки а), г).

Д.2 Трансформатори на напругу до 35 кВ потужністю 10000 кВ·А і більше, які транспортують з маслом без розширника

Д.2.1 Стан трансформатора до і під час монтажу перевіряють в такому порядку та обсязі:

- зовнішній огляд і перевірка наявності пломб на кранах і на пробці для відбирання проби масла, випробування на герметичність;

- відбирання проби масла з трансформатора і випробування в обсязі скороченого аналізу;

- вимірювання опору ізоляції R_{60} і визначення відношень R_{60}/R_{15} або $\text{tg}\delta$ обмоток після закінчення монтажу та заливання трансформатора маслом.

Д.2.2 Умови увімкнення трансформаторів без сушіння:

- трансформатор має бути герметичним;

- характеристики масла мають відповідати перелікам 1—6 таблиці 48;

- значення R_{60} і $\text{tg}\delta$, виміряні після заливання масла в трансформатор, мають відповідати нормам, наведеним у таблицях Д.2, Д.4, або значення R_{60} і $\text{tg}\delta$, приведені до температури ізоляції під час вимірювання цих характеристик на заводі, не повинні відрізнятися від значень, зазначених у заводському протоколі, більше ніж на 30 % у бік погіршення.

Д.2.3 Трансформатори можна вмикати без сушіння за додержання умов, зазначених у Д.2.

Д.3 Додаткові заходи

Д.3.1 Трансформатори на напругу до 35 кВ усіх потужностей підлягають контрольному прогріванню згідно з заводськими інструкціями в таких випадках:

- у разі ознак зволоження масла;

- якщо тривалість зберігання під час монтажу без доливання масла перевищує зазначену в інструкції, але не більше семи місяців;

- якщо час знаходження активної частини трансформатора на повітрі перевищує час, зазначений в інструкції, але не більше ніж у два рази;

- якщо характеристики ізоляції не відповідають нормам, наведеним у Д.7 цього додатка.

Д.3.2 Контрольне підсушування трансформаторів на напругу до 35 кВ виконують, якщо після контрольного прогрівання характеристики ізоляції не відповідають вимогам Д.7, або якщо час зберігання трансформаторів без доливання масла становить більше семи місяців, але не перевищує одного року.

Д.3.3 Підсушування трансформаторів на напругу 110—750 кВ виконують у разі порушення вимог РД 16.363 із запобігання ізоляції трансформаторів від зволоження або у разі одержання незадовільних результатів вимірювань і перевірок у таких випадках:

- якщо попереднє оцінювання стану ізоляції трансформатора виконувалося після 10 днів з моменту його прибуття;

- якщо порушені умови зберігання, герметизації, заливання та доливання трансформатора маслом, передбачені РД 16.363;

- якщо вміст води зразка ізоляції товщиною 1 мм для трансформаторів потужністю 63 МВ·А і більше перевищує 1 %.

Д.3.4 Сушіння трансформаторів виконують в таких випадках:

- у разі порушення вимог РД 16.363 із запобігання ізоляції трансформаторів від зволоження або у разі одержання незадовільних результатів вимірювань і перевірок за Д.3.3 і порушення умов розгерметизації трансформатора, якщо при цьому вміст води зразка ізоляції товщиною 3 мм перевищує 1 %;

- якщо на активній частині або в баці трансформатора виявлено сліди води;

- якщо тривалість зберігання трансформатора в транспортному стані перевищує один рік;

- якщо тривалість розгерметизації трансформатора більше ніж у два рази перевищує нормоване значення;

— у разі отримання незадовільних результатів підсушування.

Д.4 Методика вимірювання характеристик ізоляції

Д.4.1 Умови вимірювання

Д.4.1.1 Характеристики ізоляції дозволено вимірювати не раніше ніж через 12 годин після закінчення заливання трансформатора маслом.

Д.4.1.2 Характеристики ізоляції вимірюють за температури ізоляції, не нижчої ніж 10 °С — для трансформаторів на напругу до 150 кВ; за температури 20 °С — для трансформаторів на напругу 220—750 кВ і за температури, наближеної до зазначеної в паспорті, — для реакторів 500 кВ і вище (різниця не більша ніж 5 °С).

Д.4.1.3 Для забезпечення зазначеної у Д.4.1.2 температури трансформатори підлягають нагріванню до температури, яка перевищує необхідну на 10 °С.

Характеристики ізоляції вимірюють на спаді температури за відхилення її від необхідного значення не більше ніж на 5 °С. Температуру ізоляції визначають до початку вимірювання характеристик ізоляції.

Д.4.1.4 Перед вимірюванням характеристик ізоляції поверхню вводів трансформатора необхідно протерти.

Д.4.1.5 Під час вимірювання характеристик ізоляції у разі великого вмісту вологи в повітрі або неможливості забезпечити чистоту поверхні вводів рекомендують використовувати екрани.

Д.4.2 Схеми вимірювання

Д.4.2.1 Характеристики ізоляції вимірюють за схемами і в послідовності, зазначеній у таблиці Д.1, з урахуванням схем, які наведені в паспорті трансформатора.

Д.4.2.2 Під час вимірювання всі вводи обмоток однієї напруги з'єднують разом. Решту обмоток і бак трансформатора необхідно заземлити.

Д.5 Температура ізоляції

Д.5.1 За температуру ізоляції трансформатора на напругу до 35 кВ, який не піддавався нагріванню, приймають температуру верхніх шарів масла. У трансформаторах на напругу вище 35 кВ, залитих маслом, за температуру ізоляції слід приймати температуру фази В обмотки ВН, яку визначають за її опором постійному струму.

Д.5.2 Якщо температура ізоляції не відповідає умовам, зазначеним у Д.4.1, то для вимірювання характеристик ізоляції трансформатор необхідно нагріти.

У разі нагрівання трансформатора температура ізоляції дорівнює середній температурі обмотки ВН фази В, яку визначають за опором обмотки постійному струму. Зазначений опір вимірюють не раніше ніж через 60 хв після припинення нагрівання обмотки струмом або через 30 хв після припинення зовнішнього нагрівання.

Д.5.3 У разі визначення температури обмотки за опором постійному струму температуру обмотки t_x рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_x = \frac{R_x}{R_0} (235 + t_0) - 235, \quad (\text{Д.1})$$

де R_x — виміряне значення опору обмотки за температури t_x , Ом;
 R_0 — опір обмотки, виміряний на заводі за температури t_0 (записана у паспорті трансформатора), Ом;

235 (225) — коефіцієнт для мідних (алюмінієвих) обмоток.

Д.6 Вимірювання характеристик ізоляції

Д.6.1 Опір ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Перед початком вимірювання всі обмотки мають бути заземлені не менше ніж на 120 с.

Перед повторним вимірюванням за наведеними схемами всі обмотки потрібно заземлювати не менше ніж на 300 с.

Показання мегаомметра відраховують через 15 с і 60 с після прикладення напруги до ізоляції обмотки. За початок відліку допускається приймати початок обертання рукоятки мегаомметра.

Тангенс обмоток ($\text{tg}\delta$) вимірюють мостом змінного струму типу Р5026, СА7100 (або іншим аналогічним) за «перевернутою» схемою.

Д.6.2 Вимірювання R_{60} і $\text{tg}\delta$ виконують з метою одержання початкових даних для контролю за станом ізоляції трансформаторів у процесі експлуатації та перевірки відсутності порушення її стану після закінчення монтажу.

Д.6.3 За значеннями R_{60} і $\text{tg}\delta$ можна виявити місцеві зволоження та забруднення ізоляційних вузлів (ізоляційні деталі і вузли пристроїв РПН, ізоляція відводів), погіршення стану масла.

Д.6.4 Відносну вологість повітря визначають аспіраційним або кімнатним психрометром за різницею показань сухого та змоченого термометрів за допомогою психрометричної таблиці (РД 16.363).

У разі визначення відносної вологості повітря поза приміщенням кімнатний психрометр має бути захищений від впливу вітру та протягу.

Відносну вологість вимірюють безпосередньо перед розкриттям трансформатора.

Д.7 Норми оцінювання характеристик ізоляції

Д.7.1 Оцінювання результатів вимірювань виконують шляхом порівняння їх зі значеннями, отриманими під час виготовлення трансформатора і вказаними в його паспорті.

Для порівняння отримані значення R_{60} і $\text{tg}\delta$ ізоляції потрібно перерахувати до умов паспортного вимірювання. При цьому порівнюються результати вимірювань, отримані за найбільш близької до паспортної температури.

У разі підвищення температури ізоляції R_{60} зменшується, а $\text{tg}\delta$ збільшується.

Таблиця Д.1 — Схеми вимірювання характеристик ізоляції трансформаторів

Послідовність вимірювань	Двообмоткові трансформатори		Триобмоткові трансформатори		Автотрансформатори		Шунтуючі реактори		Заземлювальні реактори	
	Обмотки, які вимірюються	Заземлені частини трансформатора	Обмотки, які вимірюються	Заземлені частини трансформатора	Обмотки, які вимірюються	Заземлені частини автотрансформатора	Обмотки, які вимірюються	Заземлені частини реактора	Обмотки, які вимірюються	Заземлені частини реактора
1	НН	Бак, ВН ¹⁾	НН	Бак, СН, ВН	НН	Бак, ВН+СН	ВН	ВН	ВН	Бак, НН
2	ВН	Бак, НН ¹⁾	СН	Бак, ВН, НН	ВН+СН	Бак, НН	—	—	—	—
3	(ВН+НН) ²⁾	—	ВН	Бак, НН, СН	ВН+СН+НН	—	—	—	—	—
4	—	—	(ВН+СН) ²⁾	Бак, НН	—	—	—	—	—	—
5	—	—	(ВН+СН+НН) ²⁾	—	—	—	—	—	—	—

¹⁾ Обмотки високої та низької напруги.

²⁾ Вимірювання обов'язкове лише для трансформаторів потужністю 16 000 кВА і більше.

Д.7.2 Виміряне під час монтажу значення $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток (за тієї самої температури, що й на заводі) або приведення до цієї температури (якщо температура під час вимірювання відрізняється від заводської) повинне бути:

- для трансформаторів на напругу до 35 кВ, залитих маслом, — не вище значень, наведених у таблиці Д.2;
- для трансформаторів на напругу 110—750 кВ — не більше 150 % паспортного значення.

Значення $\text{tg}\delta$, які приведені до заводської температури, дорівнюють або менші ніж 1 %, вважають задовільними (без порівняння з паспортними).

Таблиця Д.2 — Найбільші допустимі значення $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток трансформаторів на напругу до 35 кВ, залитих маслом

Потужність трансформатора, кВ · А	Значення $\text{tg}\delta$, %, за температури обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300	1,2	1,5	2,0	2,5	3,4	4,5	6,0
10000 і більше	0,8	1,0	1,3	1,7	2,3	3,0	4,0

Примітка. Значення $\text{tg}\delta$ відносяться до всіх обмоток даного трансформатора.

Д.7.3 Для приведення значення $\text{tg}\delta$, виміряного за температури на монтажі, до значення $\text{tg}\delta$, виміряного за температури на заводі, необхідно перерахувати дані вимірювань за допомогою коефіцієнта K_1 , значення якого наведені в таблиці Д.3.

Приклад перерахунку

Вимірювання $\text{tg}\delta$ ізоляції виконують за схемою ВН — (бак, НН).

Дані заводського протоколу:

$\text{tg}\delta = 0,7$ % за температури вимірювання $t_2 = 61$ °С.

Дані монтажного протоколу:

$\text{tg}\delta_m = 0,8$ % за температури вимірювання $t_1 = 58$ °С.

Різниця $t_2 - t_1 = 3$ °С; $K_1 = 1,09$.

Значення $\text{tg}\delta_n$, приведені до температури вимірювання на заводі, %:

Таблиця Д.3 — Значення коефіцієнта K_1 для перерахування значень $\text{tg}\delta$

Різниця температур ($t_2 - t_1$), °С	Значення K_1	Різниця температур ($t_2 - t_1$), °С	Значення K_1
1	1,03	10	1,31
2	1,06	15	1,51
3	1,09	20	1,75
4	1,12	25	2,0
5	1,15	30	2,3
6	1,18	—	—
7	1,21	—	—

Примітка 1. Значення K_1 для різниці температур, не зазначеної в таблиці Д.3, визначають множенням відповідних коефіцієнтів. Наприклад, K_1 , який відповідає різниці температур 8 °С, визначають таким чином: $K_1 = K_3 \cdot K_5 = 1,15 \cdot 1,09 = 1,25$.

Примітка 2. t_2 — найбільша температура, t_1 — найменша температура.

$$\text{tg}\delta_n = \text{tg}\delta_m \cdot K_1 = 0,8 \cdot 1,09 = 0,87.$$

Значення $\text{tg}\delta_n$ менше від 150 % значення $\text{tg}\delta$, виміряного на заводі ($0,7 \cdot 1,5 = 1,05$ %).

Д.7.4 Значення R_{60} ізоляції, виміряне під час монтажу (за заводської температури або приведені до цієї температури), повинне бути:

- для трансформаторів на напругу до 35 кВ, залитих маслом, — не менше значень, наведених у таблиці Д.4;

Таблиця Д.4 — Найменші допустимі значення опору ізоляції обмоток трансформаторів на напругу до 35 кВ, залитих маслом

Потужність трансформатора	Значення R_{60} , МОм, за температури обмотки, °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.

— для трансформаторів на напругу 110—750 кВ — не менше ніж 50 % значення, наведеного в паспорті трансформатора.

Для приведення значень R_{60} , вимірюваних під час монтажу, до температури вимірювання R_{60} на заводі, необхідно перерахувати дані вимірювань за допомогою коефіцієнта K_2 , значення якого наведені в таблиці Д.5.

Приклад перерахунку

Вимірювання R_{60} виконують за схемою ВН — (бак, НН).

Дані заводського протоколу:

$R_{60} = 450$ МОм за температури $t_2 = 61$ °С.

Дані монтажного протоколу:

$R_{60} = 420$ МОм за температури $t_1 = 58$ °С.

Різниця $t_2 - t_1 = 3$ °С; $K_2 = 1,13$.

Значення $R_{60} = 420 \cdot 1,13 = 372$ МОм.

Значення $R_{60} = 372$ МОм більше 50 % значення R_{60} , вимірюваного на заводі ($450 \cdot 0,5 = 225$ МОм).

Таблиця Д.5 — Значення коефіцієнта K_2 для перерахунку значень R_{60}

Різниця температур ($t_2 - t_1$), °С	Значення K_2	Різниця температур ($t_2 - t_1$), °С	Значення K_2
1	1,04	10	1,5
2	1,08	15	1,84
3	1,13	20	2,25
4	1,17	25	2,75
5	1,22	30	3,4
6	1,28	—	—
7	1,34	—	—

Д.7.5 Необхідно враховувати вплив масла, яке заливають в силові трансформатори, на $\text{tg} \delta$ і R_{60} ізоляції.

Якщо значення $\text{tg} \delta$ масла, залитого під час монтажу в трансформатор ($\text{tg} \delta_{\text{м2\%}}$), знаходиться в межах, передбачених нормативними документами, але відрізняється від заводсько-

го, слід враховувати поправку, після чого остаточно вирішувати питання про необхідність проведення додаткових заходів для поліпшення стану ізоляції.

Фактичне значення $\text{tg} \delta_n$ і R_{60} ізоляції з урахуванням впливу масла визначають за формулами:

$$\text{tg} \delta_n = \text{tg} \delta_{\text{вим}} - K(\text{tg} \delta_{\text{м2}} - \text{tg} \delta_{\text{м1}}); \quad (\text{Д.2})$$

$$R_{60} = R_{60\text{-вим}} \frac{\text{tg} \delta_{\text{м2}}}{\text{tg} \delta_{\text{м1}}}, \quad (\text{Д.3})$$

де $\text{tg} \delta_{\text{вим}}$, $R_{60\text{-вим}}$ — виміряні значення $\text{tg} \delta$ і R_{60} ізоляції;

K — коефіцієнт приведення, який залежить від конструктивних особливостей трансформатора; $K \approx 0,45$;

$\text{tg} \delta_{\text{м2}}$ — значення $\text{tg} \delta$ масла, залитого під час монтажу, приведені до температури вимірювання характеристик ізоляції за допомогою коефіцієнта K_3 (таблиця Д.6);

$\text{tg} \delta_{\text{м1}}$ — значення $\text{tg} \delta$ масла, залитого на заводі, приведені до температури вимірювання характеристик ізоляції за допомогою коефіцієнта K_3 (таблиця Д.6).

Таблиця Д.6 — Значення коефіцієнта K_3 для перерахунку значень $\text{tg} \delta$ масла

Різниця температур ($t_2 - t_1$), °С	Значення K_3	Різниця температур ($t_2 - t_1$), °С	Значення K_3
1	1,04	25	2,75
2	1,08	30	3,4
3	1,13	35	4,15
4	1,17	40	5,1
5	1,22	45	6,2
10	1,5	50	7,5
15	1,84	60	11,2
20	2,25	70	17,0

Приклад перерахунку

Початкові дані:

Виміряні під час монтажу і приведені до заводської температури (55 °С) значення $\operatorname{tg}\delta$ і R_{60° ізоляції становлять 1,6 % і 420 МОм.

Виміряні значення $\operatorname{tg}\delta$ масла за 90 °С становлять, %:

— на заводі $\operatorname{tg}\delta_{m1} = 2,15$;

— під час монтажу $\operatorname{tg}\delta_{m2} = 2,5$.

Обчислення фактичного значення $\operatorname{tg}\delta_n$ і R_{60° ізоляції:

приводимо заводське значення $\operatorname{tg}\delta_{m1}$ до температури вимірювання характеристик ізоляції (55 °С):

$$\operatorname{tg}\delta_{m1} = \frac{2,15}{4,15} = 0,52$$

(згідно з таблицею Д.6 $K_3 = 4,15$ і відповідає різниці температур $t_2 - t_1 = 90 - 55 = 35$ °С);

приводимо монтажне значення $\operatorname{tg}\delta$ масла до температури вимірювання характеристик ізоляції:

$$\operatorname{tg}\delta_{m2} = \frac{2,5}{4,15} = 0,6;$$

визначаємо фактичне значення $\operatorname{tg}\delta_n$ ізоляції:

$$\operatorname{tg}\delta_n = 1,6 - 0,45 (0,6 - 0,52) = 1,56;$$

визначаємо фактичне значення R_{60° ізоляції:

$$R_{60^\circ} = 420 \cdot \frac{0,6}{0,52} = 485 \text{ МОм.}$$

ДОДАТОК Е

до п.п.8.2—8.4, 8.16 нормативного документа Мінпаливенерго України «Норми випробування електрообладнання»

(обов'язковий)

КОНТРОЛЬ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІСЛЯ КАПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ

Е.1 Цей додаток розповсюджується на умови введення до експлуатації після капітального ремонту маслонаповнених трансформаторів на напругу до 750 кВ, що здійснюється відповідно до чинних нормативних документів та вказівок підприємств-виробників.

Е.2 Трансформатори, які пройшли капітальний ремонт з повною чи частковою заміною обмоток або ізоляції, підлягають сушінню незалежно від результатів вимірювань.

Е.3 Трансформатори, які пройшли капітальний ремонт без заміни обмоток або ізоляції, можуть бути введені в роботу без сушіння у разі дотримання умов знаходження активної частини на повітрі, а також у разі відповідності характеристик ізоляції обмоток вимогам Е.3.1 і Е.3.2.

Е.3.1 Значення опору ізоляції обмоток трансформаторів, які вводяться в експлуатацію після капітального ремонту, повинні бути не меншими ніж 50 % від значень, отриманих під час приймально-здавальних випробувань або паспортних. Для трансформаторів на напругу до 35 кВ потужністю до 10 МВ · А значення R_{60° має бути не меншим ніж значення, наведені у таблиці Е.1.

Е.3.2 Для трансформаторів, які вводять до експлуатації після капітального ремонту, отримані значення $\operatorname{tg}\delta$ ізоляції з урахуванням впливу $\operatorname{tg}\delta$ масла не повинні відрізнятися більше ніж на 50 % від значень, отриманих під час приймально-здавальних випробувань або паспортних даних.

Значення $\tan \delta$ ізоляції, виміряні за температури ізоляції 20 °С та вище, менші ніж 1 % вважають задовільними.

Е.4 Під час капітального ремонту з повною заміною обмоток і ізоляції випробування ізоляції обмоток обов'язкове для усіх типів трансформаторів. Значення випробної напруги повинне дорівнювати значенню заводської випробної напруги.

Під час ремонту з частковою заміною ізоляції значення випробної напруги повинні дорівнювати 90 % від заводської.

Таблиця Е.1 — Найменші допустимі значення опору ізоляції R_{60} обмоток трансформатора на напругу до 35 кВ потужністю до 10 МВ·А

Температура обмотки, °С	10	20	30	40	50	60	70
Значення R_{60} , МОм	450	300	200	130	90	60	40
Примітка. Значення R_{60} відносяться до всіх обмоток даного трансформатора.							

Під час капітального ремонту з частковою заміною обмоток або реконструкцією значення випробної напруги приймають 0,9 від значення заводської випробної напруги.

Е.5 У разі розглядання умов увімкнення трансформаторів характеристика масла, яке заливається в трансформатор, повинна відповідати вимогам таблиці 48 та ГKD 34.43.101.

Е.6 Тривалість роботи, пов'язаної з розгерметизацією бака, не має перевищувати, год:

- а) для трансформаторів на напругу до 35 кВ:
 - за відносної вологості до 75 % — 48;
 - за відносної вологості до 85 % — 32;
- б) для трансформаторів на напругу 110—750 кВ:
 - за відносної вологості до 75 % — 16;
 - за відносної вологості до 85 % — 10.

В залежності від конкретних умов і місцевих можливостей (підкачка сухого повітря тощо), а також вимог заводу-виробника, цей час може змінюватися, але загальний час знаходження в розгерметизованому стані (під час капремонта) не більше ніж 100 годин.

Е.7 Розкриття активної частини виконують за стійкої сухої і ясної погоди та відносної вологості навколишнього повітря не вище ніж 85 %.

Е.8 Температура активної частини протягом усього періоду розгерметизації має перевищувати температуру точки роси навколишнього повітря не менше ніж на 10 °С і в усіх випадках повинна бути не нижче ніж 10 °С.

Е.9 Під час вимірювань враховують температурні залежності характеристик ізоляції обмоток і вплив $\tan \delta$ масла, залитого в трансформатор.

Е.10 З метою одержання початкових даних для контролю за станом ізоляції трансформаторів у процесі подальшої експлуатації рекомендується виконувати додаткові вимірювання $\tan \delta$ і опору ізоляції R_{60} за температури ізоляції від 25 °С до 35 °С.

Е.11 Після закінчення ремонту на всіх трансформаторах ізоляцію підсушують.

Е.12 Сушіння ізоляції трансформаторів, крім зазначених у Е.2, виконують у разі, якщо:

- тривалість знаходження активної частини на повітрі перевищує час, зазначений у Е.6;
- характеристики ізоляції, виміряні після ремонту, не відповідають нормованим значенням;
- вміст води в зразках ізоляції трансформаторів на напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВ·А і більше перевищує значення, зазначені в таблиці Е.2.

Таблиця Е.2 — Граничне значення вмісту води зразків ізоляції під час закінчення капітального ремонту трансформатора

Клас напруги трансформатора, кВ	Потужність трансформатора, МВ·А	Вміст води зразка W , % маси	
		Товщиною 1 мм на кінець підсушування	Товщиною 3 мм на кінець сушіння
110—750	Всіх потужностей	1,0	1,0

Е.13 У разі порівняння стану ізоляції трансформаторів до і після ремонту доцільно мати непряму оцінку вмісту води в твердій ізоляції трансформатора. Це можна зробити за результатами вимірювань $\text{tg}\delta$ ізоляції ($\text{tg}\delta_{\text{і}}$) трансформатора за температури 30 °С або 60 °С (або значеннях $\text{tg}\delta$, приведених до цих температур) і $\text{tg}\delta$ масла ($\text{tg}\delta_{\text{м}}$) за допомогою номограм, наведених на рисунках Е.1 і Е.2.

Е.14 Точка, яка відповідає шуканій вологості твердї ізоляції трансформатора, лежить на перетині прямої, яка проходить через точки, відповідні заданим значенням $\text{tg}\delta_{\text{м}}$ і $\text{tg}\delta_{\text{і}}$ на осях $\text{tg}\delta_{\text{м}}$ і $\text{tg}\delta_{\text{і}}$, з віссю W .

Для зручності користування номограмами значення $\text{tg}\delta_{\text{м}}$ беруть безпосередньо за 90 °С і перераховують за таблицею Д.6: для номограми рисунка Е.1 — до $\text{tg}\delta_{\text{м}}$ за 30 °С, а для номограми рисунка Е.2 — до $\text{tg}\delta_{\text{м}}$ за 60 °С.

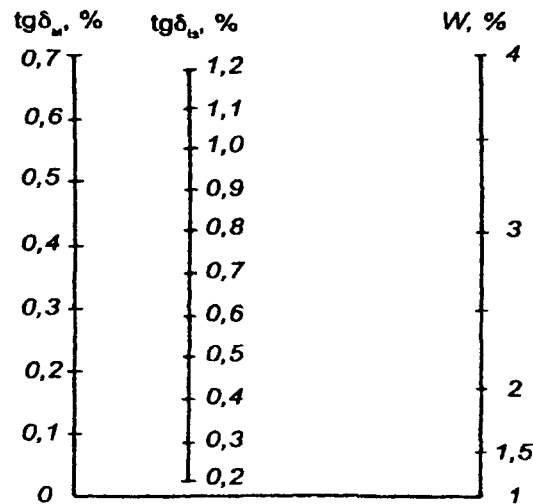


Рисунок Е.1 — Номограма для визначення вологості твердї ізоляції силових трансформаторів 220—500 кВ в експлуатації ($\text{tg}\delta_{\text{і}}$ за $t = 30$ °С)

Приклад

Значення $\text{tg}\delta_{\text{і}}$ трансформатора, виміряне за температури 60 °С, становить 1,5 %.

Значення $\text{tg}\delta_{\text{м}}$, виміряне за температури 90 °С, становить 6,8 %, за 60 °С — 2,0 %.

За рисунком Е.2 визначаємо, що вміст води твердї ізоляції даного трансформатора становить 3%.

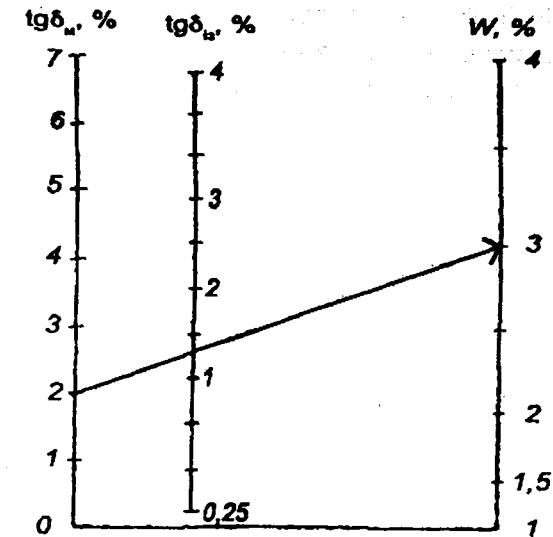


Рисунок Е.2 — Номограма для визначення вологості твердї ізоляції силових трансформаторів 220—500 кВ в експлуатації ($\text{tg}\delta_{\text{і}}$ за $t = 60$ °С)

Код УКНД 29.020

УДК 621.31:006.86](083)

Ключові слова: акумуляторні батареї, вимірювання, випробна напруга промислової частоти, електрообладнання, заземлювальні пристрої, нормовані величини, опір ізоляції, опір обмоток постійному струму, поточні випробування, приймально-здавальні випробування, пробивна напруга, силові трансформатори.

Верстку, видавниче редагування виконав ГП «Науково-інженерний енергосервісний центр» інституту «Укрсільенергопроект» Мінпаливенерго України

04112, Київ-112, вул. Дорогожицька, 11/8, тел. 205-49-38

Видавець ОЕП Тріфре"
м. Київ, 01032. вул. Комінтерну, 27,
тел./факс: (044) 249-10-16