

**МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ЗАХИСТУ ДОВКІЛЛЯ
УКРАЇНИ**

СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020

НОРМИ ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

**ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
«НАЦІОНАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ «УКРЕНЕРГО»**

П Е Р Е Д М О В А

1 ЗАМОВЛЕНО	НЕК «УКРЕНЕРГО»
2 РОЗРОБЛЕНО	Державним підприємством “Львівське конструкторське бюро”
3 ВИКОНАВЦІ	Мельник Л.Р., Сушицька Е.І., Сприса В.В.
4 УЗГОДЖЕНО	Департамент електроенергетичного комплексу Міністерства енергетики та захисту довкілля України ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «НА- ЦІОНАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ «УК- РЕНЕРГО»
5 ЗАТВЕРДЖЕНО	Наказом Міністерства енергетики та захисту до- вілля України
6 НАДАНО ЧИННОСТІ	
7 ЗАМІСТЬ	СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «НОРМИ ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ» затверджений наказом Мі- ністерства палива та енергетики України № 13 від 15.01.2007
8 СТРОК ПЕРЕВІРКИ	2025 рік

ЗМІСТ

	С
1 Сфера застосування.....	1
2 Нормативні посилання.....	2
3 Терміни та визначення понять.....	3
4 Позначки та скорочення.....	6
5 Загальні вимоги.....	7
6 Синхронні генератори та компенсатори.....	14
7 Машини постійного струму та колекторні збудники.....	41
8 Електродвигуни змінного струму.....	44
9 Трансформатори силові, автотрансформатори та оливні реактори	50
10 Трансформатори струму.....	58
11 Трансформатори напруги.....	67
12 Вимикачі оливні та електромагнітні	72
13 Вимикачі повітряні	76
14 Вимикачі навантаження.....	81
15 Вимикачі вакуумні	83
16 Вимикачі елегазові	89
17 Роз'єднувачі, відокремлювачі та короткозамикачі.....	93
18 Комплектні розподільні установки внутрішньої та зовнішньої установки	97
19 Комплектні екрановані струмопроводи.....	99
20 Контактні з'єднання збірних та з'єднувальних шин, проводів і гро- ззахисних тросів.....	103
21 Реактори струмообмежувальні сухі	106
22 Електрофільтри.....	107
23 Конденсатори	109
24 Розрядники вентильні та обмежувачі перенапруг.....	111
25 Розрядники трубчасті	121
26 Запобіжники та запобіжники-роз'єднувачі на напругу понад 1 кВ	123

27	Вводи та прохідні ізолятори.....	124
28	Ізолятори підвісні, опорні та опорно-стрижньові	131
29	Вторинні кола, електропроводка та апарати напругою до 1 кВ.....	133
30	Акумуляторні батареї.....	136
31	Заземлювальні пристрої.....	136
32	Силові кабельні лінії	145
33	Повітряні лінії електропередавання напругою понад 1 кВ.....	145
34	Повітряні лінії електропередавання напругою до 1 кВ.....	147
35	Електроустаткування систем збудження генераторів і синхронних компенсаторів.....	148
Додаток А (обов'язковий)	Періодичність випробування електроустаткування.....	162
Додаток Б (обов'язковий)	Вказівки з увімкнення в роботу електричних машин змінного струму.....	167
Додаток В (обов'язковий)	Норми випробування генераторів і синхронних компенсаторів під час ремонту обмоток	177
Додаток Г (обов'язковий)	Норми випробування електродвигунів змінного струму під час ремонту обмоток	215
Додаток Д (обов'язковий)	Контроль стану ізоляції трансформаторів перед введенням в експлуатацію.....	221
Додаток Е (обов'язковий)	Контроль стану ізоляції трансформаторів після капітального ремонту	233
Додаток Ж (довідковий)	Бібліографія.....	238

ВСТУП

Цей нормативний документ «Норми випробування електрообладнання», переглянутий на підставі договору ДП «НЕК «Укренерго» від 09.01.2019 року № 06-3/0021-19, встановлює основні вимоги щодо вимірювання, випробування та діагностики електрообладнання елект-роустановок.

Цей нормативний документ розроблений на заміну СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання» згідно з вимогами чинних нормативних документів та передового досвіду виконання вимірювань, випробувань і діагностики електрообладнання електроустановок.

З набуттям чинності цього нормативного документу припиняється дія нормативного документу СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання».

ЗАТВЕРДЖЕНО

Наказом Міністерства палива та енергетики
України № 13 від 15.01.2007

(у редакції Наказу Мінекоенерго України
від _____ № _____)

НОРМИ ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Чинний від _____

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Вимоги нормативного документу «Норми випробування електрообладнання» (далі - Норми) носять рекомендаційний характер та застосовуються до основного і допоміжного електрообладнання електроустановок напругою до 750 кВ, яке бере участь у виробленні, перетворенні, передаванні та розподілі електричної енергії електроенергетичних підприємств.

1.2 Ці норми носять рекомендаційний характер та застосовуються до енергетичних компаній, держаних підприємств, що належать до сфери Міністерства енергетики та захисту довкілля України, а також господарських товариств, щодо яких Міністерство енергетики та захисту довкілля України здійснює управління корпоративними правами держави.

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

1.4 Вимоги цих Норм не поширюється на електрообладнання спеціальних електроустановок, випробування яких регламентовано іншими документами.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цих Нормах наведено посилання на такі національні нормативні документи:

ДСТУ 1.2:2015 Національна стандартизація. Правила проведення робіт з національної стандартизації

ДСТУ 2681-94 Метрологія. Терміни та визначення

ДСТУ 2860-94 Надійність техніки. Терміни та визначення

ДСТУ 4265:2003 Системи збудження турбогенераторів, гідрогенераторів та синхронних компенсаторів. Загальні технічні умови

ДСТУ EN 60076-5:2016 (EN 60076-5:2006, IDT) Трансформатори силові. Частина 5. Стійкість до короткого замикання

ДСТУ EN 60270:2016 Методи високовольтних випробувань. Вимірювання часткових розрядів (EN 60270:2001, IDT)

ГОСТ 16504-81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

СОУ 31.2-21677681-19:2009 Випробування та контроль пристроїв заземлення електроустановок. Типова інструкція

СОУ 31.4-21677681-21:2010 Стаціонарні свинцево-кислотні акумуляторні батареї. Типова інструкція з експлуатації

СОУ 40.1-21677681-06:2009 Високовольтні вводи напругою від 110 кВ до 750 кВ. Типова інструкція з експлуатації

СОУ 40.1-21677681-07:2009 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації

СОУ 40.1-32385941-39:2011 Проектування жорсткої ошиновки у відкритих розподільчих установках напругою від 110 до 750 кВ. Методичні вказівки

СОУ-Н ЕЕ 20.304:2009 Норми випробування силових кабельних ліній напругою до 500 кВ

СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки

СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-90:2013 Експлуатація вимірювальних трансформаторів. Настанова

СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-46:2011 Контроль технічного стану опорно-стрижневих ізоляторів за допомогою ультразвукового (акустичного) методу та засобами інфрачервоної техніки. Норми їх дефектації. Методичні вказівки

СОУ-Н-МПЕ 40.1.46.301:2006 Перевірка ізоляції трансформаторів струму 330–750 кВ під робочою напругою. Методичні вказівки

СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-63:2012 Сигналізатори високої напруги стаціонарні. Застосування та експлуатація. Настанова

СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості (із змінами від 13.02.2018 року)

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

ГКД 34.20.507-2003 (ПТЕ, у редакції наказу Міненерговугілля від 21.06.2019р. № 271) Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила
Правила улаштування електроустановок.

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цих Нормах вжито терміни, наведені в:

– Правила улаштування електроустановок:

Випробувальна випрямлена напруга – амплітудне значення випрямленої напруги, яку прикладають до електрообладнання впродовж заданого часу за певних умов випробувань.

Випробувальна напруга промислової частоти – діюче значення напруги частотою 50 Гц, яке повинна витримувати впродовж заданого часу внутрішня і

зовнішня ізоляція електрообладнання за певних умов випробувань.

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

Гранично допустиме значення параметра – визначене нормативно технічною документацією найбільше або найменше значення параметра, яке може мати роботоздатне електрообладнання.

Електрообладнання з нормальною ізоляцією – електрообладнання, призначене для використання в електроустановках, які піддаються дії грозових перенапруг, за звичайних заходів грозозахисту.

Електрообладнання з полегшеною ізоляцією – електрообладнання, призначене для використання лише в електроустановках, які не піддаються дії грозових перенапруг, або які обладнано спеціальними пристроями грозозахисту, що обмежують амплітудне значення грозових перенапруг до значення, яке не перевищує амплітудного значення однохвилинної випробувальної напруги промислової частоти.

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

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

– ДСТУ 2681-94 «Метрологія. Терміни та визначення»:

Вимірювання – відображення вимірювальних величин їх значеннями шляхом експерименту та обчислень за допомогою спеціальних технічних засобів.

Допустима похибка вимірювання – допустимі границі похибки, які ви-

значають за стандартизованою або атестованою методикою вимірювань.

Ненормована вимірювана величина – величина, абсолютне значення якої не регламентоване нормативними вказівками. Стан устаткування в цьому разі оцінюють зіставленням із даними аналогічних вимірювань на однотипному устаткуванні, що має наперед відомі хороші характеристики, або з результатами попередніх вимірювань

– ДСТУ 2860-94 «Надійність техніки. Терміни та визначення»:

Ресурс – сумарний наробіток електрообладнання від початку його експлуатації або його відновлення після ремонту до переходу в граничний стан, за якого його експлуатація неприпустима або недоцільна.

– ГОСТ 16504-81 «Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения»:

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

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

Експлуатація електрообладнання – життєвий цикл електрообладнання протягом якого реалізується його призначення, підтримується та відновлюється його роботоздатність. Експлуатація електрообладнання поділяється на чотири оперативних стани: робота, резерв, ремонт і консервація.

Каскадне електрообладнання (каскад) – електрообладнання, яке являє собою конструкцію, складену з декількох послідовно увімкнених елементів, ступеней (трансформатори струму, трансформатори напруги тощо).

Резервне електрообладнання – 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

Технічний керівник – головний інженер, директор технічний, головний енергетик (технічний механік).

4 ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

У цих Нормах вжито такі позначки та скорочення:

АГП – автомат гасіння поля;

АПВ – автоматичне повторне увімкнення;

АРЗ – автоматичний регулятор збудження;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВТ – випрямний трансформатор;

ВУ – випрямна установка;

ВЧ – високочастотний;

ДГ – допоміжний генератор;

ЗП – заземлювальний пристрій;

К – випробування під час капітального ремонту обладнання;

КЗ – коротке замикання;

КРУ – комплектна розподільна установка;

КРУЗ – комплектна розподільна установка зовнішньої установки;

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

НХ – неробочий хід;

ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;

П – приймально-здавальні випробування після монтажу або реконструкції обладнання;

ПЛ – повітряна лінія електропередавання;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РПН – пристрій перемикання відгалужень обмоток трансформатора під навантаженням;

РУ – розподільна установка;

СБД – система безщіткового діодного збудження;

СТН – система незалежного тиристорного збудження;

СТС – система тиристорного самозбудження;

СУТ – система управління тиристорів;

Т – вимірювання та випробування під час поточних ремонтів;

ТН – трансформатор напруги;

ТП – тиристорний перетворювач;

ТС – трансформатор струму;

$\operatorname{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат;

ХАРГ – хроматографічний аналіз розчинених газів.

5 ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

5.1 Для електрообладнання, що знаходиться в роботі, вимірювання параметрів його технічного стану з виведенням його з роботи може бути замінене вимірюванням цих параметрів під робочою напругою, відповідно до чинних методик.

5.2 Випробування одиничного електрообладнання, яке входить до складу комплексів, систем, агрегатів, потрібно проводити відповідно до цих Норм і вказівок виробника. Випробування та перевірку комплексів і технічних систем, таких як тиристорні пускові установки, регульований електропривід тощо, виконують згідно з чинними методиками та документацією виробників.

5.3 Якщо вимоги документації виробників устаткування щодо обсягів, періодичності та норм випробувань електрообладнання не співпадають з вимогами

цих Норм, необхідно керуватися вимогами документації виробників устаткування.

5.4 Електричні випробування та вимірювання ізоляції електрообладнання та відбір проб трансформаторної оливи з баків апаратів необхідно проводити за температури ізоляції не нижче ніж 5 °С, крім спеціально передбачених цими Нормами випадків, коли необхідна більш висока температура.

В окремих випадках (наприклад, під час приймально-здавальних випробувань) за рішенням технічного керівника енергопідприємства вимірювання тангенса кута діелектричних втрат ($\tan \delta$), опору ізоляції та інші вимірювання електрообладнання на напругу до 35 кВ можна проводити за більш низької температури. Вимірювання характеристик ізоляції, які виконані за від'ємних температур, необхідно повторити в якомога коротші терміни за температури ізоляції не нижче ніж 5 °С.

Для визначення вологовмісту оливи відбір проб проводять за температури оливи не нижче ніж 15 °С.

5.5 Характеристики ізоляції електрообладнання необхідно вимірювати за однотипними схемами. Результати вимірювань характеристик ізоляції необхідно приводити до температури, за якої проводилися попередні вимірювання (що вказана в паспорті, під час монтажу, після капітального ремонту тощо).

5.6 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.

5.7 До проведення вимірювань і випробувань, передбачених цими Нормами, все електрообладнання після виведення з роботи повинно пройти зовнішній огляд, операції повузлового контролю, очищення від забруднень (крім електричних машин, які знаходяться в експлуатації), усунення виявлених дефектів тощо, згідно з інструкцією з експлуатації та ремонтною документацією.

5.8 Електрообладнання після ремонту випробують в обсязі, що визначається цими Нормами. До проведення ремонту виконують випробування для встанов-

лення обсягу і характеру ремонту, а також для одержання початкових даних, з якими порівнюють результати післяремонтних випробувань.

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

5.10 Електрообладнання та елементи ізоляції на номінальну напругу, що перевищує номінальну напругу електроустановки, в якій вони експлуатуються, можна випробовувати підвищеною напругою промислової частоти за нормами, установленими для класу ізоляції даної електроустановки.

5.11 Випробування підвищеною напругою є обов'язковим для електрообладнання на напругу до 35 кВ; для електрообладнання на напругу понад 35 кВ – лише за наявності випробувальних пристроїв.

Під час експлуатації допускається проводити випробування електрообладнання підвищеною напругою, що становить 90 % від значення випробувальної напруги під час приймально-здавальних випробувань.

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

5.12 Під час випробування ізоляції обмоток електричних 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 між вітками). У цьому випадку висковольтний вивід випробувального пристрою з'єднують з закороченими виводами обмотки, яка випробовується, а інший – із заземленим корпусом випробуваного 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 випробувальної напруги визначають за мінімальним рівнем ізоляції відводу.

5.13 Швидкість підйому напруги до однієї третьої випробувального значення може бути довільною. Надалі випробувальну напругу піднімають плавно зі швидкістю, яка дає можливість проводити 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 випробувальної напруги, і вимикають [1].

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

5.14 До і після випробування ізоляції підвищеною напругою необхідно вимірювати опір ізоляції мегаомметром. За опір ізоляції приймають однохвилинне значення виміряного опору R_{60} .

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

5.16 Випробування напругою 1 кВ промислової частоти можна замінити вимірюванням однохвилинного значення опору ізоляції мегаомметром на напругу 2,5 кВ (крім випробування відповідальних електричних машин і відповідальних кіл релейного захисту та електроавтоматики (перелік таких кіл наведений у 29.1) та у випадках, зазначених у відповідних розділах цих Норм. Якщо при цьому значення опору ізоляції є меншим від наведеного в цих Нормах, то випробування напругою 1 кВ промислової частоти є обов'язковим.

5.17 Дослід неробочого ходу (НХ) за зниженої напруги силових трансформаторів проводять 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 стру-

мом тощо.

5.18 Температуру ізоляції електрообладнання визначають таким чином:

- для силового трансформатора, який не піддавався нагріву, приймають температуру верхніх шарів оливи, виміряну термометром, або по вмонтованих термоперетворювачах опору або середньодобову температуру навколишнього повітря;
- 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 середньодобову температуру навколишнього повітря;
- для електричних машин, що піддавалися нагріву, приймають середню температуру обмотки, яку визначають за її опором постійному струму або по вмонтованих термоперетворювачах опору;
- для трансформаторів струму та напруги приймають середньодобову температуру навколишнього середовища;
- для введів, установлених на оливному вимикачі або на силовому трансформаторі, який не піддавався нагріву, приймають середньодобову температуру навколишнього повітря або оливи в баку вимикача або силового трансформатора;
- для введів, установлених на силовому трансформаторі, який піддавався нагріву, температуру ізоляції вводу визначають за формулою:

$$T = \frac{T_{\Pi} + T_M}{2}, \quad (1)$$

де T – середня температура ізоляції вводу, °С;

T_{Π} – температура навколишнього повітря, °С;

T_M – температура верхніх шарів оливи у трансформаторі, °С.

5.19 Значення параметрів приводиться до температури, за якої отримані дані, щодо яких проводиться порівняння.

Під час порівняння результатів вимірювань необхідно враховувати темпе-

ратуру, за якої проводилися вимірювання, і вносити поправки відповідно до вимог документації виробників.

5.20 Перед випробуванням підвищеною напругою необхідно виконати візуальний огляд обладнання та провести інші вимірювання в обсязі, визначеному цими Нормами.

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

5.21 За відсутності випробувального устаткування змінного струму дозволено випробовувати електрообладнання розподільних установок напругою до 20 кВ (крім кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену) підвищеною випрямленою напругою, яка має дорівнювати півторакратному значенню випробувальної напруги промислової частоти.

Якщо випробування випрямленою напругою або напругою промислової частоти проводять без розшиновки електрообладнання розподільних установок, то значення випробувальної напруги приймають за нормами для електрообладнання з найнижчим рівнем випробувальної напруги.

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

5.23 Значення параметрів, одержаних під час випробувань і вимірювань, порівнюють з початковими їх значеннями, а також з результатами попередніх вимірювань.

Під початковими значеннями вимірювальних параметрів розуміють значення, вказані в паспортах і протоколах випробувань виробників або значення, які одержані під час приймально-здавальних випробувань або реконструкції електрообладнання.

5.24 Висновок щодо придатності електрообладнання до експлуатації робиться на підставі комплексного оцінювання результатів оглядів, випробувань, аналізів трансформаторної оливи та вимірювань діагностичних параметрів із врахуванням вимог діючих нормативних документів та вимог документації виробни-

ків обладнання.

5.25 Прийняті в цих Нормах гранично допустимі значення діагностичних параметрів з вказівками «не менше ніж» є найменшими допустимими, а «не більше ніж» – найбільшими допустимими.

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

5.26 Обсяги і терміни проведення вимірювань та випробувань електрообладнання, яке знаходиться в експлуатації, можуть бути змінені за рішенням технічного керівника підприємства з урахуванням умов експлуатації, технічного стану електроустановок, терміну їх служби та результатів діагностики електрообладнання.

5.27 У разі відхилення значень окремих параметрів, які визначають під час випробування, за встановлені цими 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, рекомендовано проводити додаткові випробування і вимірювання, вказані в цих Нормах. Дозволено проводити випробування і вимірювання, не передбачені цими Нормами, за умови, що рівень випробувальних величин не перевищить вказаного в цих Нормах та документації виробників.

5.28 Технічне діагностування електрообладнання всіх типів, наведених у розділах 6-21, 23, 24, 27-30, 32-34, засобами інфрачервоної техніки (тепловізійний контроль) виконується згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 20.577.

5.29 Періодичність і нормовані показники контролю та випробування трансформаторної оливи наведені в СОУ-Н ЕЕ 43-101 та СОУ-Н ЕЕ 46.501.

5.30 Випробування стаціонарних сигналізаторів високої напруги проводять згідно з вимогами СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-63 та вказівок виробника обладнання.

5.31 Результати вимірювань та випробувань оформляють відповідними протоколами та вносять до формулярів або до цифрових носіїв.

5.32 Усі чинні в енергетичній галузі керівні та нормативні документи з

питань технічної експлуатації та інструкції з експлуатації повинні бути приведені у відповідність до вимог цих Норм.

5.33 Періодичність випробувань електрообладнання наведено в додатку А.

6 СИНХРОННІ ГЕНЕРАТОРИ ТА КОМПЕНСАТОРИ

Періодичність вимірювань і випробувань турбо- і гідрогенераторів під час експлуатації, як правило, визначається періодичністю проведення ремонту турбін, регламентованого ГКД 34.20.507.

Періодичність та обсяг вимірювань і випробувань генераторів мають відповідати:

- під час приймально-здавального випробування (П) – 6.1–6.9, 6.12–6.33;
- під час капітального ремонту генератора (турбіни) (К) – 6.1–6.10, 6.13–6.32;
- під час поточного ремонту генератора (турбіни) (Т) – 6.2, 6.14, 6.20, 6.21, 6.24–6.27, 6.29, 6.32, 6.33;
- під час поточної експлуатації (М) згідно з ГКД 34.20.507 та в строки, визначені технічним керівником енергопідприємства, – 6.2, 6.4, 6.11, 6.14, 6.15, 6.20, 6.21, 6.24–6.26, 6.32, 6.33.

Примітка 1. Генератори на напругу понад 1 кВ, потужністю менше ніж 1 МВт дозволено випробувати згідно з 6.1, 6.2, 6.4, 6.5, 6.7–6.9, 6.15, 6.16, 6.32.

Примітка 2. Генератори на напругу до 1 кВ, незалежно від потужності, дозволено випробувати згідно з 6.1, 6.2, 6.4, 6.5, 6.7, 6.9, 6.15, 6.16.

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

- під час приймально-здавального випробування (П) – 6.1–6.9, 6.15, 6.18–6.21, 6.24, 6.32, 6.33;
- під час поточної експлуатації (М) не менше ніж один раз на чотири - п'ять років – 6.2–6.5, 6.15, 6.18–6.21, 6.24, 6.32.

6.1 П, К Умови введення в роботу синхронних генераторів і компенсаторів* без сушіння ізоляції

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 потрапляння води на обмотку під час роботи генератора (внаслідок течі газоохолодників або з 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).

6.2 П, К, Т, М Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром, напруга якого зазначено в таблиці 1. Допустимі значення опору ізоляції наведено в таблиці 1.

* Далі – генераторів.

Таблиця 1 – Допустимі значення опору ізоляції

Випробуваний елемент	Періодичність вимірювання	Напруга мегомметра, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм	Примітка
1	2	3	4	5
1 Обмотка статора	П, К, Т*, М	2,5/1,0/0,5**	Для генераторів, які вводять до експлуатації, граничне значення опору ізоляції однієї фази або вітки обмотки і відношення R_{60}/R_{15} регламентують вказівками додатка Б. Для генераторів, які знаходяться в експлуатації, граничне значення опору ізоляції і відношення R_{60}/R_{15} не нормується, але його необхідно враховувати під час вирішення питання про необхідність сушіння машини	Кожна фаза або вітка окремо відносно корпусу та інших заземлених фаз або віток. Опір ізоляції у генераторах з водяним охолодженням обмотки статора вимірюють без води в обмотці за з'єднаних з екраном мегомметра водозбірних колекторів, ізольованих від зовнішньої системи охолодження
2 Обмотка ротора	П, К, Т*, М	1,0 (дозволено 0,5)	Не менше ніж 0,5	За температури від 10 °С до 30 °С. Дозволено уведення в експлуатацію генераторів потужністю не більше ніж 300 МВт з неявнополюсними роторами, які мають опір ізоляції не нижче ніж 20 кОм за температури 20 °С. За більшої потужності уведення генератора в експлуатацію з опором ізоляції обмотки ротора нижче ніж 0,5 МОм за температури від 10 °С до 30 °С дозволено лише за погодженням із виробником

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5
3 Кола збудження генератора і колекторного збудника з усією приєднаною апаратурою (без обмоток ротора і збудника)	П, К, Т*, М	1,0 (дозволено 0,5)	Не менше ніж 1,0	
4 Обмотка колекторних збудника і підзбудника	П, К, Т*, М	1,0	Не менше ніж 0,5	
5 Бандажі якоря та колектора збудника і підзбудника	П, К	1,0	Не менше ніж 1,0	За заземленої обмотки якоря
6 Ізольовані стяжні болти сталі статора (доступні для вимірювання)	П, К	1,0	Те саме	
7 Підшипники	П, К	1,0	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 документації виробника не зазначені більш жорсткі норми
8 Водневі ущільнення вала	П, К	1,0	Не менше ніж 1,0	
9 Щити вентиляторів турбогенераторів серії ТВВ	П, К	1,0	Не менше ніж 0,5	Вимірюють відносно внутрішнього щита та між напівщитами вентиляторів
10 Щити вентиляторів турбогенераторів серії ТГВ	П, К	1,0	Не менше ніж 1,0	

Кінець таблиці 1

1	2	3	4	5
11 Дифузор і обтікач турбогенераторів серії ТГВ	П, К	0,5	Те саме	Вимірюється між ущільненням і заднім диском дифузора, дифузоров і внутрішнім щитом, між половинками обтікача
12 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	- -
13 Кінцевий вивід обмотки статора турбогенераторів серії ТГВ	П, К	2,5	1000	Вимірювання проводять до з'єднання виводу з обмоткою статора
* Опір ізоляції обмоток статора, ротора та систем збудження з безпосереднім водяним охолодженням вимірюють під час поточних ремонтів лише в тих випадках, коли не потрібно проводити спеціально для цього демонтажні роботи; за необхідності допускається проводити вимірювання разом з ошиновкою. ** Опір ізоляції вимірюють за номінальної напруги обмотки: до 0,5 кВ – мегаомметром на напругу 0,5 кВ; за номінальної напруги обмотки понад 0, 5 кВ до 1 кВ – мегаомметром на напругу 1 кВ; за номінальної напруги обмотки понад 1 кВ – мегаомметром на напругу 2,5 кВ.				

6.3 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 в експлуатацію, випрямлену випробувальну напругу приймають згідно з таблицею 2.

Таблиця 2 – Випробувальна випрямлена напруга для обмоток статорів генераторів

Номінальна напруга генератора, кВ	Значення випробувальної випрямленої напруги, кВ
До 3,3	$1,28 \cdot (2U_{ном}+1)$
Понад 3,3 до 6,6	$1,28 \cdot 2,5U_{ном}$
Понад 6,6 до 20	$1,28 \cdot (2U_{ном}+3)^*$
Понад 20 до 24	$1,28 \cdot (2U_{ном}+1)$
* Значення випробувальної випрямленої напруги для турбогенераторів типу ТГВ потужністю 200-250 МВт і потужністю 300-600 МВт приймають відповідно 40 кВ і 50 кВ.	

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

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

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

Примітка 1. У генераторах з водяним охолодженням обмотки статора випробування підвищеною випрямленою напругою виконують за вимогою виробника.

Примітка 2. Для турбогенераторів виробництва ДП «Завод «Електроважмаш» на номінальну напругу 15,75 кВ і 20 кВ з водяним охолодженням обмотки статора значення випробувальної випрямленої напруги становить 36 кВ.

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

Значення випробувальної напруги приймають згідно з таблицею 3. Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 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 випробувального трансформатора подають лінійну напругу трифазної системи.

Вимірювання випробувальної напруги проводять на стороні трансформованої напруги за допомогою електростатичного кіловольтметра або вимірювача високої напруги постійного та змінного струму.

Ізоляцію обмотки статора машин, які вперше вводять до експлуатації, рекомендують випробувати до уведення 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) 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.

Таблиця 3 – Випробувальна напруга промислової частоти

Випробуваний елемент	Періодичність випробування	Характеристика або тип генератора	Значення випробувальної напруги, кВ	Примітка
1	2	3	4	5
1 Обмотка статора генератора	П	Потужність до 1 МВт, номінальна напруга понад 0,1 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга до 3,3 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга понад 3,3 кВ до 6,6 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга понад 6,6 кВ до 20 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга понад 20 кВ	$1,6U_{ном} + 0,8$, але не менше ніж 1,2 $1,6U_{ном} + 0,8$ $2U_{ном}$ $1,6U_{ном} + 2,4$ $1,6U_{ном} + 0,8$	
2 Обмотка статора гідро-генератора, стикування частин якого виконується на місці монтажу після закінчення повного складання обмотки та ізолювання з'єднань	П	Потужність до 1 МВт, номінальна напруга понад 0,1 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга до 3,3 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга понад 3,3 кВ до 6,6 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга понад 6,6 кВ до 20 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга понад 20 кВ	$2U_{ном} + 1,0$, але не менше ніж 1,5 $2U_{ном} + 1,0$ $2,5U_{ном}$ $2U_{ном} + 3,0$ $2U_{ном} + 1,0$	У разі складання статора на місці монтажу, але не на фундаменті, до встановлення статора на фундамент випробування його виконують за переліком 2, а після установа – за переліком 1 цієї таблиці

Продовження таблиці 3

1	2	3	4	5
3 Обмотка статора генератора	К	Генератори всіх потужностей	$(1,5-1,7)U_{ном}$, але не вище випробувальної напруги під час уведення генератора в експлуатацію та не нижче ніж 1,0	Випробувальну напругу приймають $1,5U_{ном}$ для турбогенераторів потужністю 150 МВт і більше з безпосереднім охолодженням обмотки статора. Для генераторів інших потужностей випробувальну 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. Випробувальну 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 більше з безпосереднім охолодженням обмотки статора
	М	Те саме	За рішенням технічного керівника енергопідприємства	Згідно з Б.6 додатка Б
4 Обмотка явноплюсного ротора	П	-»-	$8U_{ном}$ збудження генератора, але не менше ніж 1,2 і не більше ніж 2,8	
	К	-»-	$6U_{ном}$ збудження генератора, але не менше ніж 1,0	

Кінець таблиці 3

1	2	3	4	5
5 Обмотка неявнополюсного ротора	П, К	Генератори всіх потужностей	1,0	Випробувальну напругу приймають 1 кВ у тому випадку, якщо це не суперечить вимогам технічних умов виробника. Якщо технічними умовами передбачені більш жорсткі норми випробування, то випробувальна напруга має бути вищою
6 Обмотка колекторних збудника і підзбудника	П	Те саме	$8U_{ном}$ збудження генератора, але не менше ніж 1,2 і не більше 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 у колі гасіння поля і автомат гасіння поля (АГП)	П, К	-»-	2,0	
10 Кінцевий вивід обмотки статора	П, К	ТГВ потужністю 200-250 МВт	31,0 [*] 34,5 ^{**}	Випробування проводять до установлення кінцевих виводів на турбогенератор
		ТГВ потужністю 300-600 МВт	39,0 [*] 43,0 ^{**}	
		ТВВ	Згідно з нормами, наведеними в документації виробників	
[*] Для кінцевих виводів, випробуваних на виробнику разом із ізоляцією обмотки статора. ^{**} Для резервних кінцевих виводів перед установленням на турбогенератор.				

У генераторах з водяним охолодженням обмоток ізоляцію обмотки статора випробують за циркуляції в системі охолодження дистилату з питомим опором не менше ніж 100 кОм·см і номінальній витраті, якщо в документації виробника не вказані інші значення.

Ізоляцію обмотки ротора турбогенератора, який уперше вводять в експлуатацію, випробують до введення ротора в генератор і за номінальної частоти обертання ротора.

Під час приймально-здавальних і післяремонтних (з частковою або повною заміною обмотки) випробувань у генераторах на номінальну напругу 10 кВ і вище після випробування ізоляції обмотки підвищеною напругою промислової частоти протягом 1 хв випробувальну напругу знижують до номінального значення і тримають протягом 5 хв для спостереження за характером коронування лобових частин обмотки статора. При цьому не повинно бути зосередженого в окремих точках світіння жовтого і червоного кольорів, появи диму, тління бандажів тощо. Блакитне та біле світіння дозволено.

Перед увімкненням генератора в роботу після закінчення монтажу або ремонту (турбогенераторів – після уведення ротора в статор і установлення торцевих щитів) необхідно виконати контрольне випробування ізоляції обмотки статора (проводять пофазно або по вітках за решти заземлених фаз або віток) номінальною напругою промислової частоти або випрямленою напругою $1,5U_{ном}$. Тривалість випробування становить 1 хв.

Поеднувати випробування підвищеною напругою ізоляції обмотки статора та інших розташованих у ньому елементів з перевіркою газощільності корпусу генератора не дозволено.

Контрольні випробування ізоляції генераторів перед уведенням їх у роботу (після закінчення монтажу або ремонту, після уведення ротора в статор і встановлення торцевих щитів, але до встановлення ущільнень вала і заповнення воднем) проводять у повітряному середовищі за відчинених люків статора і наявності спостерігача біля цих люків (з дотриманням усіх заходів безпеки). У разі виявлення спостерігачем запаху горілої ізоляції, диму, відблисків вогню, звуків електричних

розрядів та інших ознак пошкодження або загоряння ізоляції випробувальну напругу потрібно зняти, люки швидко зачинити і в статор подати інертний газ (вуглекислота, азот).

Контрольні випробування дозволено проводити після встановлення торцевих щитів і ущільнень у разі заповнення статора інертним газом або за номінального тиску водню. У цьому разі перед випробуванням ізоляції підвищеною напругою за заповненого воднем корпусу генератора необхідно виконати аналіз газу, щоб переконатися у відсутності вибухонебезпечної концентрації.

Під час випробування підвищеною напругою повністю зібраної машини необхідно забезпечити пильний нагляд за змінюванням струму і напруги в колі випробувальної обмотки й 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 витoku порівняно з тими, які спостерігалися раніше, клацання в корпусі машини тощо) випробування необхідно припинити і повторити за знятих щитів.

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

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

6.5 П, К Вимірювання опору постійному струму

Опір вимірюють за практично холодного стану генератора. Норми допустимих відхилень опору наведено в таблиці 4. Значення вимірювань опорів необхідно привести до температури вимірювань на виробнику або попередніх вимірювань.

Таблиця 4 – Норми відхилень значень опору постійному струму

Випробуваний елемент	Норма	Примітка
Обмотка статора	Значення опору обмоток кожної фази не повинні відрізнятися одне від одного або від початкових даних більше ніж на 2 %	Вимірюють опір кожної фази або вітки окремо. Під час вимірювання опору віток для деяких типів генераторів дозволено розходження між виміряними значеннями до 5 % (визначається документацією виробника)
Обмотка ротора	Значення виміряного опору не повинне відрізнятися від даних виробника або від початкових даних більше ніж на 2 %	У роторах з явними полюсами, крім того, вимірюють опори кожного полюса окремо або попарно і перехідного контакту між котушками
Обмотки збудження колекторного збудника	Значення виміряного опору не повинне відрізнятися від даних виробника або від початкових даних 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 даних виробника або від початкових даних більше ніж на 10 %	
Термоперетворювачі опору	Значення виміряного опору не повинні відрізнятися одне від одного більше ніж на 1,5 %	

6.6 П, К Вимірювання опору обмотки ротора змінному струму

Опір вимірюють для виявлення виткових замикань в обмотці ротора.

У неявнополюсних роторах вимірюють опір усієї обмотки, а в явнополюсних – кожного полюса обмотки окремо або двох полюсів разом. Вимірювання виконують за напруги 3 В на виток, але не вище 220 В на трьох-чотирьох ступенях частоти обертання, враховуючи і номінальну (крім турбогенераторів з безщітко-

вою системою 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 проводити 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 виробника або попередніх вимірювань або середнього значення опору полюсів не повинне перевищувати 5 %.

6.7 П, К Вимірювання повітряного зазору

Розміри повітряних зазорів 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 більше з безпосереднім охолодженням провідників; 10 % – для решти турбогенераторів і синхронних компенсаторів; 20 % – для гідрогенераторів, якщо документацією виробників не передбачено більш жорстких норм.

Повітряний зазор у явнополюсних генераторах під час приймально-здавальних випробувань вимірюють під усіма полюсами.

6.8 П, К Визначення характеристик генератора

6.8.1 Зняття характеристики трифазного короткого замикання

Відхилення значень характеристики, знятої під час випробувань, від значень характеристики, знятої на виробнику, а також від значень характеристики, знятої під час попередніх випробувань, повинне знаходитися у межах точності вимірювання.

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 короткого замикання (КЗ) усього блока (з установленням закоротки за трансформатором). Характеристику КЗ блока необхідно перерахувати на характеристику КЗ генератора.

Якщо знята чи перерахована характеристика розмістилася нище від характеристики, знятої виробником, на величину, більшу ніж допустима похибка

вимірювання, то це свідчить про наявність виткових замикань в обмотці ротора.

Під час приймально-здавальних випробувань характеристику КЗ власне генератора, який працює в блоці з трансформатором, дозволено не знімати, якщо її було знято виробником та існує відповідний протокол випробування.

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 виробнику), а також після капітального ремонту із заміною обмотки ротора.

6.8.2 Зняття характеристики неробочого ходу

Характеристику неробочого ходу (НХ) знімають за струмом збудження, що зменшується, починаючи з найбільшого струму, який відповідає напрузі 1,3 номінальної – для турбогенераторів 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 трансформатором).

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

Під час експлуатації характеристику НХ генератора знімають після капітального ремонту із 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.

Характеристика повинна бути приведена до номінальної частоти обертання.

Відхилення значень знятої характеристики НХ від знятої на виробнику або від знятої під час попередніх випробувань не нормується, але воно має знаходитися у межах допустимої похибки вимірювання.

6.9 П, К Випробування міжвиткової ізоляції обмотки статора

Проводять під час приймально-здавальних випробувань, за винятком турбогенераторів, випробуваних на 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 генерованої 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, за відсутності між ними комутаційних апаратів напругу підвищують до 115% номінальної (обмежується трансформатором).

Тривалість випробування за найбільшої напруги становить 5 хв.

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

6.10 К Випробування сталі осердя статора

Під час експлуатації випробування проводять у генераторах потужністю 12 МВт і більше у разі повного перемотування обмотки статора або в 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 і під час кожного виймання ротора – у гідрогенераторах.

Випробування сталі генераторів з безпосереднім охолодженням обмоток проводять у разі пошкодження сталі статора, часткового або повного переклиню-

вання пазів, під час часткової або повної заміни обмотки статора до укладення обмотки і після заклинювання нової обмотки.

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

Для генераторів, виготовлених до 1958 р., дозволено найбільшу температуру нагріву зубців 45 °С, а найбільшу різницю температур нагріву різних зубців – 30 °С. Температуру визначають доступними засобами (термоперетворювачі, інфрачервона техніка тощо).

Випробування турбогенераторів, виготовлених після 01.07.1977р., і генераторів з безпосереднім охолодженням обмоток проводять за індукції $(1,4 \pm 0,1)$ Тл протягом 45 хв і збереження граничних температур з нагріву (перелік 7 таблиці В.2).

У разі, якщо індукція 1,4 Тл (1,0 Тл) відрізняється від нормованого значення, тривалість випробування необхідно змінити пропорційно квадрату відношення нормованого до виміряного значення індукцій.

Значення питомих втрат в сталі не повинні відрізнятися від значень виробника і даних попередніх випробувань більше ніж на 10 %.

Якщо відсутні дані попередніх випробувань, питомі втрати за індукції 1,0 Тл для гарячекатаних сталей не повинні перевищувати 2,5 Вт/кг, а для холоднокатаних – 1,7 Вт/кг, якщо інше не вказано в документації виробника.

6.11 М Випробування турбогенератора в асинхронному режимі

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

Випробуванню підлягають тільки турбогенератори з масивними роторами і бандажними кільцями.

* Під нагрівом розуміють підвищення температури осердя за час випробування порівняно з початковою

За результатами випробувань 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.

6.12 П Вимірювання залишкової напруги на обмотці статора генератора

Вимірювання виконують за вимкненого збудження генератора, після визначення характеристики НХ.

Значення залишкової напруги не нормується.

6.13 П, К Визначення індуктивних опорів і постійних часу генератора

Визначення проводять лише для гідрогенераторів, якщо ці параметри не наведено в паспорті виробника.

Індуктивні опори та постійні часу визначають також один раз під час капітального ремонту після проведення реконструкції або модернізації, якщо в результаті конструктивних змін могли змінитись ці параметри.

Значення індуктивних опорів і постійних часу не нормується.

6.14 П, К, Т, М Перевірка якості дистилляту

Дистиллят, яким заповнюється система охолодження обмотки, повинен мати питомий опір не нижче ніж 200 кОм·см. Під час експлуатації дозволено зниження питомого опору дистилляту до 100 кОм·см.

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

6.15 П, К, М Вимірювання вібрації

Вібрація (подвійна амплітуда коливання) вузлів генераторів та їх електромашинних збудників у всіх режимах роботи за номінальної частоти обертання ротора не повинна перевищувати значень, наведених у таблиці 5.

Вібрація підшипників синхронних компенсаторів з номінальною частотою обертання ротора (750–1000) об/хв не повинна перевищувати 80 мкм за розмахом віброзміщень.

Середньоквадратичні значення вібраційної швидкості визначають в турбогенераторах, обладнаних спеціальними приладами.

6.16 П, К Випробування газоохолодників гідравлічним тиском

Випробувальний гідравлічний тиск повинен дорівнювати двократному найбільшому робочому тиску, але не менше ніж 294 кПа (3 кгс/см²) для турбо- і гідро-генераторів з повітряним охолодженням; 588 кПа (6 кгс/см²) для турбогенераторів серії ТГВ і 490 кПа (5 кгс/см²) – для решти турбогенераторів з водневим охолодженням. Тривалість випробування становить 30 хв.

Під час випробування не повинно бути зниження випробувального тиску або течі води.

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

Таблиця 5 – Граничні значення вібрації генераторів та їх збудників

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

Кінець таблиці 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
								трифазного КЗ – не менше ніж на 20-ти стрижнях. Місця установлення і напрямки вимірювання вібрації визначають за результатами перших випробувань
5 Осердя статора турбогенератора	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	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
7 Корпус статора турбогенератора: – з пружною підвіскою осердя статора; – без пружної підвіски	К К	- -	- -	- -	- -	- 40	30 60	Див. примітку до пункту 5 цієї таблиці
1) За наявності апаратури контролю віброшвидкості виконують її вимірювання – середньоквадратичне значення віброшвидкості не повинне перевищувати $2,8 \text{ мм} \cdot \text{с}^{-1}$ у вертикальному та горизонтально – поперечному напрямках і $4,5 \text{ мм} \cdot \text{с}^{-1}$ – у горизонтально – осьовому напрямку. 2) 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. 3) У чисельнику – для режиму сталого трифазного КЗ з номінальним струмом статора, у знаменнику – для номінального навантажувального режиму.								

6.17 П, К Перевірка щільності водяної системи охолодження обмотки статора

Щільність водяної системи разом з колекторами і з'єднувальними шлангами перевіряють гідравлічними випробуваннями конденсатом або знесолею водою. Попередньо через систему перекачують гарячу воду (60-80) °С протягом (12 – 16) год.

Щільність водяної системи перевіряють надлишковим статичним тиском води, який дорівнює 784 кПа (8 кгс/см²), якщо в документації виробників не зазначено інші, більш жорсткі вимоги. Тривалість випробування становить 24 год. Витікання води під час випробування неприпустиме. Перед закінченням випробування необхідно ретельно оглянути обмотку, колектори, шланги, місця їх з'єднань і переконатися у відсутності просочування води.

Якщо результати гідравлічних випробувань виявилися негативними і визначити місце витікання води не вдається, щільність системи охолодження перевіряють іншими способами згідно з діючими методиками та документацією виробників.

6.18 П, К Огляд і перевірка пристрою рідинного охолодження

Огляд і перевірку пристрою рідинного охолодження проводять відповідно до документації виробників.

6.19 П, К Перевірка газощільності ротора, статора, газооливної системи та корпусу генератора в зібраному вигляді

Газощільність ротора та статора перевіряють відповідно до документації виробників, турбогенераторів і синхронних компенсаторів з водневим охолодженням у зібраному вигляді – відповідно до діючої типової інструкції.

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

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

$$\Delta V = 100 \cdot (2) \left[1 - \frac{P_k (273 + t_n)}{P_n (273 + t_k)} \right],$$

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.

Визначене за формулою значення добового витікання повітря не повинне перевищувати 1,5%.

6.20 П, К, Т, М Визначення добового витікання водню

Добове витікання водню за робочого тиску, визначене за формулою (2), не повинне перевищувати 5 %.

6.21 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 %.

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

Вимірювання проводять за номінальної частоти обертання, номінального надлишкового тиску водню 294 кПа, чистоти водню 98 % і температури охолоджуючого газу 40 °С.

Напір повинен становити не нижче ніж 8,33 кПа для турбогенераторів серії ТГВ-200 і не нижче ніж 8,82 кПа – для турбогенераторів серії ТГВ-300.

6.23 П, К Перевірка прохідності вентиляційних каналів обмотки ротора турбогенератора

Перевірку проводять в турбогенераторах з безпосереднім охолодженням обмоток згідно з документацією виробника.

6.24 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 водневим охолодженням, а також для синхронних компенсаторів усіх типів повинен бути не нижче ніж 98 %; для генераторів з непрямим водневим охолодженням за надлишкового тиску водню 49 кПа (0,5 кгс/см²) і більше – 97 %; за надлишкового тиску водню менше ніж 49 кПа – 95 %.

Вміст кисню у водні в корпусі генераторів і синхронних компенсаторів за чистоти водню 98 %; 97 % і 95 % не повинен перевищувати відповідно 0,8 %; 1,0 % і 1,2 %, а в поплавковому гідрозаслоні, бачку продування і водневідокремлювальному баку оливоочишувального пристрою – не більше ніж 2 %.

Перевіряють вологість газу в газовій системі генератора (корпус генератора, трубопроводи осушувача, імпульсні трубки газоаналізатора), в якій відбувається постійна циркуляція газу. Температура точки роси (вологість) водню в корпусі турбогенератора за робочого тиску повинна бути нижчою від температури води на вході в газоохолодник, але не вищою ніж 15 °С.

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

6.25 П, К, Т, М Контрольний аналіз газу на вміст водню в картерах підшипників, екранованих струмопроводах і газовому об'ємі оливного баку

Під час аналізу перевіряють вміст водню в зазначених вузлах. У повітряному об'ємі головного оливного баку не повинно бути слідів від водню. У картерах підшипників, в екранованих струмопроводах, у кожухах лінійних і нульових виводів турбогенератора вміст водню повинен бути меншим ніж 1 %.

6.26 П, К, Т, М Перевірка витрати оливи в бік водню в ущільненнях генератора

Перевірку проводять в генераторах з водневим охолодженням за допомогою оливоконтрольних патрубків, установлених на зливних оливопроводах

ущільнень. У генераторах, в яких не передбачено оливоконтрольних патрубків, перевірку виконують вимірюванням витрати оливи в поплавковому затворі за тимчасово зачиненого вихідного вентиля за певний проміжок часу. Витрата оливи в бік водню не повинна перевищувати значень, зазначених у документації виробників.

6.27 П, К, Т Випробування регулятора рівня оливи в гідрозатворі для зливання оливи з ущільнень у бік генератора

Випробування виконують у генераторах з водневим охолодженням за робочого тиску повітря або водню в корпусі генератора. Рівень оливи в гідрозатворі повинен відповідати рівню оливи під час відкриття і закриття поплавкового клапана.

6.28 П, К Гідравлічні випробування буферного бака і трубопроводів системи оливопостачання ущільнень

Випробування виконують у генераторах з водневим охолодженням за тиском оливи, який дорівнює 1,5 робочого тиску газу в корпусі генератора.

Трубопроводи системи оливопостачання ущільнень до регулятора перепаду тиску, враховуючи останній, випробують за тиску оливи, який дорівнює 1,25 найбільш допустимого робочого тиску, створеного джерелами оливопостачання. Тривалість випробувань становить 3 хв.

6.29 П, К, Т Перевірка роботи регуляторів тиску оливи в схемі оливопостачання ущільнень

Перевірку проводять в генераторах з водневим охолодженням. Регулятори тиску ущільнювальної, компенсувальної та притискувальної оливи перевіряють за різних тисків повітря в корпусі генератора згідно з документацією виробника.

6.30 П, К Перевірка стану спайок лобових частин обмотки статора

Перевірку проводять у генераторах (за виключенням генераторів з водяним охолодженням), у яких це паяння виконане припоями з олова.

Перевірку стану спайок під час капітального ремонту проводять за рішенням технічного керівника підприємства. У разі погіршення стану спайок у період

між вимірюваннями перевірку його проводять щорічно.

Перевірку паяння здійснюють згідно з додатком В.

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

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

6.31.1 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат

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

Значення тангенса кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$ зібраного кінцевого виводу не повинно перевищувати 130 % значення, одержаного під час вимірювань на виробнику. У разі вимірювання $\text{tg}\delta$ кінцевого виводу без фарфорових покриттів, значення $\text{tg}\delta$ не має перевищувати 3 %.

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

6.31.2 Випробування на газощільність

Випробування на газощільність кінцевих виводів проводять згідно з документацією виробника.

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

6.32 П, К, Т, М Перевірка справності ізоляції підшипника та електричної напруги між кінцями вала на працюючому генераторі

Перевірку виконують на працюючих генераторах, які мають один або два ізольовані від землі кінці вала ротора. Для визначення справності ізоляції підшипника вимірюють напругу між стояком (корпусом) підшипника і фундаментною плитою за шунтування оливних плівок шийок вала ротора, а також напругу між кінцями вала ротора.

За справної ізоляції значення двох виміряних напруг повинні бути практич-

но однаковими. Різниця більша ніж 10 % свідчить про несправність ізоляції. Перевірку справності ізоляції підшипників і підп'ятників гідрогенераторів виконують, якщо дозволяє їх конструкція.

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

6.33 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 виконують за навантажень 60 %, 75 %, 90 %, 100 % номінального і температури охолоджуючих середовищ не вище від номінальної.

Якщо неможливо проводити випробування за номінального активного навантаження, дозволено проведення випробувань у таких режимах, за результатами яких можна з достатньою точністю визначити результати випробувань у номінальному режимі, але при цьому значення струму статора повинне 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 в експлуатацію після монтажу, так і під час експлуатації.

Температуру статора і охолоджуючих середовищ вимірюють закладеними термоперетворювачами.

Температуру ротора визначають за опором міді обмотки.

Температура нагріву активних частин і охолоджуючих середовищ не по-

винна перевищувати допустиму згідно з вимогами документації виробників.

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

Примітка. Для оцінки якості ізоляції обмотки статора проводять вимірювання $\tan \delta$ ізоляції обмотки статора при всіх видах ремонту (якщо таке вимірювання зазначено в документації виробника). Значення $\tan \delta$ не нормується, а результати вимірювань порівнюють з початковими їх значеннями для виявлення зміни стану ізоляції під час експлуатації.

7 МАШИНИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ ТА КОЛЕКТОРНІ ЗБУДНИКИ

Періодичність і обсяг вимірювань і випробувань машин постійного струму та збудників мають відповідати:

- під час приймально-здавальних випробувань (П) – машини, які надходять у розібраному стані, –7.1–7.9; машини, які надходять у зібраному стані, –7.1, 7.2.1, 7.3, 7.4, 7.6–7.9;
- під час капітального ремонту приводного механізму (К) – 7.1, 7.2.1, 7.3, 7.4, 7.6, 7.8, 7.9;
- під час поточного ремонту приводного механізму (Т) – 7.2.1.

7.1 П, К Умови введення в роботу машин постійного струму без сушіння ізоляції

Машини постійного струму вводять в роботу без сушіння ізоляції у разі виконання таких умов.

7.1.1 Машини постійного струму на напругу до 500 В – якщо значення опору ізоляції, виміряне мегаомметром на напругу 500 В, є не менше ніж 0,5 МОм.

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

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

7.2.1 Вимірювання опору ізоляції обмоток

Вимірювання проводять за номінальної напруги обмотки до 0,5 кВ мегаомметром на напругу 0,5 кВ, за номінальної напруги обмотки понад 0,5 кВ – мегаомметром на напругу 1 кВ. Виміряне значення опору ізоляції за температури навколишнього повітря від 10 °С до 30 °С повинне бути не менше ніж 0,5 МОм.

Під час експлуатації опір ізоляції обмоток вимірюють разом із з'єднаними з ними колами і кабелями.

7.2.2 Вимірювання опору ізоляції бандажів

Вимірювання ізоляції бандажів проводять відносно корпусу і утримуваних ними обмоток (за наявності доступу до бандажів). Виміряне значення опору ізоляції повинне бути не менше ніж 0,5 МОм.

7.3 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробувальної напруги приймають згідно з таблицею 6.

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

Таблиця 6 – Випробувальна напруга промислової частоти для ізоляції машин постійного струму

Випробуваний елемент	Значення випробувальної напруги, кВ	Примітка
Обмотки	1,2	Для машин потужністю більше ніж 3 кВт
Бандажі якоря	1,0	Те саме
Реостати, пускорегулювальні резистори	1,0	Ізоляцію можна випробувати разом з ізоляцією кіл збудження

7.4 П, К Вимірювання опору постійному струму

Вимірювання виконують в генераторах, а також в електродвигунах потужністю більшою ніж 3 кВт, за практично холодного стану машини. Норми допустимих відхилень опору наведено в таблиці 7.

Таблиця 7 – Норма відхилення значень опору постійному струму

Випробуваний елемент	Норма	Примітка
Обмотки збудження	Значення опорів обмоток не повинні відрізнятися від попередніх вимірювань або даних виробників більше ніж на 2 %	
Обмотка якоря (між колекторними пластинами)	Значення виміряного опору не повинні відрізнятися одне 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 даних виробників більше ніж на 10 %. Не повинно бути обриву кіл	Вимірювання проводять на кожному відгалуженні. Цілісність кіл перевіряють мегаомметром

7.5 П Вимірювання повітряних зазорів під полюсами

Вимірювання виконують у генераторах, а також електродвигунах потужністю 3 кВт і більше. Розміри зазорів у діаметрально протилежних точках не мають відрізнятися один від одного більше ніж на 10 % від середнього розміру зазору.

Розміри повітряних зазорів між полюсами і якорем збудника в діаметрально протилежних точках не мають відрізнятися один від одного більше ніж на 5 % середнього значення – для збудників турбогенераторів потужністю 300 МВт і більше; 10 % – для збудників решти генераторів, якщо документацією виробника не передбачено інших норм.

7.6 П, К Зняття характеристик неробочого ходу та випробування виткової ізоляції

Характеристику неробочого ходу знімають на генераторах постійного струму. Під час приймально-здавальних випробувань та після повної заміни обмотки якоря підвищення напруги виконують до значення, яке дорівнює 130 % номінального, в інших випадках – до значення $(1,15-1,2) U_n$.

Відхилення значень знятої характеристики від значень характеристики, знятої на виробнику не нормується (практично вони не повинні перевищувати допустиму похибку вимірювань).

Під час випробування виткової ізоляції машин з числом полюсів, більшим ніж чотири, значення середньої напруги між сусідніми колекторними пластинами не повинне перевищувати 24 В. Тривалість випробування виткової ізоляції становить 3 хв.

7.7 П Визначення характеристик колекторного збудника

Характеристику неробочого ходу знімають до значення, встановленого виробником.

Характеристику навантаження знімають шляхом навантаження на ротор генератора до значення, не нижче ніж значення номінального струму збудження. Відхилення характеристик від знятих на виробнику не нормується.

7.8 П, К Перевірка роботи машини на неробочому ході

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

7.9 П, К Визначення меж регулювання частоти обертання електродвигунів

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

Межі регулювання повинні відповідати технологічним даним механізму.

8 ЕЛЕКТРОДВИГУНИ ЗМІННОГО СТРУМУ

Періодичність і обсяг вимірювань та випробувань електродвигунів змінного струму мають відповідати:

- під час приймально-здавальних випробувань (П) – згідно з 8.1–8.10, 8.12;
- під час капітального ремонту (К) – згідно з 8.1–8.13;
- під час поточного ремонту (Т) – згідно з 8.2, 8.10.

8.1 П, К Умови введення в роботу електродвигунів без сушіння ізоляції

Для визначення необхідності сушіння ізоляції обмоток електродвигунів слід керуватися вимогами таблиці 8 і додатка 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
Потужність більша ніж 5000 кВт, напруга понад 1 кВ	Не менше значень, наведених у додатку Б, за температури ізоляції не нижче ніж 10 °С	Не менше ніж 1,3 за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С
Потужність 5000 кВт і менше, напруга понад 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

8.2 П, К Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром, напругу якого зазначено в таблиці 9.

Допустимі значення опору ізоляції наведено в таблиці 9.

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

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

Значення випробувальної напруги приймають згідно з таблицею 2.

Таблиця 9 – Допустимі значення опору ізоляції

Випробуваний 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 8.1. 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 понад 3 кВ або потужністю більшою ніж 1000 кВт
Обмотка ротора	П К, Т**	За вимогами виробника, 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 понад 3 кВ, підшипники яких мають ізоляцію відносно корпусу. Вимірювання проводять відносно фундаментної плити за повністю зібраних оливопроводів. В експлуатації вимірювання проводять під час ремонтів з вийманням ротора
* Опір ізоляції вимірюють за номінальної напруги обмотки до 0,5 кВ – мегаомметром на напругу 0,5 кВ; за номінальної напруги обмотки понад 0,5 кВ до 1 кВ – мегаомметром на напругу 1,0 кВ, а за номінальної напруги обмотки понад 1 кВ – мегаомметром на напругу 2,5 кВ. ** Вимірюють під час поточних ремонтів, якщо для цього не потрібно проводити спеціальні демонтажні роботи.				

8.4 П, К Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробувальної напруги приймають згідно з таблицею 10. Тривалість подання випробувальної напруги становить 1 хв.

8.5 П, К Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірювання виконують за практично холодного стану машини.

8.5.1 Обмотки статора та ротора

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

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

Значення опорів різних фаз обмотки не повинні відрізнятися одне від одного або від початкових значень, а також від даних виробника більше ніж на 2 %.

Ремонти обмотки електродвигунів змінного струму проводять відповідно до додатка Г.

8.5.2 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 значень або попередніх вимірювань більше ніж на 10 %.

Таблиця 10 – Випробувальна напруга промислової частоти для обмоток електродвигунів змінного струму

Випробуваний елемент	Періодичність випробування	Потужність електродвигуна, кВт	Номинальна напруга електродвигуна, кВ	Значення випробуваної напруги, кВ
Обмотка статора	П	Менше ніж 1,0 Від 1,0 і більше До 1000 Більше ніж 1000 Більше ніж 1000 Більше ніж 1000	Нижче ніж 0,1 Нижче ніж 0,1 Понад 0,1 До 3,3 Понад 3,3 до 6,6 Понад 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 та 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	-	-	8-кратне $U_{ном}$ системи збудження, але не менше ніж 1,2 і не більше ніж 2,8
	К	-	-	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 заміни 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 у синхронних електродвигунах.				

8.6 П, К Вимірювання повітряних зазорів між статором і ротором

Вимірювання зазорів проводять, якщо дозволяє конструкція електродвигуна. При цьому в електродвигунах потужністю 100 кВт і більше, в усіх електродвигунах відповідальних механізмів, а також в електродвигунах з виносними підшипниками і підшипниками ковзання розміри 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.

8.7 П, К Вимірювання зазорів підшипника ковзання

Вимірювання проводять відповідно до вказівок підприємства-виробника.

8.8 П, К Гідравлічне випробування повітроохолодника

Випробування проводять надлишковим тиском від 0,2 МПа до 0,25 МПа протягом часу від 5 хв до 10 хв, якщо відсутні інші вказівки виробника.

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

Перевірку проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, потужністю 100 кВт і більше. Значення струму 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 повинна бути не меншою ніж 1 год.

8.10 П, К, Т Вимірювання вібрації підшипників

Вимірювання проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, а також в усіх електродвигунах відповідальних механізмів.

Допустиме значення вібрації на кожному підшипнику електродвигуна не повинне перевищувати таких значень (якщо документацією виробників не

передбачено більш жорстких норм):

- синхронна частота обертання, об/хв – 3000, 1500, 1000, 750 і нижче;
- вібрація підшипників, мкм – 30, 60, 80 і 95 відповідно.

8.11 К Вимірювання розбігу ротора в осьовому напрямку

Вимірювання проводять 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.

8.12 П, К Перевірка роботи електродвигуна під навантаженням

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

Перевіряють тепловий і вібраційний стан електродвигуна.

Тривалість безперервної роботи – до температури, яка встановилася.

8.13 К Перевірка справності стрижнів короткозамкнутих роторів

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

9 ТРАНСФОРМАТОРИ СИЛОВІ, АВТОТРАНСФОРМАТОРИ ТА ОЛИВНІ РЕАКТОРИ*

9.1 Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань трансформаторів

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

* Далі – трансформатори.

9.2 П, К Визначення умов увімкнення трансформаторів

Умови введення трансформаторів в експлуатацію (під час першого увімкнення) визначають згідно з СОУ 40.1-21677681-07. Випробування та вимірювання діагностичних параметрів здійснюють у відповідності до вимог 9.2-9.19 цих Норм та документації виробників. Граничні значення характеристик ізоляції наведено в додатку Д.

Для визначення умов уведення 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 по його завершенні приймають згідно з таблицею 11 та додатку Е.

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

Періодичність вимірювань і випробувань	Обсяг вимірювань і випробувань трансформаторів		
	Оливонаповнених		Сухих
	на напругу до 35 кВ, потужністю до 6,3 МВ·А	на напругу 110 кВ і вище; власних потреб усіх напруг потужністю 10 МВА і більше; на напругу 35 кВ потужністю 10 МВА і більше	
Під час приймально-здавальних випробувань, П	Згідно 9.2; 9.3; 9.6-9.9; 9.13; 9.15; 9.18; 9.19	Згідно 9.2-9.4; 9.6-9.16; 9.17-9.19	Згідно 9.3; 9.5; 9.6-9.9; 9.19
Два рази на рік, Т	-	Згідно з 9.15.2	-
Щорічно, Т	Згідно з 9.11; 9.15*	Згідно з 9.11; 9.14; 9.15*	-
Один раз на три роки, Т	Згідно з 9.3; 9.15**	Згідно з 9.3; 9.4; 9.12; 9.17	Згідно з 9.3
Один раз на шість років, Т	Згідно з 9.7	Згідно з 9.6; 9.7	Згідно з 9.7
Через 12 років після уведення в експлуатацію для визначення необхідності проведення капітального ремонту, Т	Згідно з 9.2; 9.6; 9.12; 9.19	Згідно з 9.2; 9.10****; 9.13; 9.16; 9.17; 9.19	Згідно з 9.5 9.6
Після капітального ремонту, К	Згідно 9.2; 9.3; 9.6-9.8, 9.9***; 9.13; 9.15; 9.18; 9.19	Згідно 9.2-9.4; 9.6-9.8; 9.9***; 9.10-9.16; 9.17-9.19	Згідно 9.3; 9.5; 9.6 - 9.8; 9.9***; 9.19
* Контроль оливи з бака контактора пристрою перемикання відгалужень обмоток трансформатора (РПН) або щорічна заміна оливи.			
** Контроль оливи з бака трансформаторів потужністю 630 кВА і більше, за винятком герметичних.			
*** Проводять у разі виконання робіт з від'єднанням обмоток трансформатора від його вводів.			

9.3 П, К, Т, М Вимірювання опору ізоляції

9.3.1 Опір ізоляції обмоток вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Найменші допустимі значення опору ізоляції для обмоток оливонаповнених трансформаторів, які вводять в експлуатацію, регламентуються вказівками додатка Д та вимогами документації виробників.

Найменші допустимі значення опору ізоляції для обмоток сухих трансформаторів, які вводять в експлуатацію, за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С мають бути не нижчими ніж: для обмоток із номінальною напругою до 1 кВ – 100 МОм; 6 кВ – 300 МОм; понад 6 кВ – 500 МОм.

Найменші допустимі значення опору ізоляції, за яких дозволяється уведення трансформаторів у 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 та порівнювати з раніше одержаним.

Вимірювання опору ізоляції обмоток виконують за температури ізоляції, °С:

- для трансформаторів на напругу до 35 кВ – не нижче ніж 5;
- для трансформаторів на напругу від 110 кВ до 150 кВ – не нижче ніж 10;
- для трансформаторів на напругу від 220 кВ до 750 кВ – близької до температури, зазначеної в паспорті (різниця не більша ніж 5 °С), але не нижче ніж 20 °С.

9.3.2 Опір ізоляції ярмових балок, пресувальних кілець і доступних стяжних шпильок трансформаторів вимірюють за необхідності, у разі огляду або ремонту активної частини, мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Значення опору ізоляції має бути не менше ніж 0,5 МОм.

9.4 П, К, Т, М Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат

Величину $\tan \delta$ ізоляції обмоток трансформаторів, які вводять в експлуатацію, вимірюють згідно з схемами виробника. Вимірювання проводять для силових трансформаторів на напругу 35 кВ потужністю 10000 кВ·А і більше та для всіх

трансформаторів на напругу 110 кВ і вище.

Найбільші допустимі значення $\tan \delta$ ізоляції для обмоток трансформаторів, які вводять в експлуатацію, регламентуються вказівками додатку Д та вимогами документації виробників.

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

Під час експлуатації вимірювання $\tan \delta$ проводять 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.

9.5 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Випробовувати підвищеною напругою ізоляцію обмоток разом із вводами оливнонаповнених трансформаторів під час уведення їх в роботу і після капітальних ремонтів без заміни обмоток та ізоляції не обов'язково.

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

Випробування ізоляції обмоток сухих трансформаторів є обов'язковим під час уведення в експлуатацію і капітального ремонту і його проводять за нормами згідно з таблицею 12.

Таблиця 12 – Значення випробувальної напруги промислової частоти для обмоток сухих трансформаторів

Назва показника	Значення							
Клас напруги трансформаторів, кВ	До 0,69	3	6	10	15	20	24	35
Випробувальна напруга, кВ	2,7	9,0	$\frac{18,0}{14,4^*}$	$\frac{25,2}{21,6^*}$	$\frac{34,2}{33,3^*}$	45,0	54,0	72,0
* Значення випробувальної напруги для трансформаторів, виготовлених до 01 січня 1999 року. Примітка. Трансформатори збудження на напругу 24 кВ випробовують згідно з документацією виробника.								

Тривалість прикладання випробувальної напруги становить 1 хв.

9.6 П, К, Т Вимірювання втрат неробочого ходу за зниженої напруги

Вимірювання проводять у трансформаторах потужністю 1000 кВ·А і більше за напругою (що підводиться до обмотки низької напруги) і за схемами, які наведено в паспорті трансформатора.

Для однофазних трансформаторів під час введення їх в роботу виміряне значення втрат НХ не повинне відрізнятися від паспортних даних більше ніж на 10 %.

Співвідношення втрат по фазах для трифазних трансформаторів під час уведення їх в експлуатацію та в роботі не має відрізнятися від паспортних співвідношень більше ніж на 5 %.

В експлуатації значення втрат НХ не нормується.

9.7 П, К, Т Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірювання здійснюють на всіх відгалуженнях, якщо в паспорті трансформатора немає інших вказівок. Значення опору обмоток трифазних трансформаторів не повинне відрізнятися більше ніж на 2 % від значення опору, одержаного на відповідних відгалуженнях інших фаз, або паспортних значень за однакових температур, якщо немає особливих вказівок 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 виробника.

9.8 П, К Перевірка коефіцієнта трансформації

Перевірку проводять на всіх положеннях перемикачів відгалужень. Значення коефіцієнта трансформації не повинне відрізнятись більше ніж на 2 % від значень, виміряних на відповідних відгалуженнях інших фаз, і значень виробника. Для трансформаторів з пристроєм РПН різниця між коефіцієнтами трансформації не повинна перевищувати значення ступеня регулювання пристрою РПН.

9.9 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.

9.10 П, К, М Вимірювання опору короткого замикання трансформатора

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 протікання через обмотки силового трансформатора струму КЗ 0,7 і більше від допустимого згідно з технічними умовами виробника або від розрахункового значення струму КЗ трансформатора, яке визначають згідно з ДСТУ EN 60076-5 (EN 60076-5:2006, IDT), а також під час комплексного визначення необхідності капітального ремонту.

Для трансформаторів з пристроєм регулювання напруги під навантаженням Z_K вимірюють на основному і обох крайніх відгалуженнях.

Значення Z_K не повинне відрізнятись більше ніж на 3 % від базового або на 5 % від вирахованого за паспортом (за напругою КЗ трансформатора) на основному відгалуженні обмоток, якщо інших значень не зазначено в документації виробника.

9.11 П, К, Т Перевірка роботи пристроїв перемикавання

Контроль справності пристроїв перемикавання проводять згідно з документа-

цією виробників, а також у разі незадовільних результатів хроматографічного аналізу газів (ХАРГ) у оливі пристроїв перемикання.

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

Перевірку засобів захисту оливи від впливу навколишнього середовища (в т.ч. перевірку та перезарядку повітроосушувача і термосифонного фільтру), дії газового та захисного реле РПН, стрілкового оливопоказчика, запобіжного та відсічного клапанів, термоперетворювачів опору виконують згідно документацією виробників.

9.13 П, К Випробування бака на щільність

Після монтажу та ремонту трансформаторів випробування виконують:

- у трансформаторах на напругу до 35 кВ – шляхом створення надмірного тиску стовпа оливи, висота якого над рівнем заповненого розширника становить 0,6 м, за винятком трансформаторів з хвилястими баками і пластинчастими радіаторами, для яких висоту стовпа оливи приймають рівною 0,3 м;
- у трансформаторів з плівковим захистом оливи шляхом створення всередині гнучкої оболонки надмірного тиску повітря 10 кПа;
- у решти трансформаторів на напругу 110 кВ і вище – шляхом створення надмірного тиску азоту або сухого повітря 10 кПа в надолівному просторі розширника.

Трансформатори без розширника і герметизовані на оливощільність не випробовують.

Температура оливи в баку трансформатора під час випробування має бути не нижчою ніж 10 °С. Тривалість випробувань становить не менше ніж 3 години.

Трансформатор вважається оливощільним, якщо під час візуального огляду витікання оливи не виявлено.

9.14 П, К, Т Перевірка систем охолодження

Контроль систем охолодження виконують згідно з документацією виробників.

9.15 П, К, Т, М Вимірювання характеристик трансформаторної оливи

9.15.1 Фізико-хімічний аналіз оливи (обсяг перевірки та періодичність) під час розвантаження, збереження, монтажу, введення в експлуатацію трансформаторів (під час першого увімкнення) та під час експлуатації проводять згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 43.101 та документацією виробника.

Оливу із трансформаторів потужністю менше ніж 630 кВ·А в процесі експлуатації не відбирають і не перевіряють, а підлягає заміні під час ремонтів у разі незадовільних результатів вимірювань ізоляційних характеристик вказаних трансформаторів.

У разі відбору проби оливи з герметичних трансформаторів необхідно дотримуватись вказівок, які містяться в документації виробника на ці трансформатори, або за погодженням із вказаним виробником.

9.15.2 Хроматографічний аналіз розчинених у оліві газів трансформаторів на напругу від 35 кВ до 750 кВ проводять згідно з СОУ-Н ЕЕ 46.501.

9.16 П, К, М Оцінювання вологості твердої ізоляції

Вологість оцінюють для трансформаторів на напругу 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, має бути не вище ніж 1 % для трансформаторів з захистом оливи і 1,5 % для трансформаторів без захисту оливи, а трансформаторів, що експлуатуються, – не вище ніж 3 % за масою. Вміст води в твердій ізоляції в процесі експлуатації дозволено не визначати, якщо вміст її в оліві не перевищує 10 г/т (у разі виконання відбору проби оливи за температури ізоляції не нижче ніж 30 °С).

Вміст води в твердій ізоляції перед введенням в експлуатацію і під час капітального ремонту визначають за вмістом води в закладених у бак зразках ізоляції. У разі порівняння значень ізоляції трансформаторів до і після капітального ремонту дозволено оцінювати вміст води в твердій ізоляції

розрахунковим методом за результатами вимірювань $\tan \delta$ ізоляції і оливи за температур 30 °С або 60 °С за допомогою номограм згідно з додатком Е.

9.17 П, К, Т Випробування вводів

Випробування та вимірювання вводів проводять згідно з розділом 27.

9.18 П, К Випробування вбудованих трансформаторів струму

Випробування та вимірювання вбудованих трансформаторів струму виконують згідно з 10.2; 10.5.2; 10.6.

9.19 П, К Випробування трансформаторів увімкненням на номінальну напругу

Трансформатори вмикають на час не менше ніж 30 хв, упродовж якого прослуховують і наглядають за станом трансформатора. У процесі випробувань не повинні мати місце явища, які вказують на незадовільний стан трансформатора.

10 ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ

10.1 Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань

Обсяг та періодичність вимірювань і випробувань трансформаторів струму (ТС) мають відповідати наведеним у таблиці 13, а для елегазових ТС – вимогам 10.14 цих Норм.

В експлуатації для ТС на напругу від 110 кВ до 750 кВ випробування проводяться у обсязі П через 1 рік після введення в експлуатацію. У подальшому для ТС з паперово-оливною ізоляцією конденсаторного типу та кабельно-конденсаторною ізоляцією на напругу 330 кВ і вище, за умови задовільних результатів вимірювання під робочою напругою згідно з 10.13, вимірювання згідно з 10.2, 10.3, 10.11 можна не проводити.

Таблиця 13 – Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань трансформаторів струму

Періодичність вимірювань і випробувань	Обсяг вимірювань і випробувань трансформаторів струму		
	З керамічною і літою ізоляцією на напругу до 35 кВ та вбудовані трансформатори струму	З паперово-оливою ізоляцією	З паперово-оливою ізоляцією конденсаторного типу та кабельно-конденсаторною ізоляцією
Під час приймально-здавальних випробувань	Згідно з 10.2; 10.5 – 10.9	Згідно з 10.2–10.10; 10.11	Згідно з 10.2–10.10; 10.11*
Не менше ніж один раз на три роки	-	Згідно з 10.2**; 10.3**; 10.5.2; 10.10; 10.11	Згідно з 10.2; 10.3; 10.5.2; 10.10**; 10.11
Не менше ніж один раз на шість років	Згідно з 10.2; 10.5	Згідно з 10.2–10.6; 10.11	Згідно з 10.2; 10.3; 10.5.2; 10.6; 10.11*

* Відбір і випробування оливи герметичних ТС не проводять (якщо це не передбачено інструкцією виробника). Для ТС, які відпрацювали свій термін експлуатації, відбір оливи виконують одноразово, а у подальшому – у разі наявності тенденції значного погіршення ізоляційних характеристик у порівнянні з попередніми за результатами вимірювань під робочою напругою або за кривими іонізації.

** За незадовільних показників оливи.

Примітка. Періодичність зняття кривої іонізації наведено у 10.4.

10.2 П, К, Т Вимірювання опору ізоляції

Вимірювання опору основної ізоляції та ізоляції вимірювального виводу трансформаторів струму проводять мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток, проміжних обмоток та нульової обкладки каскадних трансформаторів струму відносно цоколя і між собою проводять мегомметром на напругу 1,0 кВ або 2,5 кВ.

Виміряні значення опору ізоляції повинні бути не меншими від наведених у таблиці 14, якщо інше не вказане в документації виробника.

Таблиця 14 – Найменші допустимі значення опору ізоляції трансформаторів струму

Клас напруги трансформаторів, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм, не менше ніж			
	Основна ізоляція	Нульова обкладка «О»	Вторинні обмотки*	Проміжні обмотки
3 - 35	1000/500	-	50 (1)/50 (1)	-
110 - 220	3000/1000	-	50 (1)/50 (1)	-
330 - 750	5000/3000	100/50	50 (1)/50 (1)	1/1

*Значення опору ізоляції вторинних обмоток наведені: без дужок – за від'єднаних вторинних кіл, в дужках – з приєднаними вторинними колами.

Примітка. У чисельнику наведено найменші допустимі значення опору ізоляції для ТС, які вводяться в роботу, у знаменнику – для ТС, які знаходяться в експлуатації.

Для ТС типу ТФРМ (ТРН) також проводять вимірювання опору ізоляції первинної обмотки відносно оливорозширника. Значення опору ізоляції під час приймально-здавальних випробувань повинне бути не менше ніж 100 МОм, а під час експлуатації – не менше ніж 50 МОм.

За значеннях опору ізоляції від 50 МОм до 2 МОм – вимірювання проводять з меншою періодичністю, але не менше одного разу на два роки. За значеннях опору ізоляції від 2 МОм до 0,5 МОм – вимірювання проводять не менше одного разу на рік. Вимірювання опору ізоляції проводять мегаомметром на напругу 0,5 кВ або 1,0 кВ.

Під час експлуатації дозволяється проводити вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток разом з приєднаними до них колами, при цьому опір ізоляції повинен бути не меншим ніж 1 МОм. Якщо опір ізоляції менший ніж 1 МОм, то необхідно провести вимірювання без приєднання вторинних кіл. Значення опору ізоляції при цьому повинне бути не менше ніж 50 МОм.

10.3 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 виробником не встановлено інших норм.

Ємність основної ізоляції не повинна відрізнятися більше ніж на 5% порівняно з паспортними даними або з даними, виміряними перед увімкненням ТС в роботу.

Під час вимірювань потрібно звертати увагу на характер змінювання $\operatorname{tg} \delta$ і ємності ізоляції порівняно з результатами попередніх вимірювань.

Для каскадних ТС вимірювання $\operatorname{tg} \delta$ і ємності ізоляції обмоток виконують для кожного ступеня каскаду окремо.

Таблиця 15 – Граничні значення $\operatorname{tg} \delta$ основної ізоляції обмоток трансформаторів струму (за температури ізоляції 20 °С та напруги 10 кВ)

Виконання трансформатора струму і періодичність вимірювання	Граничні значення tg δ, %, основної ізоляції трансформатора струму на номінальну напругу, кВ						
	35	60-110	150	220	330	500*	750*
Трансформатори струму ланкового типу з паперово-оливною ізоляцією (ТФЗМ, ТФНД):							
– під час першого увімкнення;	2,2	2,2	1,65	1,1	-	1,1	-
– в експлуатації	4,5	3,5	2,5	2,5	-	1,5	-
Трансформатори струму з кабельно-конденсаторною ізоляцією і U-подібною обмоткою:							
– під час першого увімкнення;	-	-	-	-	150 % від виміряного на виробнику	-	-
– в експлуатації	-	-	-	-	0,8/1,0/1,5**	-	-
Трансформатори струму з паперово-оливною ізоляцією конденсаторного типу і римоподібною обмоткою:					150 % від виміряного на виробнику 150% від виміряного перед вводом в експлуатацію, але не більше ніж 0,6		
– під час першого увімкнення;	-	-	-	-			
– в експлуатації	-	-	-	-			

* Норма вказана для одного ступеня каскадного трансформатора струму.

** Норма – у першому знаменнику для вимірювального конденсатора, у другому – для останніх шарів ізоляції.

10.4 П,К,Т Зняття кривих іонізації

Зняття кривих іонізації виконують для ТС на напругу від 330 кВ до 750 кВ, які мають вимірювальний вивід:

- не рідше одного разу на три роки для ТС, які використовуються у якості еталонного ТС при організації контролю ізоляційних характеристик під робочою напругою інших ТС;

- за рішенням технічного керівника для ТС, у яких за результатами вимірювання ізоляційних характеристик під робочою напругою виявлене відхилення параметрів діелектричних характеристик;

- у випадку виходу за межі діапазону гранично допустимих значень будь-яких нормованих параметрів, які контролюються за результатами ХАРГ, тепловізійного контролю тощо.

У разі відсутності зауважень за результатами зняття кривих іонізації по-дальше зняття кривих іонізації виконують при виявленні тенденції зростання нормованих параметрів.

Для каскадних ТС зняття кривої іонізації виконують для кожної ступені окремо. Рівень випробувальної напруги повинен відповідати значенню робочої напруги (U_p) ТС, а для каскадних ТС – робочій напрузі ступеня ТС.

Значення приросту $\tan \delta$ основної ізоляції ($\Delta \tan \delta$) за підвищення напруги від $0,5 U_p$ до U_p під час зняття кривої іонізації не повинно перевищувати 0,1%.

10.5 П, К Випробування підвищеною напругою промислової частоти

10.5.1 Випробування основної ізоляції

Значення випробувальної напруги основної ізоляції наведено в таблиці 16.

Таблиця 16 – Випробувальна напруга промислової частоти

Вид ізоляції	Значення випробувальної напруги, кВ, для вимірювальних трансформаторів на номінальну напругу, кВ							
	3	6	10	15	20	24	27	35
Нормальна	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	67,5	72	85,5
Полегшена	9,0	18,0	25,2	34,2	45,0	54,0	58,5	72,0

В експлуатації трансформатори струму дозволено випробувати разом з

ошиновкою відповідно до 5.21.

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв [2].

10.5.2 Випробування ізоляції вторинних обмоток

Під час приймально-здавальних випробувань та в експлуатації значення випробувальної напруги вторинних обмоток трансформаторів струму має відповідати вимогам документації виробника обладнання.

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

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

10.6 П, К Перевірка контрольних точок характеристики намагнічування

Контрольні точки характеристики намагнічування трансформатора струму перевіряють за напруги, зазначеної в документації виробника. При цьому в будь-якому разі значення вторинного струму не повинно перевищувати номінального значення.

Дозволено знімати тільки три точки характеристики намагнічування підвищенням напруги до початку насичення, але не вище ніж 1800 В. Одержані значення в контрольних точках порівнюють із паспортними значеннями або з результатами вимірювань у справних однотипних трансформаторах струму. При цьому виміряні значення струму намагнічення не повинні перевищувати 10 % значень, наведених у паспорті виробника або результатів вимірювань однотипних ТС.

За наявності в обмотках відгалужень контрольні точки перевіряють на робочому відгалуженні.

10.7 П, К Перевірка полярності вбудованих трансформаторів струму

Полярність повинна відповідати даним виробника.

10.8 П, К Перевірка коефіцієнта трансформації

Відхилення значень виміряного коефіцієнта трансформації від зазначеного в паспорті повинно бути в межах точності вимірювання та відповідати вимогам ви-

робника.

10.9 П, К Вимірювання опору обмоток постійному струму

Відхилення значення виміряного опору обмоток від зазначеного в паспорті має бути не більшим ніж 2 %, якщо інше не наведено в документації виробників.

У разі задовільних результатів тепловізійного контролю перевірку опору обмоток постійному струму можна не проводити.

10.10 П, К, Т Перевірка якості ущільнень трансформаторів струму

Перевірку проводять в трансформаторах струму на напругу від 35 кВ до 500 кВ з паперово-оливною ізоляцією негерметичного виконання шляхом утворення в них надлишкового тиску оливи 0,05 МПа (0,5 кгс/см²). Тривалість перевірки становить 5 хв.

Під час перевірки не повинно бути витікання оливи та зниження випробувального тиску.

10.11 П, К, Т Випробування трансформаторної оливи

10.11.1 Фізико-хімічний аналіз оливи проводять згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 43.101 та документацією виробника.

У разі відбору проби оливи з герметичних трансформаторів струму необхідно дотримуватись вказівок, які містяться в документації виробника на ці трансформатори, або за погодженням із вказаним виробником.

Із ТС з об'ємом оливи до 30 кг відбирання проб та їх випробування не проводять, а в разі погіршення характеристик основної ізоляції оливу замінюють.

Для ТС на напругу від 330 кВ до 750 кВ з терміном експлуатації 25 років і більше виконують фізико-хімічний аналіз оливи:

- для герметичних ТС – за наявності тенденції погіршення ізоляційних характеристик у порівнянні з попередніми за результатами вимірювань під робочою напругою або за кривими іонізації;

- для негерметичних ТС – за наявності тенденції погіршення ізоляційних характеристик у порівнянні з попередніми за результатами вимірювань під робочою напругою або за кривими іонізації, але не рідше одного разу на три роки,

а при наближенні ізоляційних характеристик до граничних значень – щорічно.

10.11.2 Хроматографічний аналіз розчинених у маслі газів для ТС на напругу від 220 кВ до 750 кВ проводять згідно з СОУ-Н ЕЕ 46.501.

10.12 П, К, Т Випробування обмежувачів перенапруг і вентильних розрядників каскадних трансформаторів струму

Випробування обмежувачів перенапруг і вентильних розрядників проводять згідно з вказівками розділу 24.

10.13 М Контроль ізоляції під робочою напругою

Контроль ізоляції трансформаторів струму під робочою напругою рекомендовано проводити в трансформаторах струму на напругу від 330 кВ до 750 кВ.

У разі задовільних результатів контролю ізоляції ТС під робочою напругою вимірювання згідно з 10.2, 10.3, 10.11 можна не виконувати.

Контрольовані параметри – зміна тангенса кута діелектричних втрат $\Delta \tan \delta$ і ємності $\Delta C/C$ основної ізоляції, зміна модуля повної комплексної провідності основної ізоляції $\Delta Y/Y$. Дозволяється здійснювати контроль за одним з параметрів $\Delta \tan \delta$ або $\Delta Y/Y$. Граничні значення збільшення контрольованого параметру за нормальних погодних умов становлять 5% від значення, виміряного під час встановлення уставок системи контролю під напругою.

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

Періодичність контролю трансформаторів струму під робочою напругою залежно від величини контрольованого параметра і граничні значення параметра визначають 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 зняти криву іонізації. Оцінку стану ізоляції проводять з урахуванням вимог 10.3.

10.14 П, М Елегазові трансформатори струму**10.14.1 П, М Елегазові трансформатори струму типу ТОГ****10.14.1.1** Перед уведенням в експлуатацію (першим увімкненням), П:

- значення $\operatorname{tg} \delta$, виміряне за напруги 10 кВ, не повинне перевищувати значення $\operatorname{tg} \delta$, виміряного на виробнику, більше ніж на 50 %;
- ємність не повинна відрізнятися від паспортної більше ніж на 5 %;
- значення опору ізоляції нульового виводу відносно корпусу і вторинних обмоток між собою і корпусом, виміряне мегаомметром на 1000 В, повинне бути не менше ніж 300 МОм;
- ізоляцію вторинних обмоток та ізоляцію нульового виводу необхідно випробовувати напругою 2,7 кВ промислової частоти протягом 1 хв;
- перевірку контрольних точок характеристик намагнічування виконують згідно з 10.6.

10.14.1.2 В експлуатації, М, в перші два роки – один раз на рік, а далі – один раз на три роки:

- значення $\operatorname{tg} \delta$ ТС типу ТОГ-110 кВ повинне бути не більше ніж 0,5 %;
- значення $\operatorname{tg} \delta$ ТС типу ТОГ на напругу від 150 кВ до 750 кВ повинне бути не більше ніж 1,5 %;
- ємність не повинна відрізнятися від паспортної більше ніж на 5 %;
- значення опору ізоляції нульового виводу відносно корпусу і вторинних обмоток між собою і корпусом, виміряне мегаомметром на 1000 В, повинне бути не менше ніж 50 МОм;
- ізоляцію вторинних обмоток, разом із приєднаними до них колами, та ізоляцію нульового виводу необхідно випробовувати напругою 1 кВ протягом 1 хв;
- перевірку контрольних точок характеристик намагнічування виконують згідно з 10.6;
- контроль ізоляції під робочою напругою проводять згідно з 10.13 за погодженням з виробником ТС.

10.14.2 П, М Елегазові трансформатори струму інших виробників

Обсяги та періодичність випробувань елегазових трансформаторів струму інших виробників визначаються документацією виробника

11 ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ

11.1 Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань

Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань трансформаторів напруги мають відповідати наведеним у таблиці 17.

Таблиця 17 – Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань трансформаторів напруги

Періодичність вимірювань і випробувань	Обсяг вимірювань і випробувань трансформаторів напруги			
	З литою і сухою ізоляцією на напругу до 35 кВ	Оливонаповнені електромагнітні	Ємнісні	Елегазові
Під час приймально-здавальних випробувань	Згідно з 11.2.1; 11.2.2	Згідно з 11.2.1-11.2.5	Згідно з 11.3.1-11.3.6	Згідно з 11.4.1-11.4.4
Не менше ніж один раз на три роки	-	Згідно з 11.2.1; 11.2.5	Згідно з 11.3.1; 11.3.5	Згідно з 11.4.1
Не менше ніж один раз на шість років	Згідно з 11.2.1; 11.2.2	Згідно з 11.2.1-11.2.5	Згідно з 11.3.1-11.3.6	Згідно з 11.4.1-11.4.4

11.2 П, К, Т Електромагнітні трансформатори напруги

11.2.1 Вимірювання опору ізоляції

Вимірювання опору ізоляції первинної обмотки трансформаторів напруги проводять мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток, а також зв'язуючих обмоток каскадних трансформаторів напруги проводять мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Виміряні значення опору ізоляції під час вводу в експлуатацію та в експлуатації (для трансформаторів напруги типу НКФ під час експлуатації значення опору основної ізоляції має бути не менше ніж 50 МОм) мають бути не менше від наведених у таблиці 18.

Таблиця 18 – Опір ізоляції трансформаторів напруги

Клас напруги трансформаторів, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм, не менше ніж		
	Основна ізоляція	Вторинні обмотки*	Зв'язуючі обмотки
3 - 35	50	50 (1)	-
110 - 500	100	50 (1)	1

* Значення опору ізоляції вторинних обмоток наведені: без дужок – за від'єднаних вторинних кіл, в дужках – з приєднаними вторинними колами.

Під час експлуатації дозволено проводити вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток разом з приєднаними до них колами, при цьому опір ізоляції повинен бути не меншим ніж 1 МОм. Якщо опір ізоляції менший ніж 1 МОм, то необхідно провести вимірювання без приєднання вторинних кіл. Значення опору ізоляції при цьому повинне бути не менше ніж 50 МОм.

11.2.2 П, К Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробувальної напруги основної ізоляції наведено в таблиці 16.

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

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

Під час приймально-здавальних випробувань значення випробувальної напруги ізоляції вторинних обмоток має відповідати вимогам документації виробника. Під час експлуатації значення випробувальної напруги для ізоляції вторинних обмоток з приєднаними до них колами становить 1 кВ.

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

11.2.3 П, К Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірювання опору обмоток постійному струму проводять у оливнонаповнених трансформаторах напруги та у зв'язуючих обмотках каскадних трансформаторів напруги.

Відхилення значення вимірюваного опору обмоток від зазначеного в паспорті має бути не більше ніж 2 % для первинних обмоток і не більше ніж 5 % – для вторинних обмоток, якщо інше не наведено в документації виробників.

11.2.4 П, К Вимірювання струму неробочого ходу

Вимірювання струму неробочого ходу трансформаторів напруги проводять за напруги, зазначеної в документації виробника .

Під час приймально-здавальних випробувань вимірювання струму неробочого ходу для каскадних трансформаторів напруги виконують для кожного ступеня окремо та фази в цілому, а в експлуатації – для фази в цілому.

Виміряні значення струму неробочого ходу 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.

11.2.5 П, К, Т Випробування трансформаторної оливи

Трансформаторну оливу випробовують згідно з СОУ-Н ЕЕ 43.101 та документацією виробника трансформатора напруги.

Із трансформаторів напруги з об'ємом оливи до 30 кг відбирання проб та їх випробування не проводять, а у разі погіршення характеристик основної ізоляції оливу замінюють.

11.2.6 М Вимірювання напруги $3U_0$ трансформаторів напруги типу НКФ-330

Вимірювання напруги $3U_0$ трансформаторів напруги типу НКФ-330 виконують у відповідності до вимог Додатку Б СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-90.

11.3 Ємнісні трансформатори напруги

11.3.1 П, К, Т Вимірювання опору ізоляції електромагнітного пристрою

Вимірювання опору ізоляції обмоток проводять мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Значення опору ізоляції повинне бути не менше ніж 300 МОм.

11.3.2 П, К Випробування ізоляції електромагнітного пристрою підвищеною напругою промислової частоти

Випробуванням підлягає ізоляція вторинних обмоток електромагнітного пристрою.

Під час приймально-здавальних випробувань значення випробувальної напруги ізоляції вторинних обмоток становить 1,8 кВ. Під час експлуатації значення випробувальної напруги для ізоляції вторинних обмоток з приєднаними до них колами становить 1 кВ.

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

11.3.3 П, К Вимірювання опору обмоток постійному струму

Виміряні значення опору не повинні відрізнятися від зазначених в паспорті більше ніж на 5%.

11.3.4 П, К Вимірювання струму і втрат неробочого ходу

Вимірювання струму і втрат неробочого ходу проводять за напруг, зазначених в документації виробника.

Виміряні значення не повинні відрізнятися від зазначених в паспорті більше ніж на 20%.

11.3.5 П, К, Т Випробування трансформаторної оливи з електромагнітного пристрою

Значення пробивної напруги оливи має бути не менше ніж 30 кВ.

11.3.6 П,К,М Вимірювання високочастотного загороджувача

Вимірювання високочастотного загороджувача проводять відповідно до документації виробника.

11.3.7 П, К, М Випробування конденсаторів дільників напруги

Випробування конденсаторів дільників напруги проводять згідно з вказівками розділу 23.

11.3.8 П, К, М Випробування обмежувачів перенапруг і вентиляльних розрядників

Випробування обмежувачів перенапруг і вентиляльних розрядників проводять згідно з вказівками розділу 24.

11.4 Елегазові трансформатори напруги

11.4.1 П, К, Т Вимірювання опору ізоляції

Значення опору ізоляції, виміряне мегаомметром на напругу 2,5 кВ, повинне бути не менше ніж 300 МОм між:

- первинною обмоткою і заземленими вторинними обмотками;
- первинною обмоткою і корпусом при заземлених вторинних обмотках;
- між вторинними обмотками;
- незаземленими вторинними обмотками і корпусом;
- між зв'язуючими обмотками та верхнім фланцем нижнього блока за від'єднаної перемички Нр-Е (для трансформаторів типу НКГ).

Опір ізоляції обмоток визначають за температури ізоляції не нижче ніж 10 °С.

11.4.2 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Під час приймально - здавальних випробувань значення випробувальної напруги ізоляції вторинних обмоток має відповідати вимогам документації виробника.

Під час експлуатації значення випробувальної напруги для ізоляції вторинних обмоток з приєднаними до них колами становить 1 кВ.

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

11.4.3 П, К Вимірювання опору обмоток постійному струму

Значення опору постійному струму первинної обмотки не повинне відрізнятися від паспортних значень більше ніж на 2 %, вторинних обмоток – більше ніж на 5 %.

11.4.4 П, К Вимірювання струму неробочого ходу

Значення струму неробочого ходу не повинне відрізнятись більше ніж на 20 % від паспортних значень.

12 ВИМИКАЧІ ОЛИВНІ ТА ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ

Періодичність та обсяг вимірювань і випробувань оливних та електромагнітних вимикачів мають відповідати:

- під час першого увімкнення (П) – 12.1–12.15;
- під час капітального ремонту (К) – 12.1–12.15;
- у міжремонтний період (М) у строки, визначені місцевими інструкціями та за необхідності – 12.1–12.3; 12.5; 12.13, 12.14.

12.1 П, К, М Вимірювання опору ізоляції

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

Опір ізоляції потрібно вимірювати мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення його повинне бути не нижче від значень, наведених у таблиці 19.

Таблиця 19 – Граничні значення опору ізоляції рухомих і направляючих частин, виконаних з органічних матеріалів

Вид випробування	Допустимі значення опору ізоляції, МОм, вимикача на номінальну напругу, кВ, не менше ніж		
	3–10	15–150	220 і вище
Під час першого увімкнення	1000	3000	5000
Під час експлуатації	300	1000	3000

12.1.2 Вимірювання опору ізоляції дугогасних камер електромагнітних вимикачів

Опір ізоляції має відповідати нормам виробника.

12.1.3 Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування

Вимірювання проводять згідно з 29.1.

12.2 П, К, М Випробування введів

Випробування проводять згідно з розділом 27.

12.3 П, К, М Оцінювання стану внутрішньобакової ізоляції та ізоляції дуогасних пристроїв бакових оливних вимикачів на напругу 35 кВ

Оцінювання проводять у випадку, коли під час вимірювання $\tan \delta$ введів на повністю зібраному вимикачеві одержано значення, які перевищують наведені в розділі 27.

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

Оцінку стану внутрішньобакової ізоляції оливних вимикачів на напругу від 110 кВ до 220 кВ проводять згідно з вимогами документації виробників.

12.4 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

12.4.1 Випробування опорної ізоляції та ізоляції вимикачів відносно корпусу

Випробувальну напругу для вимикачів кожного класу напруги приймають згідно з таблицею 20. Випробуванню підвищеною напругою підлягає також ізоляція міжконтактних розривів у малооливних вимикачах 6 кВ та 10 кВ.

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

Таблиця 20 – Випробувальна напруга промислової частоти для оливних і електромагнітних вимикачів

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

12.4.2 Випробування ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування

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

12.5 П, К, М Вимірювання опору постійному струму

Вимірювання опору постійному струму струмопровідного контуру кожного полюса в цілому та окремих його частин, шунтуючих резисторів дугогасних пристроїв та обмоток електромагнітів керування (увімкнення і вимикання) мають відповідати вимогам документації виробників.

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

Виміряні значення мають відповідати нормам виробників.

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

Перевірку проводять в обсязі і за нормами документації виробників і паспортів для кожного типу приводу і вимикача.

12.8 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.

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

Перевірку проводять для визначення фактичних значень напруг на затискачах електромагнітів 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 даним виробників, 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.

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

Перевірку проводять у вимикачах, які мають пружинні приводи, в обсязі і за нормами документації виробників та паспортів для кожного типу приводу вимикача.

12.11 П, К Вимірювання швидкісних і часових характеристик вимикачів

Швидкісні та часові характеристики вимикачів мають відповідати нормам виробників.

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 документації виробників; при цьому швидкісні та часові характеристики повинні відповідати нормам, зазначеним у документації виробників і паспортах на кожний тип приводу вимикача.

12.12 П, К Випробування вимикачів багаторазовим увімкненням і вимиканням

Багаторазові випробування оливних вимикачів проводять за напруги на затискачах електромагнітів: увімкнення – 80 (85) % і 100 % номінальної; вимикання – 65 % і 100 % номінальної. Випробування вимикачів за верхньої межі значення напруги на затискачах електромагнітів увімкнення (110 % номіналь-

ної) і вимикання (120 % номінальної) не обов'язкове і виконують 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 автоматичного повторного вмикання (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.

12.13 П, К, М Випробування трансформаторної оливи вимикачів

Випробування трансформаторної оливи з баків, полюсів, модулів і оливонаповнених вводів оливних вимикачів проводять згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 43.101.

12.14 П, К, М Випробування вбудованих трансформаторів струму

Випробування вбудованих трансформаторів струму проводять в обсязі і за нормами, зазначеними в 10.2; 10.5.2; 10.6.

12.15 П, К Випробування шунтуючих конденсаторів

Випробування конденсаторів проводять в обсязі і за нормами, наведеними у розділі 23.

13 ВИМИКАЧІ ПОВІТРЯНІ

Періодичність та обсяг вимірювань і випробувань повітряних вимикачів мають відповідати:

- під час першого увімкнення (П) – 13.1-13.9;
- під час капітального ремонту (К) – 13.1–13.9;
- під час поточного ремонту в строки, визначені місцевими інструкціями,

(Т) – 13.5; 13.7.

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 документації виробника.

13.1 П, К Вимірювання опору ізоляції

13.1.1 Вимірювання опору ізоляції повітропроводів, опорних і рухомих частин, виконаних із органічних матеріалів

Вимірювання потрібно виконувати мегаомметрами на напругу 2,5 кВ.

Значення опору ізоляції має бути не нижче від значень, наведених у таблиці 21.

Таблиця 21 – Найменші допустимі значення опору ізоляції повітропроводів, опорних і рухомих частин, виконаних з органічних матеріалів

Вид випробування	Допустимі значення опору ізоляції, МОм, вимикача на номінальну напругу, кВ, не менше ніж		
	до 15	20–35	110 і вище
Під час першого увімкнення	1000	3000	5000
Під час експлуатації	300	1000	3000

13.1.2 Вимірювання опору багатoeлементних ізоляторів

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

Значення опору ізоляції кожного елемента ізолятора повинне бути не менше ніж 300 МОм.

13.1.3 Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування

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

Вимірювання проводять згідно з 29.1.

13.2 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

13.2.1 Випробування опорної ізоляції вимикачів

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

Для опорних одноелементних ізоляторів, виготовлених із фарфору разом з органічними матеріалами, значення випробувальної 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 випробувальної напруги становить 1 хв.

13.2.2 Випробування ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування

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

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

13.3.1 Вимірювання опору постійному струму обмоток електромагнітів керування

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

13.3.2 Вимірювання опору шунтуючих резисторів і омичних дільників напруги

Результати вимірювань опору повинні відповідати нормам, наведеним у документації виробника.

13.4 П, К Перевірка характеристик вимикачів

Під час перевірки роботи повітряних вимикачів усіх класів напруг потрібно визначати характеристики, а за необхідності – регулювати згідно з нормами 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 22.

Таблиця 22 – Обсяг багаторазових випробувань повітряних вимикачів під час налагодження

Найменування операції або циклу	Тиск під час випробування вимикача	Напруга на затисках електромагнітів керування	Кількість операцій і циклів у процесі	
			монтажу, капітальних і позачергових ремонтів	поточних ремонтів**
Вимикання, увімкнення	Мінімальне спрацювання	Номінальна	2	2
	Мінімальне робоче*	Те саме	2	2
	Номінальне*	-»-	2	2
	Максимальне робоче	0,65 номінального	2	2
Цикл «увімкнення-вимикання»	Мінімальне робоче*	Номінальна	2	2
	Максимальне робоче*	Те саме	2	2
Цикл «вимикання-увімкнення», успішне АПВ	Мінімальне для АПВ*	-»-	2	2
	Номінальне*	-»-	2	2
Цикл «вимикання-увімкнення-вимикання», неуспішне АПВ	Мінімальне для АПВ*	-»-	2	2
	Максимальне робоче*	-»-	2	2

* Осцилограми роботи вимикачів потрібно знімати.
 ** Осцилограми під час поточних ремонтів не знімають.

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

13.5 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 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 22) з метою перевірки справності дії вимикачів. 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).

13.6 П, К Перевірка мінімальної напруги спрацьовування приводів 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 найбільшому робочому тиску в резервуарах вимикачів. У разі живлення від мережі змінного струму через випрямний пристрій вимикачі повинні спрацьовувати за напруги на електромагнітах вимикання не більшої ніж $0,65 U_{ном}$, а на електромагнітах увімкнення – не більшої ніж $0,8 U_{ном}$. Напругу на електромагніти необхідно подавати поштовхом.

13.7 П, К, Т Вимірювання опору контактів струмопровідного контуру постійному струму

Перед першим увімкненням в експлуатацію та після капітальних ремонтів опір струмопровідного контуру потрібно вимірювати частинами, тобто кожний дугогасний пристрій (модуль), елемент (розрив) гасильної камери та відокремлювач, ошиновку усередині полюса тощо окремо.

Під час поточних ремонтів опір струмопровідного контуру полюса потрібно вимірювати повністю. У разі перевищення значення виміряного опору нормованого значення необхідно виміряти опір кожного елемента контактної системи

вимикача. Граничні значення опорів контактних систем повітряних вимикачів повинні відповідати документації виробника.

13.8 П, К Випробування конденсаторів дільників напруги

Випробування повинні проводитися згідно з розділом 23.

13.9 К Вимірювання $\operatorname{tg} \delta$ епоксидних вводів, циліндрів і тяг

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

14 ВИМИКАЧІ НАВАНТАЖЕННЯ

Періодичність і обсяг вимірювань і випробувань вимикача навантаження мають відповідати:

- під час першого увімкнення (П) – 14.1–14.3, 14.6–14.8;
- під час капітального ремонту (К) – 14.1–14.8.

14.1 П, К Вимірювання опору ізоляції

14.1.1 Вимірювання опору ізоляції тяг із органічних матеріалів

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Значення опору ізоляції повинне бути не менше ніж 3000 МОм під час прийнятно-здавальних випробувань і не менше ніж 300 МОм – під час капітального ремонту.

14.1.2 Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл і обмотки електромагніту керування

Вимірювання проводять згідно з 29.1.

14.2 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

14.2.1 Випробування ізоляції вимикача навантаження виконують випробувальною напругою згідно з таблицею 23.

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

Таблиця 23 – Випробувальна напруга промислової частоти ізоляції апаратів

Вид ізоляції	Значення випробувальної напруги, кВ, для апаратів на номінальну напругу до 35 кВ					
	3	6	10	15	20	35
Фарфорова	24	32	42	55	65	95
Полегшена	9,0	18,0	25,2	34,2	45,0	72,0
Інші види ізоляції	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	85,5

14.2.2 Ізоляцію вторинних кіл і обмотки електромагніту керування випробовують напругою промислової частоти 1 кВ протягом 1 хв.

14.3 П, К Вимірювання опору постійному струму

14.3.1 Вимірювання опору контактів вимикача

Вимірюють опір струмопровідної системи полюса.

Значення опору повинне відповідати даним виробника.

14.3.2 Вимірювання опору обмотки електромагніту керування

Значення опору повинне відповідати даним -виробника.

14.4 К Визначення ступеня зношення гасильних вкладишів

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

14.5 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 менше ніж 4 мм.

14.6 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.

14.7 П, К Перевірка спрацьовування приводу за зниженої напруги

Перевірку проводять для визначення фактичного значення напруги на затискачеві електромагніту вимикання приводу, за якого вимикач (без струму в первинному колі) зберігає працездатність, тобто виконує операцію вимикання з початку і до кінця.

Фактичне значення напруги спрацьовування приводу повинне відповідати даним виробника, а за відсутності таких даних – повинне бути на (15–20) % менше ніж нижня межа робочої напруги на затискачах електромагніту приводу.

14.8 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 електромагніті керування.

15 ВИМИКАЧІ ВАКУУМНІ

Періодичність та обсяг вимірювань і випробувань вакуумних вимикачів мають відповідати:

- під час першого увімкнення (П) – 15.1–15.6;
- під час капітального ремонту (К) – 15.1–15.6;
- під час поточного ремонту (Т) – 15.1; 15.3 та згідно з місцевими інструкціями.

15.1 П, К, Т Вимірювання опору ізоляції

15.1.1 Значення опору ізоляції полюса вимикача відносно його корпусу має бути не нижче ніж 3000 МОм.

Вимірювання проводять мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

15.1.2 М Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування проводять згідно з 29.1.

15.2 П, К, М Випробування ізоляції підвищеною напругою

15.2.1 П, К Ізоляцію кожного полюса вимикача відносно землі і двох інших полюсів випробовують напругою промислової частоти протягом 1 хв. Значення ви-

пробувальної напруги наведено в таблиці 23.

15.2.2 П, К Ізоляцію міжконтактних розривів випробовують напругою промислової частоти. При цьому значення випробувальної напруги та тривалість випробувань для різних типів вимикачів приймають згідно з вказівками виробника обладнання.

15.2.3 П, К, М Ізоляцію вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування випробовують напругою промислової частоти 1 кВ протягом 1 хв.

15.3 П, К, Т Вимірювання опору постійному струму струмопровідного контуру кожного полюса

Значення опору має відповідати нормам виробників, а за їх відсутності – даним, наведеним у таблицях 24 і 25.

15.4 П, К Перевірка мінімальної напруги спрацьовування вимикача

Вимикачі повинні спрацьовувати за напруги на приводі під час вимикання не більшої ніж $0,7U_{\text{ном}}$, а на приводі під час увімкнення – не більшої ніж $0,85U_{\text{ном}}$ у разі живлення приводу від мережі постійного струму. У разі живлення приводу від мережі змінного струму вимикачі повинні спрацьовувати за напруги на приводі під час вимикання не більше ніж $0,65U_{\text{ном}}$, а на приводі під час увімкнення – не більше ніж $0,85U_{\text{ном}}$. Напругу на привід треба подавати поштовхом.

15.5 П, К Перевірка часових характеристик вимикача

Власний час увімкнення та вимикання має відповідати даним документації виробників, а за їх відсутності – даним, наведеним у таблицях 24 і 25.

Таблиця 24 – Параметри вакуумних вимикачів на напругу 6 кВ і 10 кВ*

Назва параметра	Тип вимикача										
	BBB-10-2/320, 400 BBB-10-4/400	BVE-M-10-20/630 , 1000, 1600 BVE-M-10-31,5/2000, 3150	BVE-M-10-40/1600, 2000, 2500, 3150	BB-M-10-20/630, 1000, 1250, 1600 BB-M-10-31,5/ 630, 1000, 1600	BB-10-40/3150, BB-10-31,5/2000, 3150	BBTE-10-12,5/630	BB-M-10-4/400	BB/TEL-10/6-6,3/630	BB/TEL-10/6-8/ 800	KB/TEL-10 /6-6,3/630	KB/TEL-10/6-8/ 800
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Власний час увімкнення, с, не більший ніж	0,09	0,3	0,22	0,1	0,075	0,1	0,2	0,07			
Власний час вимикання, с , не більший ніж	0,08	Повний час вими- кання 0,07	Повний час вими- кання 0,075	0,055	0,055	0,018	0,015			0,0135	
Найменша напруга увімкнення, не більша ніж	80 %	85 %		80 %		85 %	85 %	85 %			
Найменша напруга вимикання, не більша ніж	65 %	70 %		За постійного струму 70 % За змінного струму 65 %		85 %	65 %	85 %			
Найменша напруга роботи двигуна заведення пружин приводу (для вимикача з пружинним приводом), не більша ніж	-	-	-	За постій-ного струму 85 %		-	-	-	-	-	-
				За змін-ного струму 80 %		-	-	-	-	-	-

Кінець таблиці 24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Час заведення пружин приводу за найменшої напруги, с, не більший ніж	-	-	-	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 %		- - - -	- - - -	- - - -	- - - -	- - - -	- - - -
Перехідний опір струмопровідного контуру усього полюса, мкОм, не більший ніж	300	-	-	-	-	100	-	100	60	100	50

* Норми відповідно до документації виробників обладнання

Таблиця 25 – Параметри вакуумних вимикачів на напругу 35 кВ*

Назва параметра	Тип вимикача					
	ВР35НС-35-20/1600, 2000 ВР35НС-35-25/1600, 2000	ВР35-35-20/1600, 2000	ВР35НСМ-35-20/1600, 2000 ВР35НСМ-35-25/1600, 2000 з пружинним приводом	ВР35-35-20/1600, 2000 з пружинним приводом	ВБ4-П-35-20/1250, 1600, 2500, 3150 У2 ВБ4-П-35-25/1250, 1600, 2500, 3150 У2 ВБ4-П-35-31,5/1250, 1600, 2500, 3150 У2 ВБ4-П-35-40/1250, 1600, 2500, 3150 У2	ВБ4-П-35-20/1600, 2000 У1 ВБ4-П-35-25/1600, 2000 У1
1	2	3	4	5	6	7
Власний час увімкнення, с, не більший ніж	0,1	0,1	0,09	0,12	0,07	0,1
Власний час вимикання, с, не більший ніж	0,050	0,050	0,055	0,055	0,045	0,06
Найменша напруга увімкнення, не більша ніж	85 %					
Найменша напруга вимикання, не більша ніж	За постійного струму 70 % За змінного струму 65 %					
Найменша напруга роботи двигуна заведення пружини приводу (для вимикача з пружинним приводом), не більша ніж	-	-	За постійного струму 85 % За змінного струму 80 %			
Час заведення пружини приводу за найменшої напруги, с, не більший ніж	-	-	15			

Кінець таблиці 25

1	2	3	4	5	6	7
Опір обмоток електромагнітів керування, Ом; – постійному струму 110 В 220 В – змінному струму 127 В 220 В	- - - -	- - - -	42,2±10 % 170±10 % 42,2±10 % 170±10 %	42,2±10 % 170±10 % 42,2±10 % 170±10 %	50±5% 198±5% - -	50±5% 198±5% - -
Перехідний опір струмопровідного контуру усього полюса, мкОм, не більший ніж	35	55	35	55	На 1250 А - 45 На 1600-2000 А - 42 На 2500-3150 А - 35	62

* Норми відповідно до документації виробників обладнання

15.6 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» та складними циклами випробовують 2-3 рази. Операції вимикачем виконують за номінальної напруги на приводі вимикача.

16 ВИМИКАЧІ ЕЛЕГАЗОВІ

Періодичність, обсяг вимірювань і випробувань елегазових вимикачів мають відповідати:

- під час першого увімкнення (П) – 16.1–16.8, 16.10-16.12;
- під час капітального ремонту (К) – 16.1–16.12;
- під час поточного ремонту (Т) – 16.3.1 та згідно з місцевими інструкціями.

16.1 П, К Вимірювання опору ізоляції

16.1.1 Вимірювання опору ізоляції опорних і рухомих частин, виконаних із органічних матеріалів

Опір ізоляції потрібно вимірювати мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення його повинне бути не нижче від значень, наведених у таблиці 26.

Таблиця 26 – Граничні значення опору ізоляції рухомих і опорних частин, виконаних з органічних матеріалів

Вид випробування	Допустимі значення опору ізоляції, МОм, на номінальну напругу, кВ, не менше ніж		
	3–35	110–150	220 і вище
Під час першого увімкнення	3000	5000	10000
Під час експлуатації	1000	3000	5000

16.1.2 Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування

Вимірювання проводять згідно з 29.1.

16.2 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою

16.2.1 Ізоляцію кожного полюса вимикача відносно землі і двох інших полюсів, а також ізоляцію міжконтактних розривів випробовують напругою промислової частоти протягом 1 хв. Значення випробувальної напруги наведені в таблиці 23.

16.2.2 Ізоляцію вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування випробовують напругою промислової частоти 1 кВ протягом 1 хв.

16.3 П, К, Т Вимірювання опору постійному струму

16.3.1 Вимірювання опору головного кола

Опір головного кола необхідно вимірювати як в цілому всього струмопровідного кола полюса, так і окремо кожного розриву дугогасного пристрою (якщо це дозволяє конструктивне виконання апарату).

Значення опору не повинне перевищувати норм виробників.

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

16.3.2 Вимірювання опору обмоток електромагнітів керування і додаткових резисторів у їх колі

Виміряні значення опорів повинні відповідати нормам виробників.

16.4 П, К Перевірка мінімальної напруги спрацьовування вимикачів

Вимикачі повинні спрацьовувати за напруги на електромагнітах вимикання не більше ніж $0,7U_{ном}$, а на електромагнітах увімкнення – не більше ніж $0,85U_{ном}$ у разі живлення приводу від мережі постійного струму і номінального тиску елегазу у вимикачі та номінального тиску оливи в системі приводу. У разі живлення приводу від мережі змінного струму вимикачі повинні спрацьовувати за напруги на електромагнітах вимикання не більше ніж $0,65U_{ном}$, а на електромагнітах увімкнення – не більше ніж $0,85U_{ном}$. Напруга на електромагніти повинна подаватися поштовхом.

16.5 П, К Перевірка характеристик вимикача

Під час перевірки роботи елегазових вимикачів потрібно визначати їх характеристики, які наведені в документації виробників. Результати перевірок і вимірювань повинні відповідати вимогам документації виробників. Види операцій і складних циклів, значення напруг оперативного струму, за яких необхідно виконувати перевірку характеристик вимикачів, наведені у таблиці 27. Значення власних часів вимикання та увімкнення, а також різночасність спрацьовування між контактами та полюсами потрібно забезпечувати за номінального тиску елегазу у вимикачі, номінального тиску оливи в гідросистемі приводу і номінальної напруги на виводах кіл електромагнітів керування.

16.6 П, К Перевірка характеристик приводів вимикачів

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

У гідравлічних приводах перевіряють тиски спрацьовування давачів: пуску двигуна насоса гідросистеми, блокування АПВ, блокування увімкнення вимикача і блокування керуванням вимикачем, а також час заряджання гідросистеми після виконання операцій “увімкнення”, “вимикання” та циклів “увімкнення-вимикання”, “вимикання-увімкнення-вимикання”. У разі використання в гідросистемах азоту перевіряють тиск заряджання останнього. Напругу на двигун треба

подавати поштовхом. Виміряні значення повинні відповідати вимогам документації виробника.

Таблиця 27 – Обсяг багаторазових випробувань елегазових вимикачів під час налагодження

Найменування операції або циклу	Напруга на затискачах електромагнітів керування	Кількість операцій та циклів у процесі налагодження
Вимикання, увімкнення	Номінальна*	2
	Мінімальна*	2
	Максимальна	1
Цикл «увімкнення - вимикання»	Номінальна*	2
	Мінімальна*	2
	Максимальна	1
Цикл «вимикання – увімкнення – вимикання»	Номінальна*	2
	Мінімальна*	1
	Максимальна	1

* Осцилограми роботи вимикачів потрібно знімати.

16.7 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 призначено для роботи в режимі АПВ) – повинні виконуватися за різних напруг на виводах електромагнітів керування і тисків оливи в гідросистемі приводу (за вимогою виробника) з метою перевірки вимикачів згідно з таблицею 27.

16.8 П, К Перевірка герметичності

Перевірку герметичності виконують за допомогою течешукача елегазу. Під час випробування на герметичність щупом течешукача досліджують зони ущільнення стикових з’єднань і зварювальних швів вимикача.

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

16.9 К Перевірка чистоти та вологості елегазу

Вміст вологи визначають за вимірами точки роси. Температура точки роси елегазу повинна бути не вище ніж мінус 50 °С, а чистота елегазу повинна бути не

менше ніж 98 %.

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

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

16.11 П, К Випробування конденсаторів дільників напруги

Випробування треба виконувати згідно із розділом 23.

16.12 П, К Випробування вбудованих трансформаторів струму

Випробування треба виконувати згідно з 10.2; 10.5.2; 10.6.

17 РОЗ'ЄДНУВАЧІ, ВІДОКРЕМЛЮВАЧІ ТА КОРОТКОЗАМИКАЧІ

Повністю змонтовані та відрегульовані роз'єднувачі, відокремлювачі, а також короткозамикачі усіх напруг випробовують під час першого увімкнення (П) та під час капітального ремонту (К) – згідно з 17.1-17.7.

17.1 П, К Вимірювання опору ізоляції

17.1.1 Вимірювання опору ізоляції тяг з органічних матеріалів

Вимірювання виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення опору ізоляції повинне бути не менше значень, зазначених у таблиці 26.

17.1.2 Вимірювання опору ізоляції ізоляторів

Вимірювання проводять згідно з 28.2.

17.1.3 Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування

Вимірювання проводять згідно з 29.1.

17.2 П, К Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Випробування виконують у такому обсязі:

– ізоляція роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів – згідно з таблицею 23. Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв;

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

17.3 П, К Вимірювання опору постійному струму

17.3.1 Вимірювання опору контактної системи роз'єднувачів і відокремлювачів

Виміряні значення опору мають відповідати нормам виробників, а за їх відсутності – даним, наведеним у таблиці 28.

Таблиця 28 – Допустимі значення опору постійному струму контактної системи роз'єднувачів

Тип роз'єднувача	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А	Допустимі значення опору, мкОм
1	2	3	4
РПГ	750	3150	250
РПГ	330, 500	3150	150
РГ	500	3150	120
РГ	330	3150	100
РГ	220	2000	150
РГ	220	1000	192
РГ	110	2000	71
РГ	110	1000	120
РГ, РГП	35	2000	40
РГ, РГП	35	1000	90
РГН	220	2000	129
РГН	220	1000	165
РГН	150	2000	120
РГН	150	1000	150
РПВ	330	3150	170
РДЗ	150	2000	58
РДЗ	150	1000	108
РДЗ, РДЗП	110	3150	48,6
РДЗ, РДЗП	110	2000	39,6
РДЗ, РДЗП	110	1000	82,2
РДЗ	35	2000	22,6
РДЗ	35	1000	60
РРЗ	35	1000, 2000	45
РЛНД	10	630	59
РЛНД	10	400	82

Кінець таблиці 28

1	2	3	4
РЛНД	10	200	230
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

17.3.2 Вимірювання опору обмоток електромагнітів керування

Значення опору обмоток мають відповідати даним виробника.

17.4 П, К Вимірювання витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомих

Виміряні значення витягувальних зусиль за знежирених контактних поверхонь повинні відповідати нормам виробника, а за їх відсутності – даним, наведеним у таблиці 29.

Таблиця 29 – 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 головного ножа	на одну пару ламелів	
				головних ножів	заземлювальних ножів
1	2	3	4	5	6
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)	–	–

Кінець таблиці 29

1	2	3	4	5	6
РВЗ	35	1000 600	176–225 (18–23) 137–176 (14–18)	– –	– –
РВЗ	20	400	118–157 (12–16)	–	–
РВК	20	7000 5000, 6000	830–850 (85–87) 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					
КЗ-220М	220	–	196–294 (20–30)	–	–
Інші апарати					
	–	400–600	196 (20)	–	–
	–	1000–2000	392 (40)	–	–
	–	3000	784 (80)	–	–

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

Роботу апарата з ручним керуванням перевіряють шляхом виконання п'яти операцій «увімкнення» та п'яти операцій «вимикання», апаратів з дистанційним керуванням – також шляхом виконання п'яти операцій «увімкнення» і п'яти операцій «вимикання» за номінальної напруги на виводах електромагнітів і електро-двигунів керування.

17.6 П, К Визначення часових характеристик

Виконують в короткозамикачах під час увімкнення та у відокремлювачах під час вимикання. Виміряні значення мають відповідати нормам виробника, а за їх відсутності – даним, наведеним у таблиці 30.

Таблиця 30 – Найбільший допустимий час вимикання відокремлювачів і увімкнення короткозамикачів

Тип відокремлювача	Час вимикання, с, не більший ніж	Тип короткозамикача	Час увімкнення, с, не більший ніж
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

17.7 П, К Перевірка роботи механічного блокування

Блокування не повинне допускати оперування головними ножами за увімкнених заземлювальних ножів і навпаки.

18 КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ ВНУТРІШНЬОЇ ТА ЗОВНІШНЬОЇ УСТАНОВКИ

Норми випробувань елементів комплектних розподільних установок внутрішньої за зовнішньої установки (вимикачі, вимірювальні трансформатори, вимикачі навантаження, обмежувачі перенапруг, вентильні розрядники, запобіжники, роз'єднувачі, силові трансформатори тощо) наведено у відповідних розділах цих Норм.

Крім того, для комірок комплектних розподільних установок внутрішньої (КРУ) та зовнішньої (КРУЗ) установки додатково проводять такі випробування:

- під час приймально-здавальних випробувань і капітального ремонту (П,К)
- згідно з 18.1–18.4;
- у міжремонтний період (М) – згідно з 18.1.

18.1 П, К, М Вимірювання опору ізоляції

18.1.1 Опір ізоляції первинних кіл вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення опору ізоляції має бути не менше ніж 300 МОм.

18.1.2 Опір ізоляції вторинних кіл вимірюють згідно з 29.1.

18.2 П, К Випробування підвищеною напругою промислової частоти

18.2.1 Випробування ізоляції первинних кіл комірок

Значення випробувальної напруги приймають згідно з таблицею 31.

Таблиця 31 – Випробувальна напруга промислової частоти комірок КРУ та КРУЗ

Номінальна напруга КРУ та КРУЗ, кВ	Значення випробувальної напруги, кВ, для комірок		
	з фарфоровою ізоляцією	з полегшеною ізоляцією	з іншими видами ізоляції
6	32	18,0	28,8
10	42	25,2	37,8
15	55	34,2	49,5
20	65	45,0	58,5
35	95	72,0	85,5

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв. [2].

Під час приймально-здавальних випробувань комірок КРУ та КРУЗ і після проведення їх реконструкції випробування підвищеною напругою промислової частоти рекомендовано виконувати до приєднання силових кабелів за змонтованих комірок і висувних елементів у робочому положенні (крім висувних елементів з трансформаторами напруги, вентильними розрядниками та обмежувачами перенапруг).

18.2.2 Випробування ізоляції вторинних кіл комірок

Ізоляцію вторинних кіл комірок випробовують напругою промислової частоти 1 кВ протягом 1 хв.

18.3 П, К Контроль болтових контактних з'єднань

18.3.1 Перевірка якості виконання болтових контактних з'єднань шин

Болтові з'єднання підлягають вибірковій перевірці на затягування болтів на (2–3) % з'єднань згідно з 20.3.1.

18.3.2 Вимірювання опору контактів постійному струму

Значення опору роз'ємних і болтових контактів не повинне перевищувати значень, наведених у таблиці 32.

Таблиця 32 – Допустимі значення опору постійному струму контактів КРУ та КРУЗ

Випробуваний елемент	Допустиме значення опору
Контакти збірних шин, вибірково	Значення опору відрізка шин у місці контактного з'єднання не має перевищувати більше ніж у 1,2 рази значення опору відрізка шин тієї ж довжини без контакту
Втичні контакти первинного кола *, вибірково	Допустимі значення опору контактів наведено в документації виробників. У випадках, коли значення опору контактів не наведено в документації виробників, значення опору має бути не більше ніж, мкОм: для контактів на 400 А – 75 для контактів на 600 А – 60 для контактів на 900 А – 50 для контактів на 1200 А – 40 для контактів більше ніж 2000 А – 33
Роз'ємні контакти вторинного силового кола (лише контакти ковзного типу), вибірково	Не більше ніж 4000 мкОм
* Вимірювання виконують, якщо дозволяє конструкція КРУ та КРУЗ.	

18.4 П, К Механічні випробування

Випробування виконують відповідно до документації виробника обладнання.

До механічних випробувань відносяться:

- п'ятиразове викочування та вкочування висувних елементів з перевіркою стану і точності зчленування втичних контактів, а також роботу шторок, блокування, фіксаторів, механічних частин дугового захисту тощо;
- перевірка роботи і стану контактів заземлювального роз'єднувача.

19 КОМПЛЕКТНІ ЕКРАНОВАНІ СТРУМОПРОВІДИ

Норми випробувань обладнання, вбудованого в струмопровід (вимірювальні трансформатори, комутаційні апарати тощо), наведені у відповідних розділах цих Норм.

Повністю змонтований струмопровід необхідно випробовувати в такому обсязі:

- під час приймально-здавальних випробувань (П) і для струмопроводів на

напругу 6 кВ і більше під час капітального ремонту електричних машин або КРУ, до яких приєднано струмопровід (К) – згідно з 19.1–19.6;

– у міжремонтний період (М) – згідно з 19.4, 19.5 та згідно з місцевими інструкціями.

19.1 П, К Вимірювання опору ізоляції

Вимірювання опору ізоляції струмопровідних елементів виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ, а ізольованих екранів – згідно з 19.4.

Значення опору ізоляції струмопровідних елементів має бути не менше ніж 100 МОм.

19.2 П, К Випробування ізоляції струмопроводу підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробувальної напруги для ізоляції струмопроводу за від'єднаних обмежувачів перенапруг (вентильних розрядників), трансформаторів напруги, обмоток генераторів і силових трансформаторів наведено в таблиці 33.

Таблиця 33 – Випробувальна напруга промислової частоти струмопроводів

Вид ізоляції струмопроводу	Значення випробувальної напруги, кВ, для струмопроводів на номінальну напругу, кВ					
	6	10	15	20	24	35
Фарфорова	32	42	55	65	75	95
Полегшена	9,0	18,0	25,2	34,2	45,0	72,0
Інші види ізоляції	28,8	37,8	49,5	58,5	67,5	85,5

Для струмопроводів з загальним для усіх трьох фаз екраном випробувальну напругу прикладають по чергово до кожної фази струмопроводу за інших заземлених на кожну фаз.

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

19.3 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 повинні виконувати висококваліфіковані зварники. З'єднання підлягають огляду відповідно

до інструкції зі зварювання алюмінію, контролю методом рентгено - або гамаскопії (за наявності відповідної установки) або способом, рекомендованим виробником.

Шви зварних з'єднань шин і екранів мають відповідати таким вимогам:

- не допускаються тріщини, пропали, незаварені кратери та непровари довжиною більше ніж 10 % довжини шва за глибини більше ніж 15 % товщини металу, який зварюється;

- сумарне значення непровару, підрізів, газових пор, окисних і вольфрамових включень зварних шин і екранів з алюмінію та його сплавів у кожному перетині, який розглядається, має бути не більше ніж 15 % товщини металу, який зварюється. В експлуатації стан зварних контактних з'єднань визначають візуально.

19.4 П,К,Т Перевірка відсутності короткозамкнутих контурів в екранах струмопроводів

Перевірку виконують у струмопроводах, кожухи яких ізолювано від опорних металоконструкцій.

19.4.1 Перевірка гумових ущільнень екранів секціонованих струмопроводів

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

19.4.2 Перевірка гумових компенсаторів екранів секціонованих струмопроводів

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

19.4.3 Перевірка ізоляційних прокладок станин струмопроводів з секціонованими і безперервними екранами

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

Значення опору ізоляції прокладки, виміряне мегаомметром на напругу 0,5 кВ або 1,0 кВ, повинне бути не менше ніж 10 кОм.

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

19.4.4 Перевірка ізоляції екранів (коробів) струмопроводу від корпусу генератора та трансформатора

За безперервного повітряного зазору (щілини) між екраном (коробом) струмопроводу та корпусом генератора перевіряють візуально відсутність металевого замикання зазору (щілини).

У разі однобічної ізоляції ущільнень екранів (коробів) струмопроводу від корпусу генератора та трансформатора перевіряють візуально цілісність ізоляційних втулок, відсутність дотикання поверхнями екрана (короба) в місцях ізолювання корпусу генератора та трансформатора.

У разі двобічної ізоляції ущільнень екранів (коробів) струмопроводу в місцях приєднання останнього до корпусу генератора та трансформатора вимірюють опір ізоляції екрана (короба) відносно корпусу генератора та трансформатора за демонтованих стяжних шпильок і заземлювальних провідників, який має бути не менше ніж 10 кОм.

19.5 П,К,М Перевірка відсутності водню в екранах генераторних струмопроводів

Перевірку виконують у струмопроводах, приєднаних до виводів генераторів з водневим охолодженням. Вміст водню в екранах струмопроводу має бути не більше ніж 1 %.

19.6 П, К,М Перевірка пристроїв штучного охолодження струмопроводу

Перевірку параметрів штучного охолодження та пристроїв виконують згідно з документацією виробників.

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

Контактні з'єднання збірних та з'єднувальних шин, проводів і грозозахисних тросів повинні бути виконані відповідно до вимог інструкції з монтажу, відповідати документації виробників.

Періодичність, обсяг вимірювань і випробувань контактних з'єднань мають відповідати:

- під час першого увімкнення (П) – 20.1–20.7;
- під час капітального ремонту (К) – 20.1–20.5.

20.1 П, К Контроль опресованих контактних з'єднань

Контролюють геометричні розміри і стан контактних з'єднань проводів і грозозахисних тросів повітряних ліній електропередавання (ПЛ) та шин розподільних установок (РУ).

Геометричні розміри (довжина і діаметр спресованої частини корпусу затискача) не повинні відрізнятися від тих, які вимагаються технологічними вказівками з монтажу контактних з'єднань.

Стальне осердя опресованого з'єднувального затискача не повинне зміщуватися відносно симетричного положення більше ніж на 5% довжини опресованого алюмінієвого корпусу з'єднувального затискача.

На поверхні затискача не повинно бути ущільнень, корозії, механічних пошкоджень.

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

20.2 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 у 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 % установлених затискачів кожного типорозміру.

20.3 П, К Контроль болтових контактних з'єднань

20.3.1 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 проводять відповідно до інструкції з їх монтажу вибірково на (2 – 3) % з'єднань.

20.3.2 Вимірювання перехідних опорів

Перевіряють перехідний опір болтових контактних з'єднань неізолюваних проводів ПЛ напругою від 35 кВ до 750 кВ, збірних та з'єднувальних шин і струмопроводу на струм 1000 А і більше, контактних з'єднань шин відкритих розподільних установок (ВРУ) напругою 35 кВ і вище.

Проводять вибірково на (2 – 3) % з'єднань.

На ПЛ падіння напруги або опір на ділянці проводу (0,7 м – 0,8 м) у місці контактного з'єднання не повинні перевищувати падіння напруги або опір ділянки проводу без з'єднувача тієї самої довжини і того самого перерізу більше ніж у два рази; для контактних з'єднань 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 20.3.2 можна не проводити.

20.4 П, К Контроль зварних контактних з'єднань

20.4.1 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 в разі перегинання зварених кінців проводу;
- усадкових раковин в місці зварювання глибиною більше $1/3$ діаметра проводу з алюмінію, сплавів або міді глибиною більше ніж 6 мм – сталевалюмінієвого проводу перерізом (150 – 600) мм².

20.4.2 Контроль контактних з'єднань жорсткої ошиновки, виконаних зварюванням

Перевіряють стан зварювання контактних з'єднань. У зварюваному з'єднанні не повинно бути зовнішніх дефектів: непроварів, газових пор, чужорідних включень, тріщин у шві та в зоні термічного впливу.

Зварні з'єднання вважаються непридатними, якщо в них виявлено:

- дефекти, сумарна протяжність яких є більшою ніж 10 мм;
- дефекти, сумарна умовна протяжність яких є більшою ніж 20 % внутрішнього периметра з'єднань.

20.5 П, К Перевірка вузла вільного кріплення жорсткої ошиновки

Перевірку проводять згідно з СОУ 40.1-32385941-39.

20.6 П, К Перевірка максимального прогину жорсткої ошиновки

Максимальний прогин ошиновки після установлення на ізолятори та додаванні ваги відгалужень не повинен перевищувати $L_0/100$, де L_0 – довжина шини між опорами (шинотримачами).

20.7 П,К Контроль з'єднань із спіральною арматурою

Під час контролю перевіряють правильність виконання монтажу:

- повиви спіральної арматури повинні бути змонтовані без накладання один на одного;
- не повинно бути перегинів провідників спіральних затискачів;
- повиви повинні бути змонтовані таким чином, щоб кожне наступне пасмо притискалося до попереднього.

21 РЕАКТОРИ СТРУМООБМЕЖУВАЛЬНІ СУХІ

Норми та періодичність випробувань реакторів під час приймально-здавальних випробувань (П) і під час капітального ремонту (К) обладнання розподільних пристроїв приймають згідно з 21.1 і 21.2.

21.1 П, К Вимірювання опору ізоляції обмоток відносно болтів кріплення

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

Значення опору ізоляції реакторів, які вперше вводять в експлуатацію, відносно болтів кріплення має бути не менше ніж 0,5 МОм, під час експлуатації – не менше ніж 0,1 МОм.

21.2 П, К Випробування опорних ізоляторів реактора підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробувальної напруги опорних ізоляторів повністю зібраного реактора приймають згідно з таблицею 34.

Таблиця 34 – Випробувальна напруга опорних та опорно-стрижньових ізоляторів

Вид ізоляції	Значення випробувальної напруги ізоляторів на номінальну напругу, кВ					
	3	6	10	15	20	35
Фарфорова	24	32	42	55	65	95
Полімерна	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	85,5
Полегшена	9,0	18,0	25,2	34,2	45,0	72,0

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

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

22 ЕЛЕКТРОФІЛЬТРИ

Періодичність, обсяг вимірювань і випробувань електрофільтрів мають відповідати:

- під час першого увімкнення (П) – 22.1–22.8;
- під час капітального ремонту (К) – 22.1–22.8;
- під час поточного ремонту (Т) – 22.1, 22.3, 22.6–22.8 та згідно з місцевими інструкціями.

22.1 П, К, Т Вимірювання опору ізоляції обмоток трансформатора агрегату живлення

Значення опору ізоляції обмоток напругою 380/220 В разом з приєднаними до них колами повинно бути не менше ніж 1 МОм.

Значення опору ізоляції обмоток високої напруги не повинно бути нижче ніж 50 МОм за температури 25 °С або не повинне бути менше ніж 70% значення, зазначеного в паспорті агрегату.

22.2 П, К Випробування ізоляції кіл 380/220 В агрегату живлення

Випробування ізоляції проводять напругою промислової частоти 2 кВ протягом 1 хв. Елементи, що працюють на напрузі 60 В і нижче, повинні бути від'єднаними.

22.3 П, К, Т Вимірювання опору ізоляції кабелю високої напруги

Значення опору ізоляції, виміряне мегомметром на напругу 2,5 кВ, має бути не менше ніж 10 МОм.

22.4 П, К Випробування ізоляції кабелю високої напруги

Випробування проводять напругою 70 кВ постійного струму протягом 30 хв.

22.5 П, К Випробування трансформаторної оливи

Гранично допустимі значення пробивної напруги оливи: до заливання – 40 кВ, після заливання – 35 кВ. У оливі не повинно міститися слідів води.

22.6 П, К, Т Перевірка справності заземлення елементів обладнання

Виконують перевірку надійності кріплення заземлювальних провідників до заземлювача і до елементів устаткування: осаджувальних електродів, позитивного полюса агрегату живлення, корпусу електрофільтра, корпусів трансформаторів і електродвигунів, основи перемикачів, каркасів панелей і щитів управління, кожухів кабелю високої напруги, люків лазів, дверцят ізоляторних коробок, коробок кабельних муфт, фланців ізоляторів та інших металевих конструкцій згідно з проектом.

22.7 П, К, Т Перевірка опору заземлювальних пристроїв

Опір заземлювача не повинен перевищувати 4 Ом, а опір заземлювальних провідників (між контуром заземлення та деталлю устаткування, що підлягає заземленню) – 0,05 Ом під час приймально-здавальних випробуваннях і 0,1 Ом – під час експлуатації.

22.8 П, К, Т Зняття вольтамперних характеристик

Вольтамперні характеристики електрофільтра (залежність струму корони полів від прикладеної напруги) знімають на повітрі та димовому газі згідно з вказівками таблиці 35.

Таблиця 35 – Вказівки щодо зняття характеристик електрофільтрів

Випробуваний об'єкт	Порядок зняття вольтамперних характеристик	Вимоги до результату випробувань
Кожне поле на повітрі	Вольтамперну характеристику знімають при плавному підвищенні напруги з інтервалами зміни струмового навантаження (5-10)% номінального значення до передпробійного рівня. Її знімають за увімкнених в безперервну роботу механізмів струшування електродів і димососів	Пробивна напруга на електродах повинна бути не меншою ніж 40 кВ за номінального струму корони протягом 15 хв
Всі поля електрофільтра на повітрі	Те саме	Характеристики, зняті на початку і наприкінці 24 год випробування, не повинні відрізнятися одна від одної більше ніж на 10%.

Кінець таблиці 35

Випробуваний об'єкт	Порядок зняття вольтамперних характеристик	Вимоги до результату випробувань
Всі поля електрофільтра на димовому газі	Вольтамперну характеристику знімають при плавному підвищенні напруги до передпробійного рівня (висхідна вітка) з інтервалами зміни струмового навантаження (5-10)% номінального значення та при плавному зниженні напруги (низхідна вітка) з тим же інтервалом струмового навантаження. Її знімають за номінального парового навантаження котла і увімкнених в безперервну роботу механізмах струшування електродів	Характеристики, зняті на початку і наприкінці 72 год випробування, не повинні відрізнятися одна від одної більше ніж на 10%

23 КОНДЕНСАТОРИ

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

- під час приймально-здавальних випробувань (П) – 23.1–23.5;
- під час капітального ремонту (К) – 23.1-23.5;
- під час експлуатації (М) – 23.6.

23.1 П, К Вимірювання опору ізоляції

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

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

Опір ізоляції ізолюючих фарфорових підставок конденсаторів вимірюють згідно з 28.2.

23.2 П, К Вимірювання ємності

Відхилення виміряних значень ємності конденсатора від паспортних не повинні виходити за межі, наведені в таблиці 36, якщо інше не зазначено в документації виробника .

Таблиця 36 – Допустиме відхилення ємності конденсаторів

Вид конденсатора	Допустиме відхилення виміряної ємності конденсатора від паспортного значення, %
Косинусний конденсатор на напругу 3,15 кВ і вище	± 5
Конденсатор поздовжньої компенсації	+5 -10
Конденсатори зв'язку, конденсатори відбору потужності та конденсатори дільників напруги	± 5

23.3 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 $\operatorname{tg} \delta$ не повинні перевищувати 0,3 % під час приймально-здавальних випробувань і 0,8 % – під час експлуатації, якщо інше не зазначено в документації виробника.

23.4 П, К Випробування конденсаторів підвищеною напругою

Необхідність проведення випробування конденсаторів підвищеною напругою, значення випробувальної напруги та тривалість її прикладення визначають за документацією виробників.

23.5 П, К Випробування батареї конденсаторів

Випробування проводять трикратним увімкненням батареї на номінальну напругу з контролем значень струмів по всіх фазах.

Струми в різних фазах не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 5 %.

23.6 М Вимірювання струму провідності конденсаторів зв'язку під робочою напругою

Вимірювання струму провідності проводять для конденсаторів зв'язку на

напругу 330 кВ у разі виявлення за результатами тепловізійного контролю зауважень, можливою причиною яких є внутрішні дефекти, та за відсутності можливості виведення конденсаторів зв'язку з роботи у терміни визначені СОУ-Н ЕЕ 20.577 для проведення вимірювань згідно з 23.1–23.3 цих Норм. Вимірний струм провідності під робочою напругою не повинен відрізнятися від розрахункового за паспортними даними або значень, отриманих на конденсаторах зв'язку інших фаз, більше ніж на 10%, в іншому разі конденсатор виводять з роботи за аварійною заявкою для проведення вимірювань згідно з 23.1–23.3 цих Норм.

24 РОЗРЯДНИКИ ВЕНТИЛЬНІ ТА ОБМЕЖУВАЧІ ПЕРЕНАПРУГ

24.1 Вентильні розрядники

Вентильні розрядники перевіряють:

- під час приймально-здавальних випробувань (П) – згідно з 24.1.1, 24.1.2, 24.1.3;
- під час експлуатації (М) – згідно з 24.1.1 один раз на три роки для розрядників зовнішнього встановлення і один раз на шість років для розрядників внутрішнього встановлення; згідно з 24.1.3 – один раз на шість років; згідно з 24.1.2 – один раз на шість років і у випадках виходу вимірюного мегаомметром значення опору за межі діапазону значень, зазначених в 24.1.1; згідно з 24.1.4, 24.1.5 – один раз на рік.

Примітка. Під час експлуатації (М) у разі задовільних результатів тепловізійного контролю виконувати перевірку стану вентильних розрядників згідно з 24.1.1, 24.1.2 не обов'язково.

24.1.1 П, М Вимірювання опору розрядників і елементів розрядників

24.1.1.1 У розрядниках на номінальну напругу 3 кВ і вище опір вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ, у розрядниках на номінальну напругу менше ніж 3 кВ – мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Значення опору розрядників різних типів наведені у таблиці 37.

Опори однотипних елементів багатоелементних розрядників РВС,

укомплектованих в одну фазу за значенням опору, не повинні відрізнятися між собою більше ніж на 30 %.

Виміряні в процесі експлуатації значення опору елементів розрядників РВМГ-110М-330М не повинні відрізнятися більше ніж на 60 % від початкових, розрядників РВРД – не більше значень, установлених виробником, решти типів розрядників (елементів розрядників) – не більше ніж на 30 %.

Таблиця 37 – Значення опору вентильних розрядників (елементів розрядників)

Тип розрядника або елемента розрядника	Значення опору, МОм	
	не менше ніж	не більше ніж
РВН	1000	-
РВП	1000	-
РВО	5000	-
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
РВМГ-110М	400	2500
РВМГ-150М	400	2500
РВМГ-220М	400	2500
РВМГ-330М	400	2500
Основний елемент розрядників РВМК-330	150	500
Іскровий елемент розрядників РВМК-330	300	1400
Елемент розрядника РВМК-750М	1300	7000
Примітка. Значення опору розрядників (елементів розрядників) типу РВС повинні відповідати вимогам документації виробника		

У разі виходу величини опору ізоляції елемента розрядника за встановлені межі необхідно виміряти струм провідності і за ним зробити висновок про стан елемента розрядника.

24.1.1.2 Значення опору ізоляції ізолюючих основ розрядників з реєстраторами спрацьовування, виміряне мегаомметром на напругу 2,5 кВ, повинне бути не менше ніж 1 МОм.

Значення опору ізоляції опорних ізоляторів типу ПИОН-110, які використовуються в двоколонковій конструкції розрядників, в експлуатації

повинне бути не менше ніж 1000 МОм.

24.1.2 М Вимірювання струму провідності розрядників за випрямленої напруги

Допустимі значення струмів провідності розрядників і елементів розрядників наведено в таблиці 38.

Таблиця 38 – Допустиме значення струму провідності вентильних розрядників і елементів розрядників

Тип розрядника або елемента розрядника	Значення випрямленої напруги, за якої вимірюють струм провідності, кВ	Значення струму провідності, мкА, за температури розрядника 20 °С	
		не менше	не більше
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
Елементи розрядників РВМГ-110М, РВМГ-150М, РВМГ-220М, РВМГ-330М	30	1000	1350
Основний елемент розрядника РВМК-330	18	1000	1350
Іскровий елемент розрядника РВМК-330	28	900	1300
Елемент розрядника РВМК-750М	64	250	330

* Для мереж з ізолюваною нейтраллю та компенсацією ємнісних струмів.
 ** Укомплектований елемент розрядників у мережах напругою від 60 кВ до 150 кВ виготовлення до 1980 р.
 *** Укомплектований елемент розрядників РВС-110, РВС-220 виготовлення до 1980 р.

Примітка 1. 400/450 – відповідно до року виготовлення і вимог документації виробників на РВС-15, РВС-20, РВС-33; РВС-35.

Примітка 2. Для приведення струмів провідності розрядників до температури 20 °С необхідно внести поправку, яка дорівнює 0,3 % на кожен градус відхилення. За температури до 20 °С поправка додатня, понад 20 °С поправка від'ємна.

Струм провідності елементів розрядників типу РВС, укомплектованих у розрядник за струмами провідності, має знаходитись у межах значень, наведених у таблиці 39.

Таблиця 39 – Допустимі значення струмів провідності комплектуючих елементів багатоелементних розрядників типу РВС

Група	Тип	Номинальна на- пруга, кВ	Значення випрямленої напруги, кВ	Значення струму провідності, мкА	
				не менше	не більше
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		

24.1.3 П, М Вимірювання пробивної напруги розрядників

Вимірюють у розрядниках типу РВП і РВО на напругу від 3 кВ до 10 кВ за методикою виробника. Допустимі значення пробивної напруги розрядників наведено в таблиці 40.

Таблиця 40 – Пробивні напруги розрядників за промислової частоти

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

24.1.4 М Вимірювання струму провідності розрядників під робочою напругою

Вимірювання виконують один раз на рік перед початком грозового сезону за плюсової температури розрядника.

Результати вимірювань порівнюють з даними, отриманими на сусідніх фазах або на однотипних розрядниках інших приєднань, а також з результатами початкових вимірювань.

24.1.5 М Контроль стану елементів розрядників з допомогою інфрачервоної техніки

Контроль стану елементів розрядників проводять згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.577.

24.2 Обмежувачі перенапруг нелінійні

Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань нелінійних обмежувачів перенапруг (ОПН) повинні відповідати:

- під час приймально-здавальних випробувань (П) – 24.2.1–24.2.3;
- у процесі поточної експлуатації (перед початком грозового сезону один раз на рік) для ОПН класів напруги від 35кВ до 750 кВ (М) – 24.2.4, 24.2.5;
- під час планових випробувань або під час виведення в ремонт обладнання, яке захищається ОПН, для ОПН на напругу до 35 кВ – один раз на шість років (М) – 24.2.1, 24.2.3;
- в експлуатації у разі незадовільних результатів згідно 24.2.4 або 24.2.5 та після випадків частих спрацьовувань (10 і більше спрацювань на фазу в рік) за показниками реєструючих пристроїв (М) – 24.2.1, 24.2.2, 24.2.3

24.2.1 П, М Вимірювання опору обмежувачів перенапруг

У обмежувачах перенапруг на класи напруги 3 кВ і вище опір вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ, у ОПН на класи напруги менше ніж 3 кВ – мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Значення опору ОПН на класи напруги до 3 кВ повинне бути не менше ніж 1000 МОм.

Значення опору ОПН на класи напруги понад 3 кВ до 750 кВ повинне бути не менше ніж 3000 МОм, якщо інше не зазначено в документації виробників.

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

Опір вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Значення опору ізоляції ізольованої основи або ізольованого виводу ОПН повинне бути не менше ніж 10 МОм під час приймально-здавальних випробувань і не менше ніж 1 МОм в експлуатації.

24.2.3 П, М Вимірювання струму провідності обмежувачів перенапруг

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

Вимірювання струму провідності обмежувачів перенапруг проводять:

- для обмежувачів на класи напруги від 3 кВ до 110 кВ – при прикладанні найбільшої тривало допустимої робочої напруги обмежувача;
- для обмежувачів на класи напруги від 150 кВ до 750 кВ – за напруги, наведеної в документації 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.

Допустимі значення струму провідності ОПН за випробувальної напруги виробників ТОВ «Славеренергопром», ТОВ «Промсервіс» та «Таврида Електрик Україна» наведено в таблиці 41. Допустимі значення струму провідності ОПН за випробувальної напруги інших виробників ОПН визначаються документацією виробника.

Таблиця 41 – Допустимі значення струму провідності (за випробувальної та найбільшої робочої напруги електричної мережі) та опору обмежувачів перенапруг

Назва виробника ОПН	Тип обмежувача перенапруг	Клас напруги ОПН, кВ	Параметри ОПН за випробувальної напруги промислової частоти		Параметри ОПН за найбільшої робочої напруги мережі		Допустиме значення опору ОПН, МОм, не менше ніж
			Значення випробувальної напруги, кВ	Допустиме значення струму провідності діюче, мА, не більше ніж	Найбільша робоча напруга мережі (фазна), кВ	Допустиме значення струму провідності діюче, мА, не більше ніж	
1	2	3	4	5	6	7	8
ТОВ «Славенергопром»	ОПН-П-6/6,0/10/550 УХЛ1(2)	6	6,0	0,50	-	—	5000
	ОПН-П-6/6,9/10/550 УХЛ1(2)	6	6,9	0,50	-	—	5000
	ОПН-П-6/7,2/10/550 УХЛ1(2)	6	7,2	0,50	-	—	5000
	ОПН-П-6/8,0/10/550 УХЛ1(2)	6	8,0	0,50	-	—	5000
	ОПН-П-10/11,5/10/550 УХЛ1(2)	10	11,5	0,50	-	—	5000
	ОПН-П-10/12/10/550 УХЛ1(2)	10	12,0	0,50	-	—	5000
	ОПН-П-10/12,7/10/550 УХЛ1(2)	10	12,7	0,50	-	—	5000
	ОПН-П-20/24/10/550 УХЛ1(2)	20	24,0	0,60	-	—	5000
	ОПН-П-35/41/10/550 УХЛ1(2)	35	41,0	0,60	23,5*	0,52	5000
	ОПН-П-35/43/10/550 УХЛ1(2)	35	43,0	0,60	23,5*	0,49	5000
	ОПН-П-35/40,5/10/850 УХЛ1(2)	35	40,5	1,20	23,5*	0,87	5000
	ОПН-П-35/41/10/850 УХЛ1(2)	35	41,0	1,20	23,5*	0,86	5000
	ОПН-П-35/43/10/850 УХЛ1(2)	35	43,0	1,20	23,5*	0,82	5000

Продовження таблиці 41

1	2	3	4	5	6	7	8
ТОВ «Славенергопром»	ОПН-П-110/52/10/550 УХЛ1	110	52,0	0,60	-	—	5000
	ОПН-П-110/73/10/550 УХЛ1	110	73,0	0,60	73	0,90	5000
	ОПН-П-110/78/10/550 УХЛ1	110	78,0	0,60	73	0,84	5000
	ОПН-П-110/83/10/550 УХЛ1	110	83,0	0,60	73	0,79	5000
	ОПН-П-110/86/10/550 УХЛ1	110	86,0	0,60	73	0,76	5000
	ОПН-П-110/52/10/850 УХЛ1	110	52,0	1,20	-	—	5000
	ОПН-П-110/54/10/850 УХЛ1	110	54,0	1,20	-	—	5000
	ОПН-П-110/73/10/850 УХЛ1	110	73,0	1,20	73	1,50	5000
	ОПН-П-110/78/10/850 УХЛ1	110	78,0	1,20	73	1,40	5000
	ОПН-П-110/83/10/850 УХЛ1	110	83,0	1,20	73	1,32	5000
	ОПН-П-150/106/10/550 УХЛ1	150	106,0 (100,0)	0,60 (0,57)	100	0,85	5000
	ОПН-П-150/108/10/550 УХЛ1	150	108,0 (100,0)	0,60 (0,56)	100	0,83	5000
	ОПН-П-150/110/10/550 УХЛ1	150	110,0 (100,0)	0,60 (0,55)	100	0,82	5000
	ОПН-П-150/115/10/550 УХЛ1	150	115,0 (100,0)	0,60 (0,52)	100	0,78	5000
	ОПН-П-150/106/10/850 УХЛ1	150	106,0 (100,0)	1,20 (1,13)	100	1,42	5000
	ОПН-П-150/108/10/850 УХЛ1	150	108,0 (100,0)	1,20 (1,11)	100	1,39	5000
	ОПН-П-150/110/10/850 УХЛ1	150	110,0 (100,0)	1,20 (1,09)	100	1,36	5000
	ОПН-П-150/115/10/850 УХЛ1	150	115,0 (100,0)	1,20 (1,04)	100	1,30	5000
	ОПН-П-150/120/10/850 УХЛ1	150	120,0 (100,0)	1,20 (1,00)	100	1,25	5000
	ОПН-П-220/154/10/850 УХЛ1	220	154,0 (77,0)	1,20 (1,20)	146	1,42	5000
	ОПН-П-220/158/10/850 УХЛ1	220	158,0 (79,0)	1,20 (1,20)	146	1,39	5000
	ОПН-П-220/154/10/1200 УХЛ1	220	154,0 (77,0)	1,20 (1,20)	146	1,42	5000
	ОПН-П-220/158/10/1200 УХЛ1	220	158,0 (79,0)	1,20 (1,20)	146	1,39	5000
	ОПН-П-330/220/10/850 УХЛ1	330	220,0 (100,0)	1,20 (1,09)	210	1,43	5000
	ОПН-П-330/221/10/850 УХЛ1	330	221,0 (100,0)	1,20 (1,09)	210	1,43	5000
	ОПН-П-330/230/10/850 УХЛ1	330	230,0 (100,0)	1,20 (1,04)	210	1,37	5000
	ОПН-П-330/220/10/1200 УХЛ1	330	220,0 (100,0)	1,20 (1,09)	210	1,43	5000

Продовження таблиці 41

1	2	3	4	5	6	7	8
ТОВ «Слав-енергопром»	ОПН-П-330/221/10/1200 УХЛ1	330	221,0 (100,0)	1,20 (1,09)	210	1,43	5000
	ОПН-П-330/230/10/1200 УХЛ1	330	230,0 (100,0)	1,20 (1,04)	210	1,37	5000
	ОПН-П-330/220/10/1600 УХЛ1	330	220,0 (100,0)	1,80 (1,64)	210	1,91	5000
	ОПН-П-330/221/10/1600 УХЛ1	330	221,0 (100,0)	1,80 (1,63)	210	1,90	5000
	ОПН-П-330/230/10/1600 УХЛ1	330	230,0 (100,0)	1,80 (1,57)	210	1,83	5000
ТОВ «Промсервіс»	ОПНп-6 /6,9/2 УХЛ1	6	6,9	0,60	-	—	3000
	ОПНп-6 /7,2/2 УХЛ1	6	7,2	0,60	-	—	3000
	ОПНп-10/11,5/2 УХЛ1	10	11,5	0,60	-	—	3000
	ОПНп-10/12,0/2 УХЛ1	10	12,0	0,60	-	—	3000
	ОПНп-10/12,7/2 УХЛ1	10	12,7	0,60	-	—	3000
	ОПНп-35/40,5/2 УХЛ1	35	40,5	0,60	23,5*	0,46	5000
	ОПНп-35/41/2 УХЛ1	35	41,0	0,60	23,5*	0,46	5000
	ОПНп-35/42/2 УХЛ1	35	42,0	0,60	23,5*	0,45	5000
	ОПНп-35/43/2 УХЛ1	35	43,0	0,60	23,5*	0,44	5000
	ОПНп-110/56/2 УХЛ1	110	56,0	0,60	-	—	5000
	ОПНп-110/73/2 УХЛ1	110	73,0	0,60	73	0,80	5000
	ОПНп-110/76/2 УХЛ1	110	76,0	0,60	73	0,77	5000
	ОПНп-110/78/2 УХЛ1	110	78,0	0,60	73	0,75	5000
	ОПНп-110/82/2 УХЛ1	110	82,0	0,60	73	0,71	5000
	ОПНп-110/86/2 УХЛ1	110	86,0	0,60	73	0,68	5000
	ОПНп-150/106/2 УХЛ1	150	106,0 (100)	0,60 (0,57)	100	0,75	5000
«Таврида Електрик Україна»	ОПН-КР/TEL-6/6,9 УХЛ1(2)	6	6,9	0,70	-	—	3000
	ОПН-КР/TEL-6/7,2 УХЛ1(2)	6	7,2	0,70	-	—	3000
	ОПН-КР/TEL-10/12,0 УХЛ1(2)	10	12,0	0,45	-	—	5000
	ОПН-КР/TEL-10/12,6 УХЛ1	10	12,6	0,45	-	—	5000
	ОПН-КР/TEL-6/6,0 УХЛ2	6	6,0	0,45	-	—	3000

Кінець таблиці 41

1	2	3	4	5	6	7	8
«Таврида Електрик Україна»	ОПН-КР/TEL-6/6,6 УХЛ2	6	6,6	0,70	-	—	3000
	ОПН-КР/TEL-10/10,5 УХЛ2	10	10,5	0,70	-	—	5000
	ОПН-КР/TEL-10/11,5 УХЛ2	10	11,5	0,70	-	—	5000
	ОПН-РТ/TEL-6/6,9 УХЛ1(2)	6	6,9	0,70	-	—	3000
	ОПН-РТ/TEL-6/7,2 УХЛ1(2)	6	7,2	0,70	-	—	3000
	ОПН-РТ/TEL-10/12,0 УХЛ1(2)	10	12,0	0,70	-	—	5000
	ОПН-РТ/TEL-6/6,0 УХЛ2	6	6,0	0,70	-	—	3000
	ОПН-РТ/TEL-6/6,6 УХЛ2	6	6,6	0,70	-	—	3000
	ОПН-РТ/TEL-10/10,5 УХЛ2	10	10,5	0,70	-	—	5000
	ОПН-РТ/TEL-10/11,5 УХЛ2	10	11,5	0,70	-	—	5000
*За відсутності однофазного замикання на землю Примітка. Наведене значення в дужках є випробувальна напруга, яку прикладають до кожного елемента ОПН окремо та відповідні допустимі значення струму провідності елемента.							

24.2.4 М Вимірювання струму провідності обмежувачів перенапруг під робочою напругою

Вимірювання струму провідності ОПН під робочою напругою здійснюється у процесі поточної експлуатації за допомогою міліамперметра реєструючого пристрою. Допустимі значення струму провідності ОПН під робочою напругою виробників ТОВ «Славенергопром», ТОВ «Промсервіс» та «Таврида Електрик Україна» наведено в таблиці 41. Допустимі значення струму провідності ОПН під робочою напругою інших виробників визначаються документацією виробника.

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

Перевірку пристрою вимірювання струму провідності ОПН під робочою напругою виконують згідно з вимогами документації виробника.

24.2.5 М Контроль стану обмежувачів перенапруг за допомогою інфрачервоної техніки

Контроль стану обмежувачів перенапруг проводять згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.577.

Примітка. Під час міжремонтних випробувань, у разі задовільних результатів тепловізійного контролю, перевірку стану вентильних розрядників і обмежувачів перенапруг згідно з 24.1.1, 24.1.2, 24.2.1, 24.2.4 дозволено не проводити.

25 РОЗРЯДНИКИ ТРУБЧАСТІ

Трубчасті розрядники перевіряють згідно з 25.1–25.5 один раз на три роки зі зняттям з опори.

25.1 М Перевірка стану поверхні розрядника

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

25.2 М Вимірювання внутрішнього діаметра розрядника

Внутрішній діаметр дугогасного каналу повинен відповідати зазначеному в таблиці 42. У разі збільшення внутрішнього діаметра каналу більше ніж на 40 % порівняно з початковим розрядник бракують.

25.3 М Вимірювання внутрішнього іскрового проміжку розрядника

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

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

Таблиця 42 – Геометричні параметри трубчастих розрядників

Виконання	Довжина зовнішнього іскрового проміжку, мм	Довжина внутрішнього іскрового проміжку, мм	Початковий діаметр дугогасного каналу, мм, не більше ніж	Кінцевий діаметр дугогасного каналу, мм, не більше ніж
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-1 10-1-5УХЛ1	450	450	20	28,0
РТВ-10-0,5-2,5У1*	15 (10)	60	60	9,0
РТВ-10-2-10У1*	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
* У дужках зазначено величину зовнішнього іскрового проміжку розрядників у разі використання їх у мережах напругою 6 кВ.				

25.4 М Перевірка зовнішнього іскрового проміжку

Зовнішній іскровий проміжок розрядника не повинен відрізнятись від заданого значення.

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

25.5 М Перевірка розташування зони вихлопу розрядника

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

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

26 ЗАПОБІЖНИКИ ТА ЗАПОБІЖНИКИ-РОЗ'ЄДНУВАЧІ НА НАПРУГУ ПОНАД 1 кВ

Обсяг і періодичність випробувань запобіжників і запобіжників-роз'єднувачів повинні відповідати:

- під час приймально-здавальних випробувань (П) – 26.1 – 26.6;
- під час капітального ремонту обладнання розподільної установки (К) – 26.1 – 26.6.

26.1 П, К Випробування опорної ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробувальної напруги опорної ізоляції запобіжників та запобіжників-роз'єднувачів приймають згідно з таблицею 34.

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

Випробування опорної ізоляції запобіжників та запобіжників-роз'єднувачів можна виконувати разом з випробуванням ізоляторів ошиновки комірок.

26.2 П, К Перевірка цілісності плавкої вставки

Перевіряють:

- омметром – цілісність плавкої вставки;
- візуально – наявність маркування на патроні і відповідність струму проек-
тним даним.

26.3 П, К Вимірювання опору постійному струму струмопровідної частини патрону запобіжника-роз'єднувача

Виміряне значення опору повинне відповідати даним виробника.

26.4 П, К Вимірювання контактного натиску в роз'ємних контактах запобіжника-роз'єднувача

Виміряне значення контактного натиску повинне відповідати даним виробника.

26.5 П, К Перевірка стану дугогасної частини патрона запобіжника-роз'єднувача

Вимірюють внутрішній діаметр дугогасної частини патрона запобіжника-роз'єднувача.

Виміряне значення внутрішнього діаметра дугогасної частини патрона запобіжника-роз'єднувача повинне відповідати даним виробника.

26.6 П, К Перевірка роботи запобіжника-роз'єднувача

Виконують п'ять циклів операцій увімкнення та вимкнення запобіжника-роз'єднувача. Виконання кожної операції повинне бути успішним з першої спроби.

27 ВВОДИ ТА ПРОХІДНІ ІЗОЛЯТОРИ

Норми та періодичність випробувань оливонаповнених і мастиконаповнених вводів і прохідних ізоляторів повинні відповідати:

а) прохідні ізолятори:

- під час приймально-здавальних випробувань (П) – 27.3;
- під час капітального ремонту обладнання (К) – 27.3;

б) мастиконаповнені вводи:

- під час приймально-здавальних випробувань (П) – 27.1–27.3;
- під час капітального ремонту обладнання, до якого належить випробуваний ввід (К), але не менше ніж один раз на шість років – 27.1–27.3;

в) оливонаповнені вводи (трансформаторні, реакторні, лінійні, кабельні, для оливних вимикачів):

- під час приймально-здавальних випробувань (П) – 27.1, 27.2, 27.4;
- під час ремонту вводу або обладнання, до якого належить випробуваний ввід, (К) – 27.1, 27.2, 27.4;
- під час поточної експлуатації (М) – 27.1, 27.2, 27.4.

Періодичність випробування:

- для вводів на напругу від 110 кВ до 220 кВ – через рік після введення в роботу, а далі – один раз на три роки;
- для вводів на напругу від 330 кВ до 750 кВ – щорічно .

Примітка. За наявності контролю герметичних оливонаповнених вводів на напругу від 110 кВ до 750 кВ під робочою напругою (крім пристроїв, в яких контроль здійснюється за струмом небалансу погоджувального трансформатора) вимірювання згідно з 27.1 і 27.2 під час поточної експлуатації можна не проводити.

Норми та періодичність випробувань вводів 35-750 кВ с RIP, RBP, RIN ізоляцією повинні відповідати вимогам документації виробників.

27.1 П, К, М Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції вимірювальної та останньої обкладок вводів з паперово- олив-ною ізоляцією вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Значення опору ізоляції під час уведення в експлуатацію повинне бути не менше ніж 1000 МОм, а в процесі експлуатації – не менше ніж 500 МОм, якщо інше не передбачено документацією виробників.

Вимірюванням опору основної ізоляції виконується у відповідності до вимог СОУ 40.1-21677681-06.

27.2 П, К, М Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і ємності

Вимірюють $\tan \delta$ і ємність основної ізоляції у вводах і прохідних ізоляторах з основної паперово- оливної, оливобар'єрної та твердої ізоляції, а також вимірювального конденсатора та останніх шарів паперово- оливної ізоляції. Значення $\tan \delta$ основної ізоляції та вимірювального конденсатора не повинні перевищувати наведених у таблицях 43 та 44.

У вводах з твердою RIP-ізоляцією вимірювання $\tan \delta_3$ і C_3 останньої обкладки або останніх шарів ізоляції не проводять, а значення $\tan \delta_1$ основної ізоляції повинні відповідати вимогам виробника.

Граничне збільшення ємності основної ізоляції під час першого увімкнення (виміряне до монтажу) повинне відповідати вимогам виробника, а під час експлуатації відрізнятися не більше ніж на 5 % від значень, виміряних під час уведення в експлуатацію.

Проводять вимірювання $\operatorname{tg} \delta$ і ємності:

- основної ізоляції вводів – за напруги 10 кВ;
- ізоляції вимірювального конденсатора C_2 або останніх шарів ізоляції C_3 – за напруги 5 кВ (для вводів, виготовлених до 1974 р. – за напруги 3 кВ).

Вводи в гарантійний період експлуатації мають задовільний стан, якщо $\operatorname{tg} \delta_1$, $\operatorname{tg} \delta_2$ збільшився не більше ніж у 1,2 рази, $\operatorname{tg} \delta_3$ – не більше ніж у 1,5 рази порівняно зі значеннями, отриманими під час уведення в експлуатацію.

Вводи після гарантійного періоду експлуатації мають задовільний стан, якщо значення параметрів, які контролюються, не перевищують значень, наведених у таблицях 43 та 44.

Вводи з передбачуваною наявністю дефекту, параметри яких відхиляються від норми, потребують уточнення їх стану через збільшення обсягу випробувань за скороченої їх періодичності.

Вводи відбраковують у разі, якщо:

- $\operatorname{tg} \delta_1 < 0$, а $\operatorname{tg} \delta_3$ перевищує значення, наведені у таблиці 44;
- $\operatorname{tg} \delta_3$ у 1,5 рази більше граничного значення, наведеного в таблицях 43 та 44;
- $\operatorname{tg} \delta_1$ збільшився більше ніж у 1,2 рази проти попереднього значення, а $\operatorname{tg} \delta_3$ перевищує значення, наведені в таблицях 43 та 44;
- $\operatorname{tg} \delta$ оливи перевищує гранично допустимі значення, наведені в СОУ-Н ЕЕ 43.101;
- за результатами ХАРГ вміст розчинених у оливі газів перевищує гранично допустимі значення, наведені в СОУ-Н ЕЕ 46.501.

Під час експлуатаційних вимірювань необхідно звертати увагу на динаміку змінювання $\operatorname{tg} \delta$ і ємності протягом часу в окремих зонах внутрішньої ізоляції.

Таблиця 43 – Граничні значення $\operatorname{tg} \delta$ основної ізоляції негерметичних вводів *

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	в експлуатації	під час першого увімкнення	в експлуатації	під час першого увімкнення	в експлуатації	під час першого увімкнення	в експлуатації	під час першого увімкнення	в експлуатації	під час першого увімкнення	в експлуатації
Мастиконаповнена	3,0	7,0	2,0	5,0	—	—	—	—	—	—	—	—
Тверда	1,0	1,5	0,9	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—
Оливобар'єрна	—	—	2,0	5,0	2,0	4,0	—	—	—	—	—	—
Паперово-оливна **	—	—	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
* Значення $\operatorname{tg} \delta$ ізоляції вимірювального конденсатора оливнонаповненого вводу приймають за нормами для основної ізоляції. ** У знаменнику наведено значення $\operatorname{tg} \delta$ останніх шарів ізоляції (якщо документацією виробників не передбачені більш жорсткі норми).												

Таблиця 44 – Граничні значення $\operatorname{tg} \delta$ внутрішньої ізоляції оливонаповнених герметичних вводів під час експлуатації за температури 20°C

Значення $\operatorname{tg} \delta$ кута діелектричних втрат, %	Клас напруги, кВ, і марка оливи											
	110		150		220		330		500		750	
	T-750	ГК	T-750	ГК	T-750	ГК	T-750	ГК	T-750	ГК	T-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
* Значення $\operatorname{tg} \delta_1$ повинне бути не менше ніж: 0,25 % – для вводів з оливою Т-750 та 0,15 % – для вводів з оливою ГК. Примітка. Граничні значення $\operatorname{tg} \delta$ ізоляції герметичних вводів під час приймально-здавальних випробувань приймають згідно з вимогами документації виробників.												

27.3 П, К Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробувальної напруги для вводів і прохідних ізоляторів, що випробовують окремо до їх монтажу, приймають згідно з таблицею 45. Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

Випробування вводів, установлених на силових трансформаторах, виконують разом з випробуванням обмоток цих трансформаторів за нормами, прийнятими для силових трансформаторів.

Таблиця 45 – Значення випробувальної напруги вводів і прохідних ізоляторів

Найменування об'єкта випробування і вид основної ізоляції	Значення випробувальної напруги вводів і прохідних ізоляторів на номінальну напругу, кВ						
	3	6	10	15	20	24	35
Вводи та прохідні ізолятори з фарфору	24	32	42	55	65	75	95
Мастиконаповнені вводи, вводи та прохідні ізолятори з органічних твердих та полімерних матеріалів	—	28,8	37,8	49,5	58,5	67,5	85,5

27.4 П, К, М Випробування трансформаторної оливи з оливонаповнених вводів

27.4.1 Фізико-хімічний аналіз оливи проводять згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 43.101 та документацією виробника.

Випробування оливи здійснюють у вводах з паперово-оливною ізоляцією негерметичного виконання.

Оливу з герметичних вводів треба випробовувати відповідно до вимог документації виробників данного типу обладнання і тільки у разі підвищення $\tan \delta$ основної ізоляції або ізоляції вимірювального конденсатора більше допустимого, а також у разі підвищення тиску оливи у вводі більше допустимого.

Заміну оливи у гідрозатворах негерметичних вводів виконують відповідно до вимог документації виробника.

27.4.2 Хроматографічний аналіз розчинених у оливі газів для вводів на напругу від 110 кВ до 750 кВ проводять згідно з СОУ-Н ЕЕ 46.501.

27.5 М Перевірка манометра

Манометр перевіряють в герметичних вводах порівнянням його показань з показаннями атестаційного манометра.

Перевірку проводять 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 проводять у терміни, встановлені для контролю ізоляції вводів.

На манометрах, встановлених на вводах для контролю тиску оливи, мають бути позначки мінімально-допустимого та максимально-допустимого тиску оливи, нанесені відповідно до вимог документації виробників вводів.

27.6 М Контроль ізоляції під робочою напругою

Контроль ізоляції вводів під робочою напругою рекомендовано проводити у вводах на напругу від 110 кВ до 750 кВ з паперово-оливною 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 контролюються під напругою, у разі отримання задовільних результатів випробувань згідно з 27.6 контроль згідно з 27.1, 27.2, 27.4 можна не проводити.

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 $|\Delta Y/Y|$.

Зміну значень контрольованих параметрів визначають як різницю 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 46.

Граничне значення збільшення ємності становить 5 % значення, вимірюваного під час введення в роботу системи контролю під напругою.

Таблиця 46 – Граничні значення параметрів

Клас напруги, кВ	Граничні значення параметрів, %, $\Delta \operatorname{tg} \delta$ 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 на напругу від 330 кВ до 750 кВ рекомендовано автоматизований безперервний контроль із сигналізацією граничних значень вимірюваних параметрів.

Примітка 2. Зменшення значення $\operatorname{tg} \delta$ основної ізоляції герметичного вводу порівняно з результатами попередніх вимірювань на $\Delta \operatorname{tg} \delta (\%) \geq 0,3$ є показником для проведення додаткових випробувань з метою визначення причин зниження $\Delta \operatorname{tg} \delta$.

Періодичність контролю вводів під робочою напругою залежно від величини контрольованого параметра до організації автоматизованого безперервного контролю наведено в таблиці 47.

Таблиця 47 – Періодичність контролю вводів під робочою напругою

Клас напруги, кВ	Значення, %, $\Delta \operatorname{tg} \delta$ та $ \Delta Y/Y $	Періодичність контролю
110–220	$0 \leq \Delta \operatorname{tg} \delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	12 місяців
	$0,5 < \Delta \operatorname{tg} \delta \leq 2,0$ $0,5 < \Delta Y/Y \leq 2,0$	6 місяців
330–500	$0 \leq \Delta \operatorname{tg} \delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	6 місяців
	$0,5 < \Delta \operatorname{tg} \delta \leq 1,5$ $0,5 < \Delta Y/Y \leq 1,5$	3 місяці
750	$0 \leq \Delta \operatorname{tg} \delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	6 місяців
	$0,5 \leq \Delta \operatorname{tg} \delta \leq 1,0$ $0,5 \leq \Delta Y/Y \leq 1,0$	3 місяці

28 ІЗОЛЯТОРИ ПІДВІСНІ, ОПОРНІ ТА ОПОРНО-СТРИЖНЬОВІ

Періодичність і норми випробувань ізоляторів повинні відповідати:

- під час першого увімкнення (П) – 28.1–28.3, 28.5;
- під час капітального ремонту (К) – 28.1–28.3, 28.5;
- під час поточної експлуатації (М) – 28.1–28.4 та згідно з місцевими

інструкціями.

28.1 П, К Контроль зовнішнього стану

28.1.1 Ізолятори, які мають на ребрах поверхні сколи, дозволено вводити в експлуатацію після відновлювального ремонту, за умови не перевищення значень площі та глибини допустимих сколів, зазначених у таблиці 48.

Таблиця 48 – Площа та глибина поверхневих сколів на ребрах ізоляторів, які підлягають відновлювальному ремонту

Назва показника	Значення							
Площа зовнішньої поверхні ізолятора, дм ²	36–60	60–175	175–270	270–360	360–450	450–800	800–1400	>1400
Сумарна площа допустимих сколів на ізолятори, мм ²	100	100	150	150	200	200	200	300
Допустима глибина сколу, мм	2	3	3	3	3	3	3	4

Для опорно-стрижньових ізоляторів на напругу від 35 кВ до 110 кВ, які експлуатуються у районах з ступенем забруднення атмосфери класів b і c, у разі перевищення площі сколів допустимих значень, наведених у таблиці 48, рішення про проведення відновлювального ремонту приймає технічний керівник підприємства, виходячи з місцевих умов експлуатації.

28.1.2 Ізолятори з низькою якістю армування дозволено вводити в експлуатацію після відновлювального ремонту за умови неперевищення площі 10 см² (у двох фланцях) поверхневого викришування цементної зв'язки.

28.1.3 Відхилення колонки ізолятора від вертикалі не повинне перевищувати 2 мм.

28.2 П, К, М Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ за температури навколишнього повітря не нижче ніж 5 °С. Під час монтажу ізоляторів вимірювання опору рекомендовано проводити безпосередньо перед їх установленням.

Значення опору кожного ізолятора повинне бути не менше ніж 300 МОм.

Вимірювання опору ізоляції опорно-стрижньових ізоляторів на напругу від

35 кВ до 110 кВ, які експлуатуються в районах з ступенем забруднення атмосфери класів b і c, виконувати не обов'язково.

28.3 П, К, М Випробування підвищеною напругою промислової частоти

28.3.1 Випробування опорних одноелементних ізоляторів

Значення випробувальної напруги приймають згідно з таблицею 34.

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

28.3.2 Випробування опорних багатоеlementних штирьових і підвісних ізоляторів

Опорні багатоеlementні штирьові та підвісні ізолятори необхідно випробувати підвищеною напругою 50 кВ промислової частоти, яку прикладають до кожного елемента ізолятора.

28.4 П,К,М Контроль скляних ізоляторів із загартованого скла

Випробування скляних ізоляторів не виконують. Контроль стану здійснюють оглядом.

28.5 П, К, М Контроль опорно-стрижньових ізоляторів ультразвуковим методом

Контроль керамічних опорно-стрижньових ізоляторів ультразвуковим методом проводять у відповідності до вимог СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-46.

29 ВТОРИННІ КОЛА, ЕЛЕКТРОПРОВОДКА ТА АПАРАТИ НАПРУГОЮ ДО 1 кВ

Норми та періодичність перевірок і випробувань вторинних кіл, електропроводки та апаратів напругою до 1 кВ повинні відповідати:

- під час приймально-здавальних випробувань та після капітального ремонту (П, К) – 29.1–29.5;
- під час поточної експлуатації (М) – 29.1.

Електропроводку напругою до 1 кВ від розподільних пунктів до електроприймачів випробовують за 29.1.

29.1 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) відносно землі та інших груп кіл, а також між жилами контрольних кабелів особливо відповідальних вторинних кіл.

До особливо відповідальних вторинних кіл відносяться кола, пошкодження ізоляції між якими може призвести до вимкнення або КЗ в колах оперативного струму або колах збудження, наприклад: кола газового захисту, кола конденсаторів, які використовують як джерело оперативного струму, струмові кола трансформаторів струму з номінальним значенням вторинного струму 1 А; струмові кола окремих фаз, де є реле або пристрої з двома або більше первинними обмотками; кола напруги від трансформаторів напруги до апаратів захисту вторинних кіл від КЗ.

Значення опору ізоляції повинні бути не меншими від наведених у таблиці 49.

29.2 П, К Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробувальної напруги для ізоляції відносно землі кіл релейного захисту, електроавтоматики та інших вторинних кіл з повністю зібраною схемою (разом з реле, контакторами, котушками приводів, автоматичними вимикачами тощо) на напругу вищу ніж 60 В, а також поміж жилами контрольних кабелів (під час таких випробувань напругу потрібно подавати по чергово на кожну жилу, решту жил з'єднати між собою та заземлити) особливо відповідальних вторинних кіл дорівнює 1 кВ. Перелік особливо відповідальних кіл має бути затверджений технічним керівником підприємства.

Таблиця 49 – Допустимі значення опору ізоляції апаратів, вторинних кіл і електропроводки

Випробуваний елемент	Номинальна напруга мегаомметра, кВ	Найменше допустиме значення опору ізоляції, МОм
1 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*; – 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 0,5 – в електроустановках до 1000 В 1,0 – в електроустановках вище 1000 В
2 Вторинні кола, які містять пристрої з мікроелектронними елементами, що розраховані на робочу напругу, В: – до 30 – понад 30 до 60 – понад 60	 0,1 0,25 0,5	 1,0 1,0 1,0
3 Силова та освітлювальна електропроводка**	1,0	0,5
4 Вторинні кола розподільних установок***, щитів і струмопроводів	1,0; 2,5	0,5
* Вимірювання виконують на всіх приєднаних апаратах (котушки приводів, контактори, реле приладів, вторинні обмотки трансформаторів струму та напруги тощо). ** Опір ізоляції за знятих плавких вставок вимірюють на відрізку між змінними запобіжниками або за останніми запобіжниками між будь-яким проводом і землею, а також між двома проводами. Під час вимірювання опору ізоляції необхідно вимкнути електроприймачі (апарати, прилади тощо). *** Вимірюють опір ізоляції вторинних кіл кожної секції розподільної установки.		

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

Якщо у випробуваних колах є елементи, розраховані на меншу випробувальну напругу, їх потрібно від'єднати і випробувати окремо (згідно зі стандартами або технічними умовами на ці елементи) або зашунтувати.

29.3 П, К 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 виробником.

29.4 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 виробником.

Значення напруги спрацьовування та кількість операцій наведено в таблиці 50.

Таблиця 50 – Значення напруги спрацьовування та кількість операцій під час випробування автоматичних вимикачів, контакторів і магнітних пускачів

Операція	Значення напруги на шинах оперативного струму	Кількість операцій
Увімкнення	$0,85 U_{ном}$	5
Вимкнення	$0,8 U_{ном}$	5
Увімкнення та вимкнення	$1,0 U_{ном}$	5

29.5 П, К Перевірка фазування розподільних установок і приєднань

Під час перевірки фазування розподільних установок і приєднань повинен бути збіг за фазами.

30 АКУМУЛЯТОРНІ БАТАРЕЇ

Періодичність і обсяг випробувань акумуляторних батарей повинні відповідати вимогам СОУ 31.4-21677681-21.

31 ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ

Випробування та перевірку заземлювальних пристроїв виконують:

- під час приймально-здавальних вимірювань (П) – згідно з 31.1, 31.2, 31.4–31.8;
- після капітального ремонту (К) – згідно з 31.1–31.4, 31.6, 31.8;
- під час поточної експлуатації (М) – згідно з 31.2–31.7.

31.1 П, К Перевірка виконання елементів заземлювальних пристроїв

Відповідність проекту конструктивного виконання заземлювального пристрою (ЗП) на відкритих розподільних установках електростанції та підстанції до

приєднання природних заземлювачів і заземлювальних елементів (устаткування, 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 СОУ 31.2-21677681-19.

Перевірку заземлювальних пристроїв на ПЛ проводять на всіх опорах у населеній місцевості, на відрізках з найбільш агресивними, зсувними, видувними та погано провідними ґрунтами та, крім того, не менше ніж у 2 % опор від загальної кількості опор із заземлювачами.

31.2 П, К, М Перевірка з'єднань заземлювачів із заземленими елементами, а також природних заземлювачів із заземлювальним пристроєм

Перевіряють переріз, цілістність і міцність з'єднання заземлювачів, заземлювальних і захисних провідників.

Перевіряють пофарбування заземлювальних провідників при входженні в ґрунт.

У заземлювальних провідниках, які з'єднують апарати з заземлювачами, та захисних провідниках, які з'єднують апарати з головною заземлювальною шиною, не повинно бути обривів і видимих дефектів. Надійність зварювання перевіряють ударом молотка, цілістність і стан кола заземлення і заземлювачів – омметром та іншими приладами і засобами діагностики.

Проводять вимірювання перехідного опору контактного з'єднання. Під час приймально-здавальних випробувань справними вважаються контактні з'єднання, значення опору яких не перевищує 0,05 Ом і 0,1 Ом – під час експлуатації.

Перевіряють наявність та стан приєднання заземлювача до заземлювальних елементів, природних заземлювачів із заземлювальним пристроєм, а також дійсне розташування заземлювачів після кожного ремонту, але не рідше ніж один раз на 12 років. Стан підземної частини заземлювальних пристроїв контролюють згідно з СОУ 31.2-21677681-19.

Періодичність вимірювань перехідних опорів з'єднань між заземлювачем і

елементами, які заземлюються, така:

а) заземлювальних пристроїв, термін експлуатації яких складає до 25 років, – один раз на 12 років;

б) заземлювальних пристроїв, термін експлуатації яких понад 25 років, – один раз на шість років.

31.3 К, М Перевірка корозійного стану елементів заземлювальних пристроїв, які знаходяться в землі

На відкритих розподільних установках електростанцій і підстанцій стан і розташування заземлювачів перевіряють діагностичними засобами або вибірково з розкриттям ґрунту в трьох вузлових контактних з'єднаннях: у силового трансформатора, обмежувача перенапруг (вентильного розрядника) та стояка конструкції.

У закритих розподільних 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 із заземлювачами.

Елемент заземлювача потрібно замінити, якщо зруйновано більше 50 % його перерізу.

Перевірку корозійного стану необхідно виконувати не рідше ніж один раз на 12 років.

31.4 П, К, М Перевірка стану пробивних запобіжників в електроустановках напругою до 1 кВ

Перевірку проводять відповідно до вказівок виробника.

Пробивні запобіжники повинні бути справними і відповідати номінальній напрузі електроустановки.

Перевірку справності необхідно проводити не рідше ніж один раз на шість років.

31.5 П, М Перевірка кола «фаза-нуль» в електроустановках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю

Перевірку проводять одним із таких способів:

- безпосереднім вимірюванням струму однофазного замикання на відкриту провідну частину або PEN – провідник для системи TN-C або PE – провідник для системи TN-S;
- вимірюванням повного опору кола «фаза-нуль» з наступним обчисленням струму однофазного замикання.

Кратність струму однофазного замикання на землю по відношенню до номінального струму запобіжника або автоматичного вимикача повинна бути не меншою від значення, вказаного в главі 3.1 ПУЕ.

31.6 П, К, М Вимірювання опору заземлювальних пристроїв

Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв електроустановок (крім повітряних ліній) наведено в таблиці 51.

Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв повітряних ліній наведено в таблиці 52.

Таблиця 51 – Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв електроустановок (крім повітряних ліній)

Характеристика електроустановки, заземлювальний пристрій якої перевіряється	Значення питомого опору ґрунту ρ , Ом·м	Значення опору заземлювального пристрою, Ом, не більше
1 Електроустановки напругою понад 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою нейтраллю, заземлювальний пристрій яких виконано: – за нормами на опір; – за нормами на напругу дотику	Для всіх ρ Для всіх ρ	0,5 (з урахуванням опору штучних і природних заземлювачів) Згідно з проектом
2 Електроустановки напругою понад 1 кВ у мережі з ізолюованою нейтраллю (3 кВ - 35 кВ)		
2.1 У разі використання заземлювального пристрою тільки для електроустановок напругою понад 1 кВ	До 500 Понад 500	$250/I_p''$, але не більше ніж 10 Ом $250/I_p^{1)} 0,002\rho^{2)}$ (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 250 В)

Продовження таблиці 51

Характеристика електроустановки, заземлювальний пристрій якої перевіряється	Значення питомого опору ґрунту ρ , Ом·м	Значення опору заземлювального пристрою, Ом, не більше
2.2 У разі використання заземлювального пристрою одночасно для електроустановок напругою до 1 кВ, якщо: — захист від замикання на землю в електроустановці напругою понад 1 кВ діє на сигнал; — захист від замикання на землю в електроустановці на напругу понад 1 кВ діє на вимикання	До 500 Понад 500 Для всіх ρ	$67/I_p^{1)}$ і повинен відповідати вимогам пунктів 3.1 та 3.2 цієї таблиці $67/I_p^{1)} 0,002\rho^{2)}$ (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 67 В) Згідно з проектом
3 Електроустановки напругою до 1 кВ 3.1 У мережі з глухозаземленою нейтраллю 3.1.1 Приєднання нейтралі джерела живлення трифазного струму або виводу джерела однофазного струму до заземлювального пристрою з урахуванням використання всіх заземлювачів, приєднаних до PEN (PE)- провідника (повторних і грозозахисних), якщо кількість відхідних ліній є не менше двох, для лінійних напруг (трифазного/однофазного струму), В:	До 100³⁾ До 100³⁾ До 100³⁾	2 4 8
3.1.2 Безпосереднє приєднання нейтралі джерела живлення трифазного струму або виводу джерела однофазного струму до заземлювача, розташованого біля джерела живлення, якщо виконується пункт 3.1.1 цієї таблиці, для лінійних напруг (трифазного/однофазного струму), В:	До 100³⁾ До 100³⁾ До 100³⁾	15 30 60
3.2 У мережі з ізолюваною нейтраллю (система IT). Приєднання захисного РЕ-провідника до заземлювального		

Кінець таблиці 51

Характеристика електроустановки, заземлювальний пристрій якої перевіряється	Значення питомого опору ґрунту ρ , Ом·м	Значення опору заземлювального пристрою, Ом, не більше
пристрою у разі потужності джерела живлення: – понад 100 кВ·А; – до 100 кВ·А	До 500 Понад 500 До 500 Понад 500	$4^{4)}$ $4 \cdot 0,002\rho^{2)}$ (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 50 В) $10^{4)}$ $10 \cdot 0,002\rho^{2)}$ (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 50 В)
3.3 В мережі з системою заземлення ТТ. Приєднання захисного РЕ-провідника до незалежного заземлювача	Для всіх ρ	$50/I\Delta n^{5)}$, але не більше ніж 100 Ом
4. Окремо встановлений на ВРУ блискавковідвід, який має відокремлений заземлювач		Згідно з пунктом 1.1 таблиці 54
¹⁾ I_p – розрахункове значення струму замикання на землю (визначають за пунктом 1.7.99 ПУЕ). ²⁾ Для питомого опору ґрунту більше ніж 500 Ом·м дозволено збільшувати наведені значення в $0,002\rho$ разів, але не більше ніж у 10 разів. ³⁾ Для електроустановок напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю в районах з питомим опором ґрунту більше ніж 100 Ом·м дозволено збільшувати наведені значення опору в $0,01\rho$ разів, але не більше ніж у 10 разів, за винятком мереж, в яких заземлювальний пристрій, до якого приєднано нейтраль джерела живлення, використовують одночасно для електроустановок напругою до і понад 1 кВ. В останньому випадку збільшення опору можливе лише до значення, за якого напруга на заземлювальному пристрої не буде перевищувати 67 В у разі замикання на землю в електроустановці напругою понад 1 кВ, для якої захист від замикання на землю діє на сигнал, або не буде перевищувати допустиму напругу на заземлювальному пристрої, зазначену в таблиці 1.7.3 ПУЕ, у разі, якщо захист діє на автоматичне вимкнення приєднання із замиканням на землю. ⁴⁾ Зазначені в пункті 3.2 опори можуть мати більше значення, якщо це обумовлено нормативними документами. ⁵⁾ $I\Delta n$ – диференційний струм спрацювання пристрою захисного автоматичного вимкнення живлення, А.		

Таблиця 52 – Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв повітряних ліній

Найменування електроустановки	Характеристика електроустановки і заземлювального об'єкта	Величина, яку вимірюють	Значення опору, Ом, не більше
1 ПЛ напругою понад 1 кВ	1.1 Опори залізобетонні, металеві та дерев'яні, на яких підвішено трос або встановлено пристрої грозозахисту ¹⁾ ; усі залізобетонні та металеві опори ПЛ напругою 35 кВ; залізобетонні та металеві опори ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ у населеній місцевості; заземлювачі електроустаткування, встановленого на опорах ПЛ напругою 110 кВ і вище	Опір заземлювача за значення 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 $6 \cdot 10^{-3} \rho$ ²⁾
	1.2 Заземлювачі електроустаткування на опорах ПЛ напругою від 3 кВ до 35 кВ	Опір заземлювача	Згідно з пунктом 2.1 табл. 53
	1.3 Опори залізобетонні та металеві ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ у ненаселеній місцевості	Опір заземлювача	Згідно з главою 2.5 ПУЕ
	1.4 Розрядники та ОПН на підходах ПЛ до РУ з електричними машинами	Опір заземлювача	Згідно з главами 5.2 і 5.3 ПУЕ
2 ПЛ напругою до 1 кВ	2.1 Опори із повторними заземлювачами PEN-провідника в мережах з глухозаземленою нейтраллю ³⁾	Опір заземлювача для лінійних напруг (трифазного/однофазного струму), В 660/380 380/220 220/127	Згідно з проектом, але не більше ніж: 15 30 60
	2.2 Опори з грозозахисними заземлювачами	Опір заземлювача (для всіх ρ)	30
¹⁾ Для опор висотою понад 50 м значення опору заземлювача повинне бути в два рази менше від наведеного в таблиці. ²⁾ ρ – питомий опір ґрунту, Ом·м. ³⁾ У районах з питомим опором ґрунту, більше ніж 100 Ом·м, дозволено збільшувати наведені значення опору в $0,01\rho$ разів, але не більше ніж у 10 разів, за винятком мереж, в яких заземлювальний пристрій, до якого приєднано нейтраль джерела живлення, використовують одночасно для електроустановок напругою до і понад 1 кВ. В останньому випадку збільшення опору можливе лише до значення, за якого значення напруги на заземлювальному пристрої не буде перевищувати 67 В у разі замикання на землю в електроустановці напругою понад 1 кВ, для якої захист від замикання на землю діє на сигнал, або не буде перевищувати допустимого значення напруги на заземлювальному пристрої, вказане в табл. 1.7.3 ПУЕ, у разі, якщо захист діє на автоматичне вимкнення приєднання із замиканням на землю.			

Вимірювання проводять після приєднання природних заземлювачів.

Вимірювання опору заземлювальних пристроїв (якщо вони виконані за нормою на опір розтікання струму) електростанцій та підстанцій виконують після монтажу, перебудови та капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 12 років.

У разі неможливості виконати вимірювання опору ЗП електростанцій та підстанцій, розміщених на території великих промислових підприємств, або які мають велику кількістю ПЛ чи за наявності поблизу ЗП підземних металевих комунікацій, які мають електричний зв'язок із ЗП, опір ЗП визначають за допомогою розрахунку.

Під час експлуатації вимірювання опору ЗП на електростанціях і підстанціях напругою від 220 кВ до 750 кВ можна не проводити, а визначати розрахунком.

На ПЛ напругою понад 1 кВ:

- на опорах із обмежувачами перенапруг, розрядниками, роз'єднувачами й іншим електрообладнанням – після монтажу, перебудови, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж один раз на шість 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 один раз на 12 років;

- на тросових опорах ПЛ напругою 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 один раз на шість років;

- на опорах з повторними заземлювачами PEN-провідника – після монтажу, перебудови, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж один раз на шість 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 один раз на 12 років.

31.7 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.

Напругу дотику вимірюють за приєднаних природних заземлювачів і тросів ПЛ.

Напругу дотику вимірюють у контрольованих точках, в яких ці величини визначено розрахунком під час проектування. Під тривалістю впливу напруги розуміють сумарний час дії релейного захисту і повного часу вимикання вимикача.

Допустимі значення напруги дотику в електроустановках напругою від 110 кВ до 750 кВ наведено в таблиці 53.

Таблиця 53 – Допустимі значення напруги дотику в електроустановках напругою від 110 кВ до 750 кВ

Назва показника	Значення					
	До 0,1	0,2	0,5	0,7	0,9	Від 1,0 до 5,0
Тривалість впливу напруги, с						
Напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65
Примітка. Проміжні допустимі значення напруги в інтервалі від 0,1 с до 1,0 с слід визначати інтерполяцією.						

31.8 П, К Перевірка напруги на заземлювальному пристрої розподільних установок електростанцій і підстанцій за стікання з нього струму замикання на землю

Перевірку (розрахункову) проводять після монтажу, перебудови, але не рідше один раз на 12 років для електроустановок напругою понад 1 кВ в мережі з ефективно заземленою нейтраллю.

Допустиме значення напруги на заземлювальному пристрої:

– не обмежується для електроустановок, із заземлювальних пристроїв яких не можуть виноситися потенціали за межі зовнішньої огорожі електроустановки;

– не більше ніж 10 кВ, якщо передбачено заходи захисту ізоляції кабелів зв'язку і телемеханіки, а також ізоляції зовнішньої оболонки екранів силових однопровідних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену кабельних ліній, які відходять від електроустановки, та заходи щодо запобігання винесенню небезпечних потенціалів;

– не більше ніж 5 кВ в усіх інших випадках.

32 СИЛОВІ КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ

Силові кабельні лінії напругою до 500 кВ випробовуються у обсягах і з періодичністю відповідно до СОУ-Н ЕЕ 20.304.

33 ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ

Контроль і вимірювання на ПЛ слід виконувати в нижченаведеному обсязі та керуватися відповідними нормативними документами та місцевими інструкціями.

Обсяг випробувань, перевірок і їх періодичність:

- приймально-здавальні вимірювання ПЛ (П) – згідно з 33.1–33.6;
- під час капітального ремонту (К) – згідно з 33.1–33.6;
- під час поточної експлуатації (М) – згідно з 33.1, 33.2, 33.4–33.6.

33.1 П, К, М Контроль опор та їх елементів

Під час контролю перевіряють:

- заглиблення залізобетонних опор у ґрунт на відповідність проекту;
 - 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 (наявність тріщин, оголення арматури, відшарування бетону, виникнення раковин, наскрізних отворів тощо);

- натягування тросових відтяжок та ураження їх корозією;
- підгнивання дерев'яних опор та їх елементів.

У процесі експлуатації контроль проводять візуально під час огляду ПЛ.

Підконтрольні показники повинні відповідати вимогам нормативних документів.

33.2 П, К, М Контроль проводів, грозозахисних тросів та їх з'єднань

Під час контролю перевіряють:

- з'єднувальні та натягувальні затискачі проводів і тросів;
- відсутність механічних пошкоджень, обривання окремих дротин, ураження корозією, розрегулювання проводів розщепленої фази тощо;
- відстань від проводів до поверхні землі, будівель і споруд, елементів опор, грозозахисних тросів.

Стан підконтрольних елементів і параметрів має відповідати вимогам глави 2.5 ПУЕ.

33.3 П, К Перевірка з'єднань проводів електричним вимірюванням

Перевірку проводять згідно з 20.3.2.

33.4 П, К, М Контроль лінійної арматури

Під час контролю перевіряють:

- відсутність пошкоджень, деформації, корозії;
- наявність шплінтів у з'єднувальній арматурі;
- правильність установа гасників вібрації;
- наявність розпірок і відсутність пошкоджень проводів у місцях їх кріплення.

Стан лінійної арматури повинен відповідати проекту та вимогам інструкцій з експлуатації ПЛ.

33.5 П, К, М Контроль ізоляторів

Контроль ізоляторів виконують у відповідності до вимог розділу 28

33.6 П, К, М Перевірка заземлювальних пристроїв

Проводять згідно з 31.1, 31.2, 31.6.

33.7 П, К, М Контроль трубчастих розрядників та захисних проміжків

Трубчасті розрядники зі зняттям їх з опор перевіряють відповідно до розділу 25. Відстань між електродами іскрових проміжків не повинна відрізнятися від проектних значень.

34 ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ ДО 1 кВ

34.1 П. К. М На повітряних лініях напругою до 1 кВ має бути виконано перевірку відповідності проекту заглиблення опор у ґрунт, лінійних проводів і арматури для їх закріплення, встановлених заземлювачів і грозозахисних пристроїв.

Виконують такі вимірювання:

- опору (струму однофазного замикання) петлі фаза – РЕ-(PEN-) на ділянці від шин напругою 0,40 кВ підстанції до кінця магістралі ПЛ та найдовших відгалужень від неї. Якщо на магістралі і (або) відгалуженнях встановлено секційні блоки із захистом, то вимірювання виконують для кожної з ділянок, відокремленої секційним блоком;

- опору встановлених заземлювачів (грозозахисних, повторних, а також встановлених на перехідних опорах і на опорах сумісної підвіски проводів ПЛ напругою 0,4 кВ і ПЛ напругою від 6 кВ до 20 кВ) згідно з таблицею 52;

- опору ізоляції самоутримних ізольованих проводів між фазами та кожною з фаз і N-(PEN-) проводом. Значення опору ізоляції має бути не менше ніж 30 МОм під час приймально-здавальних випробувань і не менше ніж 0,5 МОм під час експлуатації. В експлуатації опір ізоляції вимірюють за необхідності (визначається технічним керівником підприємства).

35 ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ СИСТЕМ ЗБУДЖЕННЯ ГЕНЕРАТОРІВ І СИНХРОННИХ КОМПЕНСАТОРІВ

Періодичність і норми випробувань систем збудження повинні відповідати:

- під час першого увімкнення (П) – 35.2–35.16;
- під час капітального ремонту (К) – 35.2–35.16;
- під час поточного ремонту (Т) – 35.2, 35.8-35.10, 35.12;
- під час поточної експлуатації (М) – 35.2, 35.16.

35.1 Контроль систем збудження

Приводяться норми випробувань силового устаткування систем тиристорного самозбудження (СТС), у тому числі СТС реверсивні, систем незалежного тиристорного збудження (СТН), систем безщіткового діодного збудження (СБД), систем напівпровідникового високочастотного (ВЧ) збудження. Перевірку і контроль автоматичного регулятора збудження (АРЗ), пристроїв захисту, управління, автоматики, діагностики тощо виконують відповідно до вказівок підприємства-виробника на кожний тип системи збудження.

Перевірку і випробування електромашинних збудників слід виконувати згідно з 7.1 – 7.8.

35.2. Вимірювання опору ізоляції

Допустимі значення опорів ізоляції за температури навколишнього повітря від 10 °С до 30 °С наведені у таблиці 54.

35.3 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробувальної напруги приймають згідно з таблицею 54. Тривалість прикладання випробувальної напруги становить 1 хв.

Таблиця 54 – Опір ізоляції і випробувальні напруги елементів систем збудження

Випробуваний об'єкт	Періодичність вимірювання	Вимірювання опору ізоляції		Періодичність випробування	Значення випробувальної напруги промислової частоти	Примітка
		Напруга мегаомметра, кВ	Мінімальне значення опору ізоляції, МОм			
1	2	3	4	5	6	7
1 Тиристорний перетворювач (ТП) в колі ротора головного генератора в системах СТН та СТС: струмовідні кола перетворювачів, пов'язані з тиристорами, захисні кола, вторинні обмотки вихідних трансформаторів системи керування тощо (вимкнені роз'єднувачі в СТС на вході та виході перетворювачів, первинні обмотки трансформаторів власних потреб). У системах з водяним охолодженням ТП вода під час випробувань відсутня	П, К	2,5	5	П,К	0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги ТП, але не менше ніж 0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги обмотки ротора генератора	Відносно корпусу і з'єднаних з ним вторинних кіл ТП (первинних обмоток імпульсних трансформаторів системи управління тиристорів (СУТ), блок-контактів силових запобіжників, вторинних обмоток трансформаторів, дільників струму тощо), приєднаних до ТП силових елементів схеми (вторинних обмоток трансформаторів власних потреб в СТС, іншої сторони роз'єднувачів). Виводи тиристорів (анод, катод, управляючий електрод) під час випробувань повинні бути закорочені, блоки СУТ висунуті з роз'ємів, кола приладів вимірювання та контролю параметрів в ТП від'єднанні

Продовження таблиці 54

1	2	3	4	5	6	7
2 Тиристорний перетворювач в колі збудження збудника систем СБД: силові струмопровідні частини змінного та постійного струму, охолоджувачі, тиристори і пов'язані з ними кола власних потреб, силові запобіжники. Тиристорний перетворювач в колі збудження допоміжного генератора (ДГ) систем СТН	П, К,Т	1,0	5	П,К	0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги ТП, але не менше ніж 0,8 від випробувальної напруги обмотки збудження генератора оберненого виконання або ДГ	Відносно корпусу і з'єднаних з ним вторинних кіл ТП, не пов'язаних з силовими колами (див. п.1 цієї таблиці). Під час випробувань ТП від'єднаний на вході і виході від силової схеми; виводи тиристорів (анод, катод, управляючий електрод) під час випробувань повинні бути закорочені, блоки СУТ висунуті з роз'ємів, кола приладів вимірювання та контролю параметрів в ТП від'єднанні
3 Випрямна установка (ВУ) в системах ВЧ збудження	П, К	1,0	5	П	0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги ВУ, але не менше ніж 0,8 від випробувальної напруги обмотки ротора	Відносно корпусу. Під час випробувань ВУ від'єднана від джерела живлення і обмотки ротора, шини живлення і шини виходу (А, В, С, +, -) об'єднані
4 Допоміжний синхронний генератор в системах СТН: – обмотки статора;	П, К	2,5	5	П	0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги обмотки статора ДГ, але не менше ніж 0,8 від випробувальної напруги обмотки ротора головного генератора	Відносно корпусу і між обмотками

Продовження таблиці 54

1	2	3	4	5	6	7
– обмотки збудження	П, К	1,0	5	П	0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги обмотки збудження генератора оберненого виконання або ДГ	Відносно корпусу
5 Індукторний генератор в системах ВЧ збудження: – робочі обмотки (три фази) і обмотка послідовного збудження;	П, К	1,0	5	П	0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги обмоток, але не менше ніж 0,8 від випробувальної напруги обмотки ротора генератора	Відносно корпусу і з'єднаних з ним обмоток незалежного збудження, між обмотками
– обмотки незалежного збудження	П, К	1,0	5	П	0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги обмоток	Відносно корпусу і між обмотками незалежного збудження
6 Генератор оберненого виконання разом з перетворювачем, який обертається, в системах СБД: – обмотки якоря разом з перетворювачем, який обертається;	П, К, Т	1,0	5	П К	0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги обмотки якоря 1,0 кВ	Відносно корпусу. Збудник від'єднаний від ротора генератора; діоди, RC - кола або варістори зашунтовані (об'єднані шини +, -, шпильки змінного струму); підняті щітки на вимірювальних контактних кільцях

Продовження таблиці 54

1	2	3	4	5	6	7
– обмотки збудження генератора оберненого виконання	П, К	0,5	5	П К	0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги обмотки збудження, але не менше ніж 1,2 кВ 1,0кВ	Відносно корпусу. Обмотки збудження від'єднані від схеми. Випробування проводять при холодному стані збудника
7 Випрямний трансформатор (ВТ) в системах СТС. Випрямні трансформатори в системах збудження ДГ (СТН) і СБД: – первинна обмотка;	П, К	2,5	5	П	0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги обмоток трансформатора	Відносно корпусу і між обмотками
– вторинна обмотка	П, К	1,0	5	П	Вторинні обмотки для ДГ і СБД - не менше ніж 1,2 кВ	Відносно корпусу
8 Струмопроводи, які з'єднують джерела живлення (ДГ у системах СТН, ВТ у системах СТС), індукторний генератор у системах ВЧ збудження з тиристорними або діодними перетворювачами, струмопроводи постійного струму: – без приєднаної апаратури;	П, К	2,5	10	П	0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги струмопроводів	Відносно землі і між фазами

Кінець таблиці 54

1	2	3	4	5	6	7
– з приєднаною апаратурою	П, К	2,5	5	П	0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги обмотки ротора	Відносно землі і між фазами
9 Силкові елементи систем СТС, СТН, ВЧ (джерела живлення, перетворювачі тощо) із всією приєднаною апаратурою аж до вимикачів вводу збудження або до роз'єднувачів виходу перетворювачів (схеми систем збудження без резервних збудників): – системи без водяного охолодження перетворювачів і з водяним охолодженням при не заповненій водою системі охолодження; – при заповненій водою (з питомим опором не менше ніж 75 кОм·см) системі охолодження ТП	П, К, Т, М П, К, Т, М	1,0 1,0	1 0,15	П П	1,0 кВ 1,0 кВ	Відносно корпусу Блоки СУТ висунуті з роз'ємів
10 Силкові кола збудження генератора без обмотки ротора (після вимикача вводу збудження або роз'єднувачів постійного струму): пристрій АГП, розрядник, силкові резистори, шинопроводи, кола початкового збудження для систем СТС тощо. Кола, підключені до вимірювальних кілець у системах СБД (обмотка ротора відключена)	П, К	1,0	1,0	П, К	0,8 від встановленої виробником випробувальної напруги ротора	Відносно землі

35.4 П, К Вимірювання опору постійному струму обмоток трансформаторів і електричних машин у системах збудження

Вимірювання опору виконують за усталеної температури, близької до температури навколишнього середовища. Для порівняння з даними виробника вимірний опір приводять до відповідної температури.

Значення опору обмоток електричних машин (допоміжний генератор у системах СТН, індукторний генератор у системах ВЧ збудження, синхронний генератор оберненого виконання в системах СБД) не повинні відрізнятися більше ніж на 2% від даних виробника або на 2% від даних попередніх вимірювань; обмоток випрямних трансформаторів – більше ніж на 5%. Значення опорів паралельних віток робочих обмоток індукторних генераторів не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 15%.

35.5 П, К Перевірка трансформаторів (випрямних, власних потреб, початкового збудження, вимірювальних трансформаторів напруги та струму)

Норми випробувань трансформаторів (випрямних, власних потреб, початкового збудження, вимірювальних трансформаторів напруги та струму) наведено у відповідних пунктах цих Норм.

35.6 П, К Визначення характеристики допоміжного синхронного генератора промислової частоти в системах СТН

Допоміжний генератор перевіряють згідно з 6.8. Характеристику КЗ знімають до номінального струму, а характеристику НХ – до 1,3 номінальної напруги ДГ з перевіркою виткової ізоляції протягом 5 хв.

Характеристики не повинні відрізнятися від приведених у документації виробника або від знятої під час попередніх випробувань більше ніж на 5%.

35.7 П, К Визначення характеристики індукторного генератора разом з ВУ в системах ВЧ збудження

Під час знімання характеристик обмотки послідовного збудження повинні бути від'єднані.

Характеристику НХ індукторного генератора спільно з ВУ (U_{cm} , $U_{gy}=f(I_{Hz})$), де U_{cm} – напруга індукторного генератора, U_{gy} – напруга індукторного генератора спільно з ВУ, I_{Hz} – струм в обмотці незалежного збудження), знімають за номінальної частоти обертання збудника до значення U_{gy} , що відповідає подвоєному номінальному значенню напруги ротора. Характеристика не повинна відрізнятися від приведеної в документації виробника або від знятої під час попередніх випробувань більше ніж на 5 %.

За напруги збудника, яка відповідає номінальній напрузі ротора генератора, вимірюють зворотні напруги на діодах ВУ. Розкид напруг між послідовно з'єднаними діодами ВУ не повинен перевищувати 10 % від середнього значення напруги на діоді.

Знімають характеристику КЗ індукторного генератора разом з ВУ. Характеристика не повинна відрізнятися від приведеної в документації виробника або від знятої під час попередніх випробувань більше ніж на 5%. За випрямленого струму, який відповідає номінальному струмові ротора, розкид струмів у паралельних вітках плеч ВУ не повинен перевищувати 20% від середнього значення.

35.8 П, К Перевірка елементів синхронного генератора оберненого виконання, перетворювача, який обертається, в системах СБД

Вимірюють опори постійному струму перехідних контактних з'єднань перетворювача, який обертається, опір струмопроводу (по секціях, фазах тощо), який складається з виводів обмоток і прохідних шпильок, які з'єднують обмотку якоря із запобіжниками, з'єднань діодів із запобіжниками, опір самих запобіжників перетворювача, який обертається.

Результати вимірювань порівнюють із нормами виробника; відхилення не повинні перевищувати 10 %.

Перевіряють зусилля затягування діодів, запобіжників, РС-кіл, варисторів тощо у відповідності до норм виробників.

Вимірюють зворотні струми діодів (блоків діодів) перетворювача, який обертається, в повній схемі з РС-колами (варисторами) або окремо поелементно, за

напруги, яка дорівнює тій, що повторюється для даного класу діодів. Струми не повинні перевищувати значення, вказані в документації виробників на системи збудження.

Перевіряють електричні параметри RC-елементів на відповідність значенням, вказаним в документації виробників збудника та запасних комплектуючих частин, що виробляються окремо від збудника.

35.9 П, К, Т Перевірка тиристорних перетворювачів систем тиристорного та безщіткового збудження

Вимірювання опору ізоляції і випробування підвищеною напругою виконують відповідно до таблиці 54.

Виконують гідравлічні випробування підвищеним тиском води ТП з водяною системою охолодження. Значення тиску і час його дії повинні відповідати нормам виробників на кожен тип перетворювача. Виконують повторну перевірку ізоляції ТП після заповнення дистиллятом (див. таблицю 54, п.9).

Перевіряють відсутність пробитих тиристорів, пошкоджених RC-кіл. Перевірку виконують за допомогою омметра або вимірювача імітансу.

Перевіряють цілісність паралельних віток плавкої вставки кожного силового запобіжника шляхом вимірювання опору постійному струму.

Виконують перевірку стану системи керування тиристорами, діапазону регулювання випрямленої напруги при дії на систему керування тиристорами.

Перевіряють клас напруги тиристорів подачею на силові виводи (анод, катод) у зворотному та прямому напрямку напруги, яка дорівнює тій, що повторюється для даного класу.

35.10 П, К, Т Перевірка розрядника в колі ротора генератора

Напруга спрацювання розрядника багатократної чи однократної дії, встановленого для захисту ротора від перенапруг, має становити $(1,7 \pm 0,17)$ кВ ефективної напруги під час прикладання синусоїдальної напруги промислової частоти, якщо інше не зазначено документацією виробника.

35.11 П, К Перевірка АГП

Перевірку виконують згідно з документацією виробника.

35.12 П, К, Т Перевірка комутаційної апаратури, силових резисторів, апаратури власних потреб систем збудження

Перевірку виконують згідно з документацією виробників і вимогами 29.1 – 29.4.

35.13. П, К Випробування систем збудження під час роботи генератора в режимі КЗ генератора (блока)

Під час роботи генератора в режимі КЗ при номінальному струмі статора перевіряють:

- розподіл струмів між паралельно увімкненими перетворювачами; відхилення від середнього значення повинне бути не більше ніж 15%;
- розподіл струмів між паралельними вітками окремого перетворювача; відхилення від середнього значення повинне бути не більше ніж 20%;
- гасіння поля за номінального струму статора генератора шляхом інвертування та шляхом вимкнення АГП;
- точність вимірювання (розрахунку) струму ротора в системах СБД. Для цього перебудовують характеристику КЗ генератора, зняту виробником, в характеристику КЗ блока генератор-трансформатор, вважаючи її за еталонну для перевірки давача струму ротора. За заміряними струмами статора і перебудованій характеристиці КЗ блока визначають правильність настроювання давача струму ротора. Відхилення заміряного за допомогою давача струму ротора не повинне перевищувати 10% розрахункового значення струму ротора;
- точність та цілісність вимірювальних каналів систем збудження.

Знімають характеристики генератора оберненого виконання і випрямляча, який обертається.

Виконують корегування налаштувань автоматичних регуляторів за результатами аналізу отриманих характеристик. Виконують (за необхідності) електричні

випробування та перевірку правильності роботи пристрою контролю провідності обертового випрямляча оберненого генератора збудження СБД.

35.14 П, К Випробування систем збудження під час роботи генератора в режимі НХ

Під час роботи генератора в режимі НХ перевіряють:

- початкове збудження генератора до заданого значення напруги в автоматичному режимі регулювання в діапазоні від $0,8 U_{ном. ген}$ до $1,1 U_{ном. ген}$, де $U_{ном. ген}$ – номінальна напруга генератора;

- початкове збудження генератора в режимі ручного регулювання напруги (за наявності даної функції);

- діапазон регулювання напруги в автоматичному та ручному регулюванні напруги. В автоматичному регулюванні напруги діапазон регулювання напруги повинен становити від $0,8 U_{ном. ген}$ до $1,1 U_{ном. ген.}$, а в ручному – від $0,2 U_{ном. ген}$ до $1,1 U_{ном. ген}$;

- плавність регулювання напруги збудження, уставка АРЗ по напрузі повинна змінюватися плавно або дискретно зі ступенями не більше ніж 0,2 % номінальної напруги, а швидкість зміни уставки повинна бути не більшою ніж 1 % і не меншою ніж 0,3 % номінальної напруги за 1 с;

- стійкість роботи системи регулювання в крайніх та номінальному положеннях уставки АРЗ за різних коефіцієнтів підсилення по каналах регулювання;

- процес гасіння поля шляхом інвертування, а також вимкненням АГП за номінальної напруги статора генератора;

- процес безударного переходу з одного каналу регулювання на інший за двокаанальної системи регулювання;

- процес безударного переходу з автоматичного регулювання збудження на ручне і навпаки;

- процес переведення збудження з основного збудника на резервний та навпаки;

- обмеження струму ротора під час роботи генератора в режимі НХ (за наявності даної функції);
- обмеження максимальної напруги генератора в режимі НХ у разі зниження частоти (за наявності даної функції) або гасіння поля за зниженої частоти в режимі НХ;
- автоматичну підгонку напруги генератора до напруги мережі під час синхронізації генератора; точність підгонки не повинна перевищувати 2 %.

35.15 П, К Випробування систем збудження під час роботи генератора в мережі

Під час роботи генератора в мережі виконують перевірку:

- підтримання діючого значення напруги відповідно до заданої уставки і статизму з точністю не більше ніж 1 %;
- характеристики давачів реактивного, активного та повного струму статора, струму ротора, а також напруги ротора під час навантаження генератора до номінального значення; відхилення показів не повинні перевищувати класу точності давачів;
- процесу безударного переходу з одного каналу регулювання на інший за двоканальної системи регулювання;
- процесу безударного переходу з автоматичного регулювання збудження на ручне і навпаки;
- процесу безударного переходу на ручний режим під час вимкнення кіл трансформаторів напруги генератора зі збереженням уставки з точністю не більше ніж 3 % (за наявності даної функції);
- процесу переходу на фіксовану уставку струму збудження; фіксоване значення струму збудження повинне бути близьким до номінального;
- стабільності підтримання струму збудження в режимі ручного регулювання та стабільності підтримання напруги генератора, реактивної потужності чи коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ – в автоматичному режимі з точністю не більше ніж 2 % (за наявності даних функцій);

– запізнення та номінальної швидкості наростання напруги збудження згідно з ДСТУ 4265; запізнення повинно становити не більше ніж 0,02 с, номінальна швидкість наростання напруги збудження повинна бути не меншою ніж 2 відн.од/с;

– максимальної і максимальної усталеної напруги збудження згідно з ДСТУ 4265; кратність форсування за напругою в усталеному режимі не повинна перевищувати 2, максимальне значення напруги в перехідному режимі не нормується;

– швидкодії системи збудження під час форсування та часу розфорсування, згідно з ДСТУ 4265; значення швидкодії не повинно перевищувати 0,06 с, а повний час розфорсування не повинен перевищувати 0,15 с;

– характеристики обмеження мінімального струму збудження; характеристика повинна відповідати вимогам документації виробника та вимогам нормативних документів;

– роботи пристроїв захисту від перевантажень ротора генератора; допустимі перевантаження не повинні перевищувати заданих виробником;

– стійкості регулювання в нормальних режимах, а також у режимах обмеження максимального та мінімального струму збудження;

– стійкості регулювання під час роботи реверсивної СТС в асинхронізованому режимі та з однією обмоткою ротора;

– роботи системи збудження під час виходу з ладу окремих елементів (тиристорів, запобіжників тощо), здійснення розвантаження генератора по реактивній потужності до заданого значення;

– розподілу струмів між паралельно увімкненими перетворювачами за номінального навантаження з номінальним струмом ротора; відхилення від середнього значення має бути не більше ніж 15 %;

– розподілу струмів між паралельними вітками окремого перетворювача за номінального навантаження з номінальним струмом ротора; відхилення від середнього значення має бути не більше ніж 20 %;

– розподілу напруг між послідовно увімкненими тиристорами за номінального навантаження з номінальним струмом ротора; відхилення від середнього значення має бути не більше ніж 20 %;

– безударного перемикання в процесі роботи режимів регулювання (ручний режим, регулювання напруги, $\cos\phi$, реактивної потужності) із збереженням уставки;

– основних коефіцієнтів стабілізації автоматичних регуляторів збудження та їх оптимізацію в залежності від змін в режимі роботи енергосистеми, характеристик динамічної та статичної стійкості, амплітудно-частотної характеристики генератора (за необхідності).

Якщо під час проведення перевірок згідно з 35.13, 35.14 була проведена частина перевірок, що стосується 35.15, то результати таких перевірок можна зараховувати під час випробувань по даному пункту (без їх повторного проведення).

35.16 Вимірювання температури силових резисторів, тиристорів, діодів, запобіжників, шин та інших елементів перетворювачів і шаф, в яких вони розташовані

Вимірювання виконують за номінального навантаження. Під час перевірки рекомендовано застосовувати тепловізори (дозволено використовувати пірметри).

Температури контактних з'єднань, силових тиристорів, діодів, запобіжників та інших елементів перетворювачів не повинні перевищувати значень, вказаних в документації виробників. Різниця температур нагрівання тиристорів і діодів не повинна бути більше ніж 30 °С.

ДОДАТОК А

(обов'язковий)

ПЕРІОДИЧНІСТЬ ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ

Періодичність випробування електроустаткування наведена в таблиці А.1

Таблиця А.1 – Періодичність випробувань електроустаткування

Об'єкт випробувань	Терміни проведення випробувань	Примітка
1	2	3
1 Синхронні генератори та компенсатори	Перший раз – не пізніше ніж через 8000 год роботи після введення в експлуатацію, а в подальшому – під час капітального та поточного ремонтів і міжремонтних перевірок. Періодичність випробувань визначається технічним керівником енергопідприємства з урахуванням комплексної оцінки стану кожного генератора, особливостей конструкції і вимог документації виробників. При цьому випробування необхідно проводити не рідше ніж один раз на 4 роки	Якщо капітальний ремонт призначено через 5 років, дозволено не проводити випробування один раз на 4 роки
2 Машини постійного струму, колекторні збудники та електродвигуни змінного струму	Під час поточних і капітальних ремонтів	
3 Трансформатори силові, автотрансформатори та оливні реактори	Згідно з вимогами таблиці 11	
4 Трансформатори струму	Згідно з вимогами таблиці 13	
5 Трансформатори напруги	Згідно з вимогами таблиці 17	
6 Вимикачі: – оливні та їх приводи	Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 6-8 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 4-6 років. Під час поточного ремонту і між ремонтами – згідно з вимогами місцевих інструкцій	
– вакуумні	Згідно з вимогами документації виробників	
– елегазові	Згідно з вимогами документації виробників	
7 Відокремлювачі та короткозамикачі	Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 2-3 роки. Під час поточного ремонту – згідно з вимогами місцевих інструкцій	

Продовження таблиці А.1

1	2	3
8 Вимикачі навантаження, роз'єднувачі, заземлювальні ножі та їх приводи	Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 4-8 років. Під час поточного ремонту – згідно з вимогами місцевих інструкцій	
9 Комплектні екрановані струмопроводи	Під час капітального ремонту генератора. Між ремонтами – згідно з вимогами місцевих інструкцій	
10 Збірні і з'єднувальні шини та ізолятори	Опорні і підвісні ізолятори – під час капітального ремонту розподільної установки, але не рідше ніж один раз на 8 років. Штирьові ізолятори на напругу від 6 кВ до 35 кВ, крім ізоляторів ШТ-35 (ОНШ-35/1000) – один раз на 3 роки, ізолятори ШТ-35 – щорічно. Контактні з'єднання шин – під час капітального ремонту розподільної установки, але не рідше ніж один раз на 8 років	
11 Реактори струмообмежувальні сухі	Під час капітального ремонту розподільної установки, але не рідше ніж один раз на 8 років	
12 Електрофільтри	Під час капітального ремонту котла	
13 Конденсатори: – зв'язку та відбору потужності – косинусні – дільників напруги – поздовжньої компенсації	Один раз на 6 років, а які знаходяться в експлуатації 25 років і більше, – не рідше ніж один раз на 3 роки Під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 8 років, якщо інше не передбачене документацією виробника Під час капітального ремонту устаткування або розподільної установки У перші два роки експлуатації – щорічно, у подальшому – один раз на 3 роки	
14 Розрядники вентиляльні та обмежувачі перенапруг	Вентильні розрядники – згідно з вимогами 24.1 Обмежувачі перенапруг – згідно з вимогами 24.2	
15 Розрядники трубчасті	Під час капітального та поточного ремонтів, але не рідше ніж один раз на 3 роки	
16 Запобіжники на напругу понад 1000 В	Під час капітального ремонту розподільної установки, але не рідше ніж один раз на 8 років	
17 Вводи та прохідні ізолятори: – з олиобар'єрною ізоляцією – негерметичні з паперово-оливною ізоляцією – герметичні з паперово-оливною ізоляцією	Один раз на 6 років Через рік після введення в роботу, а в подальшому для вводів на напругу від 110 кВ до 220 кВ – один раз на 3 роки, від 330 кВ до 750 кВ – щорічно На напругу від 110 кВ до 220 кВ – через рік експлуатації, а в подальшому – не рідше ніж один раз на 3 роки, на напругу від 330 кВ до 750 кВ – щорічно	

Продовження таблиці А.1

1	2	3
– з твердою ізоляцією – з твердою RIP- ізоляцією	Через рік після введення в роботу, потім через 3 роки, а в подальшому – під час капітального ремонту електроустаткування, на якому вони змонтовані, але не рідше ніж один раз на 6 років На напругу від 110 кВ до 500 кВ – через рік експлуатації, а в подальшому – не рідше ніж один раз на 3 роки	
18 Вторинні кола, електропроводка та апарати напругою 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 автоматичних вимикачів (за пониженої напруги) – під час капітального ремонту	
19 Акумуляторні батареї	Згідно з вимогами СОУ 31.4-21677681-21	
20 Заземлювальні пристрої	Перевірка в повному обсязі – після монтажу, капітального ремонту, реконструкції. Вимірювання опору заземлювального пристрою – не рідше ніж один раз на 12 років. Перевірка корозійного стану елементів заземлювача (вибірково з розкриттям ґрунту) – не рідше ніж один раз на 12 років. Перевірка наявності та стану приєднання заземлювача до заземлених елементів, природних заземлювачів із заземлювальним пристроєм – після ремонту, але не рідше ніж один раз на 12 років, а для тих, які відпрацювали 25 років та більше, – не рідше ніж один раз на 6 років. Вимірювання напруги дотику (якщо заземлювальний пристрій виконаний за нормами на напругу дотику) у розрахункових точках – не рідше ніж один раз на 6 років. Після впливу КЗ або грозових розрядів (перенапруг) необхідно провести огляд заземлювального пристрою. Вимірювання повного опору кола «фаза-нуль» або струму однофазного замикання необхідно проводити під час під'єднання нових споживачів або виконання робіт, які зумовлюють зміну цього опору.	

Продовження таблиці А.1

1	2	3
	Вимірювання опору заземлювальних пристроїв на опорах ПЛ напругою понад 1 кВ із засобами захисту від перенапруг, роз'єднувачами й іншим електрообладнанням – після монтажу, перебудови, ремонтів, але не рідше ніж один раз на 6 років. ПЛ, які відпрацювали 25 років і більше, – за рішенням технічного керівника енергопідприємства	
21 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 підйомом 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 вибіркоvim 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 стану підвісних ізоляторів – 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 вимірюваннями – не рідше ніж один раз на 6 років. Електричні вимірювання з'єднань проводів, які виконані зварюванням, скруткою, обтиском і обпресовуванням проводити не потрібно. Вимірювання опору заземлення опор і тросів, а також опор із повторними заземлювачами PEN– провідника – згідно з переліком 20 цього додатка. Вимірювання повного опору кола «фаза-нуль» або струму однофазного замикання на ПЛ напругою до 1 кВ – під час прийняття їх в експлуатацію, надалі – під час під'єднання нових споживачів або виконання робіт на ПЛ, які зумовлюють зміну цього опору, але не рідше ніж один раз на 6 років	Якщо ПЛ контролюється тепловізором, то перевірки один раз на 6 років дозволено не проводити
22 Електроустаткування систем збудження генераторів і синхронних компенсаторів	Згідно з вимогами документації виробників	

Кінець таблиці А.1

1	2	3
23 Запасне електро- устаткування, запасні частини та деталі	Не рідше ніж один раз на 3 роки і перед уста- новленням. Секції та стрижні генераторів, синхронних компенсаторів – під час надход- ження і перед їхнім застосуванням. Запасні секції електродвигунів – перед застосуванням	
24 Резервне електроус- таткування	За необхідності, згідно з рішенням технічного керівника	

ДОДАТОК Б

(обов'язковий)

ВКАЗІВКИ З УВІМКНЕННЯ В РОБОТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН ЗМІННОГО СТРУМУ

Б.1 Загальні положення

Б.1.1 Ці вказівки поширюються на нові електричні машини змінного струму, які вводять у експлуатацію на електростанціях і в електромережах 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 цими вказівками.

Якщо результати вимірювань свідчать про недопустимість увімкнення машин без сушіння, то машину слід просушити або розташувати на деякий час у сухому приміщенні, після чого вимірювання повторити.

Б.1.3 Вимоги цих вказівок 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 ізоляції не нижчої ніж 10 °С, мають бути не меншими від значень, зазначених у Б.3.1 для даної температури;

б) значення коефіцієнта абсорбції $R_{60''} / R_{15''}$ за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С має бути не нижче ніж 1,3;

в) значення коефіцієнта нелінійності K_U , яке визначається залежністю струмів витоку від випробувальної напруги, має бути не більше ніж 3.

Примітка. Турбогенератори типу ТГВ-300 дозволено вмикати без сушіння за коефіцієнта нелінійності більшого ніж 3, якщо виконано умови, зазначені в переліках а) і б).

Б.2.2 Генератори та 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 згідно з Б.2.1. а) і б).

Примітка. Якщо конструкція генератора дає можливість вимірювати струм витоку фази або вітки обмотки статора лише за умови відсутності заземлення решти фаз або віток цієї обмотки, то результати вимірювань струмів витоку використовують для виявлення місцевих дефектів ізоляції або зволоження її, а також як початкові дані під час експлуатації генератора надалі. У цьому випадку за коефіцієнтом нелінійності складно оцінити загальне зволоження ізоляції обмотки, тому він не нормується.

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 ізоляції 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 оливним охолодженням обмотки статора, які мають паперово-оливну ізоляцію, вмикають без сушіння за умов, зазначених у документації виробника.

Б.2.5 Електродвигуни потужністю більше ніж 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 понад 1000 В вмикають без сушіння за дотримання таких умов:

– абсолютні значення опору ізоляції $R_{60''}$, виміряні за температури ізоляції не нижчої ніж $10\text{ }^{\circ}\text{C}$, мають бути не меншими від значень, зазначених у Б.3.2 для даної температури;

– значення коефіцієнта абсорбції $R_{60''} / R_{15''}$ за температури ізоляції від $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 нижче ніж 1000 В вмикають без сушіння, якщо значення опору ізоляції обмоток, виміряне за температури ізоляції від $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $30\text{ }^{\circ}\text{C}$, є не менше 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 $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ має таке значення: для генераторів і синхронних компенсаторів – не менше ніж 0,5 МОм; для електродвигунів – не менше ніж 0,2 МОм.

Дозволено вводити в експлуатацію синхронні машини потужністю не більше ніж 300 МВт з неявнополюсними роторами, які охолоджуються газом і мають опір ізоляції не нижче ніж 20 кОм за температури $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. У разі більшої потужності вводити машини в експлуатацію з опором ізоляції обмотки ротора нижче ніж 0,5 МОм за температури від $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ дозволено лише за погодженням з виробником.

Ротори електричних машин, які охолоджуються водою, вмикають без сушіння з дотриманням умов, зазначених в документації виробника.

Б.3 Найменше допустиме значення опору ізоляції обмоток статора електричних машин

Б.3.1 Найменше значення опору ізоляції $R_{60''}$, МОм, для обмоток генераторів, синхронних компенсаторів та електродвигунів потужністю більше ніж 5000 кВт за температури ізоляції $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ визначають за формулою:

$$R_{60''} = \frac{U_{\text{ном}}}{1000 + 0,01S_{\text{ном}}}, \quad (\text{Б.1})$$

де $U_{ном}$ – номінальна лінійна напруга, В;

$S_{ном}$ – номінальна потужність, кВ·А.

Якщо опір ізоляції, вирахований за цією формулою, є нижче ніж 0,5 МОм, то найменше допустиме значення дорівнює 0,5 МОм.

Для температур ізоляції нижче ніж 75 °С (але не нижче ніж 10 °С) найменше значення опору ізоляції обмоток машин визначають множенням значень, отриманих із зазначеної формули, на температурний коефіцієнт K_T , значення якого наведено в таблиці Б.1.

Таблиця Б.1 – Значення температурного коефіцієнта

Назва показника	Значення							
Температура обмотки, °С	75	70	60	50	40	30	20	10
K_T	1,0	1,2	1,7	2,4	3,4	4,7	6,7	9,4

Б.3.2 Найменші значення опору ізоляції обмоток електродвигунів потужністю до 5000 кВт наведено 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 5, 6 і 8.

Б.4.2 Обмотки машин перед проведенням вимірювань потрібно очистити від забруднень і пилу, який осів на них, продути їх сухим і чистим повітрям тис-

ком не вище ніж 0,2 МПа (2 кгс/см^2) 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 згідно з 6.2 і 8.2; 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 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, вивід екрана мегаомметра 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 в разі використання спеціального мегаомметра, який призначений для таких вимірювань, та за наявності ізолюючої вставки.

Б.4.5 Струми витoku вимірюють після вимірювання опору ізоляції обмоток мегаомметром. Прикладення випрямленої напруги до ізоляції дозволено лише в разі, коли значення опору ізоляції $R_{60''}$ і коефіцієнта абсорбції $R_{60''}/R_{15''}$ відповідають нормам цих вказівок.

Б.4.6 Струми витoku в генераторах і синхронних компенсаторах з газовим охолодженням вимірюють за 6.3, 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 у відповідності до інструкцій з експлуатації вимірювальних приладів.

Перед вимірюваннями необхідно перевірити відсутність значних струмів витоку у випробувальній схемі за повної випробувальної напруги.

Б.4.7 Струми витоку в генераторах з водяним охолодженням обмотки статора вимірюють лише за умови, якщо конструкція генератора (зокрема, конструкція ізоляції елементів системи охолодження) дає можливість виконувати такі вимірювання.

Вимірюють струми витоку усіх фаз одночасно з приєднанням кожної з них до випробувального пристрою через вимірювальний прилад, а водозбірні колектори з'єднують з екраном випробувального пристрою.

Дозволено вимірювати сумарний струм витоку всіх фаз, з'єднаних разом, з приєднаними до них водозбірними колекторами. Значення струму витоку не повинно перевищувати значень, наведених у таблиці Б.3.

Таблиця Б.3 – Значення струму витоку, за яких не дозволено подальше проведення випробувань

Назва показника	Значення					
Кратність випробувальної напруги відносно $U_{ном}$	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Струм витоку, мкА	250	500	1000	2000	3000	3500

Б.4.8 Щоб уникнути місцевих перегрівів ізоляції струмами витоку, витримувати напругу на черговому ступені дозволено лише в тому разі, 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 з'ясувати і усунути причину підвищення струму витоку. Якщо огляд та позбавлення місцевих дефектів ізоляції або підсушування (лампами

або повітродувками) 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 вимірними значеннями струмів витоку визначають коефіцієнт нелінійності K_U :

$$K_U = \frac{I_{\text{найб}} \cdot U_{\text{найм}}}{I_{\text{найм}} \cdot U_{\text{найб}}}, \quad (\text{Б.2})$$

де $I_{\text{найб}}$, $I_{\text{найм}}$ – струми витоку, мкА, за напруг відповідно $U_{\text{найб}}$, $U_{\text{найм}}$;

$U_{\text{найб}}$ – повна випробна напруга (напруга останнього ступеня), кВ;

$U_{\text{найм}}$ – напруга першого ступеня, кВ.

Значення $U_{\text{найб}}$ вибирають згідно з 6.3 (випробувальна випрямлена напруга обмоток генераторів, які вперше вводяться в експлуатацію).

Значення $U_{\text{найм}}$ вибирають так, щоб у межах від 0 до $U_{\text{найб}}$ було п'ять-шість однакових ступенів напруги; при цьому потрібно, щоб $U_{\text{найм}}$ за можливістю наближалася до $0,5U_{\text{ном}}$. Для округлення значень ступенів напруги дозволено деяке коригування (у межах десятих часток кіловольта) усіх напруг із урахуванням $U_{\text{найб}}$.

Випробування ізоляції повною випробувальною напругою $U_{\text{найб}}$ 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) зволоженість 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 $U_{\text{найб}}$ і $I_{\text{найб}}$ слід підставляти відповідно напругу і струм витоку для даного ступеня. Напруга останнього ступеня дорівнює значенню випробувальної 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 випробовують 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 та після проведення цих випробувань і вимірювань – огляд лобових частин, особливо ізоляції головок, як найближче розташованих до головок дистанційних прокладок, шнурових бандажів та інших деталей кріплення лобових частин для пошуку на них можливих слідів проходження струму («доріжок») і обвуглення. 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.

* Міжремонтні випробування за рішенням технічного керівника енергопідприємства допускається не проводити.

Б.6.1 В обсяг міжремонтних випробувань входить обов'язкове випробування ізоляції обмотки статора підвищеною напругою, яке проводять пофазно або по вітках за решти заземлених 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 випробувальної напруги порівняно з застосованим під час останнього капітального ремонту дозволено не більше ніж на $0,2 U_{ном}$ напруги промислової частоти і не більше ніж на $0,5 U_{ном}$ випрямленої напруги. Наприклад, якщо під час капітального ремонту було використано напругу промислової частоти значенням $1,7 U_{ном}$, то під час міжремонтного випробування дозволено зниження її до $1,5 U_{ном}$; якщо було використано випрямлену напругу значенням $2,5 U_{ном}$, то дозволено використати напругу, яка дорівнює $2 U_{ном}$ тощо.

Вимірювання струмів витоку під час випробування випрямленою напругою обов'язкове.

Б.6.3 Для турбогенераторів і синхронних компенсаторів, які мають оливне ущільнення вала (з водневим, водяним або оливним охолодженням обмотки статора), дозволено проведення 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 оливним охолодженням – оливою.

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 (згідно з 6.4).

Випробування турбогенераторів і синхронних компенсаторів з водяним охолодженням проводять за знятих торцевих щитів.

Б.6.4 Профілактичні міжремонтні випробування ізоляції обмоток проводять як додаткові до випробувань, що проводилися під час поточного ремонту генератора.

ДОДАТОК В

(обов'язковий)

НОРМИ ВИПРОБУВАННЯ ГЕНЕРАТОРІВ І СИНХРОННИХ КОМПЕНСАТОРІВ ПІД ЧАС РЕМОНТУ ОБМОТОК

В.1 Випробування, які проводять 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 випробувальних 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 довготривалої 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, випробувальні напруги для частин обмотки, яка залишилася, а також для здавальних випробувань установлюють залежно від стану ізоляції обмотки та умов роботи енергосистеми і узгоджують з виробником та енергогенеруючою компанією.

У цьому разі частину обмотки, яка залишилася, дозволено випробувати напругою промислової частоти $1,2 U_{ном}$, а після ремонту – напругою $1,0 U_{ном}$.

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 $1,7U_{ном}$. 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 уведення 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 сідлами випробують прикладенням напруги до обмотки. При цьому сідла мають бути замкнуті на бочку ротора.

В.2.2 Під час випробування ізоляції обмотки ротора від сідел останні потрібно від'єднати від корпусу, а обмотку ротора замкнути на корпус. Напругу подають на сідла.

В.2.3 Ізоляцію обмотки ротора від сідел 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 становить 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 понад 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 ніж 5) і встановлюється загальний незадовільний стан обмотки, а за умовами роботи енергосистеми і наявністю запасних частин повну заміну ізоляції обмотки ротора виконати неможливо, випробувальну напругу частини обмотки, яка залишилася, а також випробувальну напругу під час уведення в експлуатацію встановлюють за узгодженням з виробником та енергогенеруючою компанією, але не нижче ніж 1,5 кВ.

В.3.3 Під час повної заміни ізоляції обмотки старі контактні кільця, струмопроводи та щіткові траверси можна використовувати без переізолювання тільки за умови, що вони витримали випробування ізоляції напругою, наведеною в таблиці В.5, перелік 3. В іншому разі ізоляцію необхідно замінити.

Ізоляцію контактних кілець випробують відносно корпусу і поміж собою.

Ізоляцію обмоток відносно корпусу випробовують підвищеною напругою промислової частоти протягом 1 хв.

Виткову ізоляцію за таблицею В.5 (перелік 1) випробовують прикладенням напруги до кінців котушки протягом 5 хв за температури від 120 °С до 130 °С і тиску, який дорівнює 0,75 тиску, 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 ТВВ і ТГВ)

Випробуваний елемент	Значення випробувальної напруги 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				
5 Ізоляція кронштейнів	1,2 U _{ном}		-	-	Повна заміна обмотки статора і часткова заміна обмотки машин, які відпрацювали до і більше 10 років
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*: – неремонтовані – після переізолювання до встановлення – після переізолювання і після встановлення	- - -	- - -	3 кВ 4 кВ 3 кВ	3 кВ 4 кВ 3 кВ	Повна заміна обмотки статора і часткова заміна обмотки генераторів, які відпрацювали до і більше 10 років
10 Визначення характеристик осердя статора під час нагрівання методом кільцевого намагнічування за індукції 1 Тл	За переліком 7 таблиці В.2 та за 6.10				
11 Болти кріплення лобових частин обмоток	-	-	2,0U _{ном}		
12 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
13 Обмотка статора (випробування підвищеною випрямленою напругою кожної фази окремо за решти заземлених фаз)	За таблицею 2 та додатком Б				
14 Обмотка статора (випробування підвищеною напругою промислової частоти кожної фази відносно корпусу і двох інших заземлених фаз) після її ремонту для генератора потужністю, кВт: а) до 1000; б) 1000 і вище на номінальну напругу, кВ: – до 3,3 – понад 3,3 до 6,6 – понад 6,6	2U _{ном} +1 кВ 2U _{ном} +1 кВ 2,5U _{ном} -	- - - 2 U _{ном} +3 кВ	2U _{ном} +1 кВ 2U _{ном} +1 кВ 2,5U _{ном} -	- - - 2 U _{ном} +3 кВ	

Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5	6
15 Обмотка після усунення пошкоджених стрижнів (секцій)	$2U_{ном}$				Часткова заміна обмотки генераторів, які відпрацювали до 10 років
16 Запасні та відремонтовані стрижні (секції) до укладення в пази – пазова ізоляція	$2,7U_{ном}$				
17 Лобові частини стрижнів до укладення обмотки: – нормальна ізоляція – полегшена ізоляція	$1,3U_{ном}$ $1,0U_{ном}$		- -	- -	
18 Старі лобові дуги до встановлення на місце фаз: – однойменних – різнойменних	- -	- -	$1,0U_{ном}$ $1,2U_{ном}$		
19 Відремонтовані лобові дуги до встановлення на місце фаз: – однойменних – різнойменних	- -	- -	$1,2U_{ном}$ $1,5U_{ном}$		
20 Запасні та відремонтовані стрижні (секції) після укладання в пази до з'єднання зі старою обмоткою (нижні стрижні)	$2,4U_{ном}$				
21 Запасні та відремонтовані стрижні (секції) після укладання в пази до з'єднання зі старою обмоткою	-	-	$2,4U_{ном}$		
22 Зібрана обмотка (випробування підвищеною випрямною напругою кожної фази окремо за решти заземлених фаз)	За таблицею 2 та додатком Б				

Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5	6
23 Зібрана обмотка статора після ремонту (випробування підвищеною напругою промислової частоти кожної фази відносно корпусу і двох інших заземлених фаз)	1,7U _{ном}				Часткова заміна обмотки генераторів, які відпрацювали до 10 років
24 Обмотки після усунення пошкоджених стрижнів (секцій)	1,7U _{ном}				
25 Запасні і відремонтовані стрижні (секції) до укладення в пази – пазова ізоляція	2,5U _{ном}				
26 Лобові частини стрижнів (секцій) до укладення обмотки: – нормальна ізоляція – полегшена ізоляція	1,3U _{ном} 1,7U _{ном}		- -	- -	
27 Старі лобові дуги до встановлення на місце фаз: – однойменних – різнойменних	- -	- -	1,0U _{ном} 1,2U _{ном}		
28 Відремонтовані лобові дуги до встановлення на місце фаз: – однойменних – різнойменних	- -	- -	1,2U _{ном}		Часткова заміна обмотки генераторів, які відпрацювали більше 10 років
			1,5U _{ном}	1,2U _{ном}	
29 Запасні та відремонтовані стрижні (секції) після укладення в пази до з'єднання зі старою обмоткою (нижні стрижні та секції)	2,2U _{ном}		-	-	
30 Запасні та відремонтовані стрижні (секції) після укладення в пази до з'єднання зі старою обмоткою	-	-	2,2U _{ном}		

Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5	6
31 Обмотка статора (випробування підвищеною випрямленою напругою кожної фази окремо за решти заземлених фаз)	За таблицею 2 та додатком Б				Часткова заміна обмотки генераторів, які відпрацювали більше 10 років
32 Зібрана обмотка статора після ремонту (випробування кожної фази відносно корпусу і двох інших заземлених фаз)	$1,5U_{ном}$				
33 Кінцеві виводи в зібраному вигляді до встановлення	$2,4U_{ном}$				-
34 Обмотка статора після повного або часткового переклинювання пазів або перепаювання лобових частин	$1,7U_{ном}$			$1,5U_{ном}$	Ремонт без заміни обмотки в генераторах, які відпрацювали до 10 років
35 Обмотка статора після повного або часткового переклинювання пазів або перепаювання лобових частин	$1,5U_{ном}$				Ремонт без заміни обмотки в генераторах, які відпрацювали до 10 років. Якщо обмотка відпрацювала більше 10 років, але профілактичні випробування її виконують напругою $1,7 U_{ном}$, то випробну напругу також приймають $1,7U_{ном}$
36 Обмотка статора після ремонту, не пов'язаного з підніманням стрижнів або переклинюванням пазів (кріплення бандажів, підправка заліза, підфарбовування тощо)	$1,3U_{ном}$				Ремонт без заміни обмотки генераторів, які відпрацювали до 10 років
37 Те саме	$1,2U_{ном}$				Ремонт без заміни обмотки генераторів, які відпрацювали більше 10 років

Кінець таблиці В.1

1	2	3	4	5	6
38 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	1,0U _{ном}				-
*Під час часткового ремонту ізоляцію стяжних болтів перевіряють мегаомметром на напругу 2,5 кВ. За необхідності переізолювання окремих болтів використовують випробувальну напругу, яку зазначено в переліку 9. Тривалість прикладання випробувальної напруги становить 1 хв.					

Таблиця В.2 – Обсяг і норми поопераційних випробувань під час ремонту обмотки статора турбогенераторів серії ТВВ і ТВГ

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 тиску води на вході в стрижень, кПа (кгс/см ²). 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)	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)
– ТГВ-200М – ТГВ-500 б) турбогенераторів ТГВ-200 і ТГВ-300 – повітрям	За інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш» Те саме		
1.2 Випробування на міцність і герметичність водою для турбогенераторів, кПа (кгс/см ²): – ТВВ –ТГВ-220	1470 (15)	10 год	
	За інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш»		
1.3 Випробування ізоляції пазової частини напругою промислової частоти турбогенераторів: – ТВВ – ТГВ, ТГВ-200М	2,7U _{ном} 3,0U _{ном}	1 хв 1 хв	
1.4 Випробування на коронування за зниження напруги після випробування	1,5U _{ном}	3 хв	Перевірку виконують у затемненому приміщенні. Видима корона не повинна спостерігатися

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
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 Перевірку виконують від джерела промислової частоти для турбогенераторів: ТГВ-200 до №01585 ТГВ-300 до № 02342 ТГВ-200 з №01586 ТГВ-300 з № 02343	Не більше одного замикання Замикання недопустиме		
	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	
3 Випробування з'єднувальних і вивідних шин до їх установаження 3.1 Випробування на прохідність: а) для турбогенераторів ТВВ – водою за тиску води на вході в шину, кПа (кгс/см ²). 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)	–	Для турбогенераторів ТВВ-200-2 – 78,4 (0,8)
	0,278±0,04	–	
	0,164±0,02	–	
	0,164±0,03	–	
	0,184±0,03	–	
	0,271±0,04	–	
	0,327±0,06	–	
– ТГВ-200М – ТГВ-500 б) для турбогенераторів ТГВ-200, ТГВ-300 – повітрям	За інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш» Те саме		

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
3.2 Випробування на міцність і герметичність водою для турбогенераторів, кПа (кгс/см ²): – ТГВ – ТГВ-200М	1470(15)	10 год	
	За інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш»		
3.3 Випробування ізоляції шин напругою промислової частоти для турбогенераторів: – ТГВ – ТВВ з номінальною напругою до 20 кВ – ТВВ з номінальною напругою 24 кВ	$2,4U_{ном}$ $2,0U_{ном}+3$ $2,0U_{ном}+1$	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	
4 Випробування кінцевих виводів у зібраному стані (до їх встановлення) 4.1 Випробування на міцність і герметичність водою для турбогенераторів, кПа (кгс/см ²): – ТВВ – ТГВ-200М	2940 (30)	1 год	
	За інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш»		
4.2 Випробування на герметичність – повітрям для турбогенераторів ТГВ, кПа (кгс/см ²)	588 (6)	1 год	
4.3 Випробування ізоляції напругою промислової частоти	$2,4U_{ном}$	1 хв	
5 Випробування шлангів водою на міцність і герметичність для турбогенераторів ТВВ, кПа (кгс/см ²): – нових – старих – для турбогенераторів ТГВ-200М	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
	За інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш»		
6 Випробування зливних і напірних колекторів на міцність та герметичність водою після встановлення для турбогенераторів, кПа (кгс/см ²): – ТВВ – ТГВ-200М	1470 (15)	10 год	
	За інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш»		

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
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	45 хв 45 хв	За відсутності необхідного джерела напруги дозволено виконувати випробування сталі за індукції 1 Тл протягом 90 хв
	За 6.10		
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 (якщо подати таку напругу дозволяє конструкція)	 <		

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
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	$2,4U_{ном}$ 49,0	1 хв 1 хв	За неможливості ізолювати верхні стрижні від нижніх дозволено виконувати випробування за переліком 20.1 цієї таблиці
10.2 Випробування на коронування за зниження напруги після випробування	$1,15U_{ном}$	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 доданням 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 повинне вільно проходити через усі трубки		
11 Вимірювання опору ізоляції термостворювачів опору мегаомметром на напругу 0,5 кВ, МОм	Не менше ніж 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	$2,2U_{ном}$ 49	1 хв 1 хв	

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
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 15 – у разі використання срібного припою 20 При цьому кожне зі значень виміряної монолітності має бути не менше ніж значення монолітності еталона, %: – у разі використання олов'яного припою 10 – у разі використання срібного припою 15		– –	Під час паяння кожної пари елементарних провідників окремо з'єднання лише оглядають
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 більше ніж, %: – між фазами 2,0 – між вітками 5,0		– –	
16 Випробування обмоток на прохідність водою після паяння усіх приєднань, але до встановлення фторопластових шлангів та ізолювання, за тиску води у напірному колекторі 98 кПа (1 кгс/см²) для турбогенераторів, л/с: – ТВВ – ТГВ-200М	Витрата води через кожне коло повинна бути не менше ніж 0,7 від зазначеного в переліку 1 цієї таблиці За інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш»		
17 Випробування з'єднувальних шин на прохідність повітрям для турбогенераторів ТГВ	За інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш»		

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
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 інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш»	24 год	У чисельнику – для шлангів діаметром 15 мм, у знаменнику – для шлангів діаметром 21 мм
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 дистилат з питомим опором не менше ніж 100 кОм·см і витрата його повинна бути не менше 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 термопелюстковачів опору, які закладені в пази і встановлені в корпусі турбогенератора, мегаомметром на напругу 0,5 кВ, МОм	Не менше ніж 1,0	1 хв	

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
22 Випробування ізоляції обмотки статора напругою промислової частоти після заведення ротора у статор і встановлення щитів до заповнення статора воднем (дозволено випробування у разі заповнення статора газом або воднем з дотриманням умов 6.4)	$1,0U_{ном}$	1 хв	Див. примітку до переліку 20 цієї таблиці
Часткова заміна обмоток статора турбогенераторів, які відпрацювали до 10 років			
23 Випробування частини обмотки, яка залишилася, після усунення пошкоджених стрижнів 23.1 Випробування ізоляції кожної фази окремо за решти заземлених фаз напругою промислової частоти	$2U_{ном}$	1хв	У разі заміни тільки верхніх стрижнів випробування виконують напругою $1,7U_{ном}$. Під час випробування ізоляції турбогенераторів ТВВ і ТГВ-200М по обмотці повинен циркулювати дистилат з питомим опором не менше ніж 100 кОм·см і витрата його повинна становити не менше номінальної або шлагнги повинні бути зняті
23.2 Випробування на міцність і герметичність водою для турбогенераторів, кПа (кгс/см ²): – ТВВ – ТГВ-200М	За переліком 18 цієї таблиці За інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш»		
23.3 Випробування на прохідність трубок і стрижнів для турбогенераторів: – ТГВ – повітрям – ТВВ – водою	За інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш» За переліком 1.1. а) цієї таблиці		

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
24 Вимірювання опору постійному струму віток або фаз непошкодженої частини обмотки. Значення виміряного опору не повинні відрізнятися від значення попереднього вимірювання більше ніж на, %	2		—
25 Визначення характеристик осердя статора у разі нагрівання методом кільцевого намагнічування після усунення пошкоджених стрижнів та укладання нових стрижнів і заклинювання пазів статора	Сталь повинна задовольняти вимогам переліку 7 цієї таблиці		
26 Випробування нових і демонтованих стрижнів обмотки турбогенераторів ТВВ до укладення їх у пази	За переліком 1 цієї таблиці		
27 Випробування нових стрижнів для турбогенераторів ТГВ до укладення їх у пази	За переліком 1 цієї таблиці		
28 Випробування демонтованих і відремонтованих стрижнів для турбогенераторів ТГВ до укладення 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	$2,7U_{ном}$	1хв	
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	$1,3U_{ном}$	1хв	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 установа	За переліком 3 цієї таблиці		
30 Випробування нових і відремонтованих кінцевих виводів до їх установа	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 використаних шлангів на міцність і герметичність до їх установа для турбогенераторів ТВВ, ТГВ-200М	За переліком 5 цієї таблиці		

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
33 Випробування ремонтіваних зливних і напірних колекторів на міцність і герметичність водою для турбогенераторів ТВВ, ТГВ-200М	За переліком 6 цієї таблиці		
34 Випробування нижніх стрижнів обмотки після укладення в пази напругою промислової частоти для турбогенераторів: – ТВВ – ТГВ	За переліком 9 цієї таблиці		
	$2,4U_{ном}$	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		
	$2,2U_{ном}$	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 інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш»		
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 інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш»		

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, кВ: – 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	$1,7U_{ном}$ $1,0U_{ном}$	1 хв 5 хв	У випадку пробою тільки верхніх стрижнів випробування виконують напругою $1,5U_{ном}$. Під час випробування турбогенераторів ТВВ і ТГВ-200М по обмотках повинен циркулювати дистиллят 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	За переліком 7 цієї таблиці		Ремонт без заміни стрижнів
– ізоляції обмотки статора	$1,5U_{ном}$	1 хв	
– ізоляції обмотки статора після заведення ротора в статор і встановлення щитів	За переліком 22 цієї таблиці		

Продовження таблиці В.2

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			
48 Випробування частини обмотки, яка залишилася, після усунення пошкоджених стрижнів: а) ізоляції кожної фази окремо за решти заземлених фаз напругою промислової частоти; б) на міцність і герметичність – водою, для турбогенераторів, кПа (кгс/см ²): – ТВВ – ТГВ-200М; в) турбогенераторів ТГВ на прохідність – повітрям	$1,7U_{ном}$ 980(10)/784 (8) За інструкцією ДП «Завод «Електроважмаш» Те саме	1 хв 24 год	Під час випробування турбогенераторів ТВВ, ТГВ-200М по обмотці повинен циркулювати дистиллят з питомим опором не менше ніж 100 кОм·см або шланги повинні бути зняті. 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 ремонтованих вивідних шин до їх установаження	За переліком 3 цієї таблиці		
52 Випробування нових і ремонтованих кінцевих виводів до їх установаження	За переліком 4 цієї таблиці		
53 Випробування ізоляції кронштейнів, шиноутримувачів і бандажних кілець до їх установаження	За переліком 2 цієї таблиці		
54 Випробування шлангів на міцність і герметичність до їх установаження, кПа (кгс/см ²): – 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 ремонтованих 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 напруженою промислової частоти – на коронування – ізоляції лобових частин – ізоляції між напівстрижнями (стрижнів, які складаються з двох половинок) – ізоляції між трубками і трубками – елементарними провідниками	За переліком 1.1. а) та б) цієї таблиці		
	За переліком 1.2 цієї таблиці		
	2,7U _{ном}	1 хв	
	За переліком 1.4 цієї таблиці За переліком 1.5 цієї таблиці За переліком 1.6 цієї таблиці За переліком 1.7 цієї таблиці		
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		
59 Вимірювання опору постійному струму новоукладених термоперетворювачів опору	За переліком 8 цієї таблиці		

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
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	$2U_{ном}$	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 інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш»		
65 Випробування обмотки статора водою на міцність і герметичність для турбогенераторів: – ТВВ – ТГВ-200М	За переліком 48 цієї таблиці За інструкцією ДП«Завод «Електроважмаш»		
66 Випробування ізоляції випрямленою напругою повністю зібраної обмотки кожної фази окремо за решти заземлених фаз для турбогенераторів, кВ: – 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	$1,5U_{ном}$ $1,0U_{ном}$	1 хв 5 хв	Під час випробування турбогенераторів ТВВ, ТГВ-200М по обмотці повинен циркулювати дистиллят з питомим опором не менше 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	$1,0U_{ном}$	1 хв	Під час випробування турбогенераторів ТВВ, ТГВ-200М по обмотках повинен циркулювати дистиллят з питомим опором не менше ніж 100 кОм·см

Таблиця В.3 – Обсяг і норми поопераційних випробувань ізоляції обмотки ротора турбогенераторів (за винятком турбогенераторів серії ТВВ, ТВФ і ТГВ)

Випробуваний елемент	Значення випробувальної напруги 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)*	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**	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 у пази: – міканітових – склотекстолітових	8,0 6,8	-»-
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

Продовження таблиці В.3

1	2	3
14 Ізоляція укладеної обмотки після першого обпресовування	4,5	Повна заміна обмотки ротора
15 Виткова ізоляція обмотки після першого обпресовування	(2,5– 3,5) В на виток	Те саме
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
26 Ізоляція обмотки від сідел після ремонту за заземленої обмотки	2,0	Те саме
27 Ізоляція обмотки ротора від корпусу після закінчення ремонту за знятих бандажів	1,0	-»-
28 Ізоляція обмотки ротора до та після ремонту	Перевірка мегаомметром 2,5 кВ	-»-
29 Ізоляція обмотки після посадки роторних бандажів	Те саме	-»-

Кінець таблиці В.3

1	2	3
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 випробувальну напругу знижують до 5 кВ. Примітка. У знаменнику – випробувальна напруга для жорсткого приєднання струмопідводів до нижнього витка малої котушки.		

Таблиця В.4 – Обсяг і норми поопераційних випробовувань обмотки ротора під час ремонту турбогенераторів серії ТВВ, ТВФ, ТГВ

Випробуваний елемент	Значення випробувальної напруги 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	$8,6 \geq 15 U_{ном} + 3,35 \geq 5,6$ 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	$8,6 \geq 15 U_{ном} + 3,35 \geq 5,6$ 8,6	1 1	Те саме
3 Ізоляція нових струмоведучих гвинтів перед установленням на ротор турбогенераторів: – ТВВ, ТВФ – ТГВ	$8,6 \geq 15 U_{ном} + 3,35 \geq 5,6$ 8,6	1 1	->>-
4 Ізоляція нових шин струмопідводів після укладення та заклинювання турбогенераторів: – ТВВ, ТВФ – ТГВ	$7,6 \geq 14 U_{ном} + 2,7 \geq 4,8$ 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	$7,6 \geq 14 U_{ном} + 2,7 \geq 4,8$ 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	$8,6 \geq 15U_{ном} + 4,7 \geq 5,6$ 8,6	1 1	Повна заміна обмотки струмомопідводів і контактних кілець
7 Ізоляція контактних кілець після посадки їх на втулку турбогенераторів: – ТВВ, ТВФ – ТГВ	$8,6 \geq 15U_{ном} + 3,35 \geq 5,6$ 7,6	1 1	Те саме
8 Ізоляція контактних кілець після посадки їх на ротор турбогенераторів: – ТВВ, ТВФ – ТГВ	$8,6 \geq 9U_{ном} + 3,35 \geq 3,6$ 6,4	1 1	->>-
9 Ізоляція нових гільз перед укладенням в пази: а) міканітових – у турбогенераторах ТГВ; б) склотекстолітових – у турбогенераторах: – ТВВ, ТВФ – ТГВ	10 $6,8 \geq 12U_{ном} + 2,8 \geq 4,25$ 7	1 1 1	->>-
10 Ізоляція нових гільз після укладення в пази: а) міканітових – у турбогенераторах ТГВ б) склотекстолітових – у турбогенераторах: - ТВВ, ТВФ - ТГВ	8,5 $6,5 \geq 11U_{ном} + 2,5 \geq 4,2$ 6,5	1 1 1	->>-

Продовження таблиці В.4

1	2	3	4
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: а) у міканітових гільзах турбогенераторів ТГВ; б) у склотекстолітових гільзах турбогенераторів: – ТВВ, ТВФ – ТГВ	6,5 $5,7 \geq 10U_{ном} + 2,2 \geq 3,7$ 5,7	1 1 1	Повна заміна обмотки струмопідводів і контактних кілець
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	Те саме
13 Корпусна ізоляція обмотки після першого обпресовування пазових і лобових частин: а) з міканітовими гільзами для турбогенераторів ТГВ; б) із склотекстолітовими гільзами для турбогенераторів: – ТВВ, ТВФ – ТГВ	5,8 $5 \geq 10U_{ном} + 1,6 \geq 3$ 5,0	1 1 1	->>-
14 Виткова ізоляція котушок після заклинювання пазів постійними клинами та встановлення постійних клинів і розпірок у лобових частинах обмотки (випробування імпульсною напругою високої частоти із затухаючою амплітудою)	150 В на виток	0,1	->>-

Продовження таблиці В.4

1	2	3	4
15 Корпусна ізоляція обмотки після заклинювання пазів постійними клинами та встановлення постійних клинів і розпірок у лобових частинах обмотки: а) з міканітовими гільзами для турбогенераторів ТГВ; б) із склотекстолітовими гільзами для турбогенераторів: – ТВВ, ТВФ – ТГВ	5,0 $4,5 \geq 10U_{ном} + 1,2 \geq 2,6$ 4,5	1 1 1	Повна заміна обмотки струмопідводів і контактних кілець
16 Вентиляційні канали обмотки ротора після заклинювання пазів постійними клинами та встановлення постійних клинів і розпірок у лобових частинах обмотки перевіряють на прохідність повітрям для турбогенераторів: – ТВВ, ТВФ – ТГВ (кожний канал обмотки)	За інструкцією ЛНВО «Електросила» Повітря повинне вільно проходити через усі канали обмотки	– –	Лобові частини обмотки закриті гумою
17 Корпусна ізоляція обмотки перед посадкою бандажів: а) з міканітовими гільзами для турбогенераторів ТГВ; б) із склотекстолітовими гільзами для турбогенераторів: – ТВВ, ТВФ – ТГВ	4,4 $4,25 \geq 9U_{ном} + 1 \geq 2,3$ 4,25	1 1 1	Повна заміна обмотки, струмопідводів і контактних кілець

Продовження таблиці В.4

1	2	3	4
18 Вентиляційні канали лобової частини обмотки ротора після посадки бандажів (перевірка на прохідність)	За переліком 16 цієї таблиці		Повна заміна обмотки, струмопідводів і контактних кілець
19 Корпусна ізоляція обмотки ротора разом з ізоляцією струмовідводів і контактних кілець після посадки бандажів для турбогенераторів: – ТВВ, ТВФ – ТГВ	$4 \geq 9U_{ном} + 0,7 \geq 2,1$ 4,0	1 1	Те саме
20 Обмотка ротора у холодному стані після посадки бандажів (вимірювання опору постійному струму)	—	—	—»—
21 Обмотка ротора після посадки бандажів – вимірювання повного опору змінному струму за напруг 0,05 ; 0,1 ; 0,15 і 0,2 кВ. Вимірювання виконують на нерухомому роторі і за номінальної частоти обертання	—	—	—»—
22 Ізоляція контактних кілець разом із струмопідводами, які відокремлені від обмотки для турбогенераторів: – ТВВ, ТВФ – ТГВ	$5,5 \geq 7U_{ном} + 3 \geq 4,0$ 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

Продовження таблиці В.4

1	2	3	4
25 Ізоляція незаміненої частини обмотки після виймання пошкоджених котушок разом з ізоляцією струмопідводів і контактних кілець для турбогенераторів: а) від корпусу: – ТВФ, ТВВ – ТГВ; б) виткова: – імпульсною напругою високої частоти з затухаючою амплітудою – вимірюванням падіння напруги в котушках, обмотці полюсів і в усій обмотці	$3 \geq 7U_{ном} + 0,5 \geq 1,5$ 3,0 100 В на виток 5 В на виток	1 1 0,1 5	Частковий ремонт обмотки
26 Ізоляція гільз: – до укладення в пази – після укладення в пази	За переліком 9 цієї таблиці За переліком 10 цієї таблиці	1 1	Те саме
27 Ізоляція від корпусу відремонтованих котушок після укладення в пази і закріплення тимчасовими клинами: а) котушок, ізоляцію яких можна випробувати, не з'єднуючи з незаміненою частиною обмотки; б) 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	->>-

Продовження таблиці В.4

1	2	3	4
28 Ізоляція обмотки після першого обпресовування пазових і лобових частин турбогенераторів: а) від корпусу: – ТВВ, ТВФ – ТГВ; б) виткова: – вимірюванням падіння напруги в котушках, обмотці полюсів і в усій обмотці – імпульсною напругою високої частоти з затухаючою амплітудою	$2,25 \geq 4,5 U_{ном} + 0,6 \geq 1,3$ 2,25 5 В на виток 85 В на виток	1 1 5 0,1	Частковий ремонт обмотки
29 Ізоляція обмотки після заклинювання пазів постійними клинами та встановлення постійних клинів і розпірок у лобових частинах обмотки турбогенератора: а) від корпусу: –ТВВ, ТВФ –ТГВ; б) виткова: –імпульсною напругою високої частоти з затухаючою амплітудою –вимірюванням падіння напруги в котушках, обмотці полюсів і в усій обмотці	$2 \geq 4 U_{ном} + 0,6 \geq 1,2$ 2,0 70 В на виток 5 В на виток	1 1 0,1 5	Те саме
30 Вентиляційні канали обмотки ротора після заклинювання пазів постійними клинами та встановлення постійних клинів і розпірок у лобових частинах обмотки (перевіряють на прохідність)	За переліком 16 цієї таблиці	—	—»—

Продовження таблиці В.4

1	2	3	4
31 Корпусна ізоляція обмотки роторів перед посадкою бандажів турбогенераторів ТВВ, ТВФ	$1,75 \geq 3U_{ном} + 0,6 \geq 1,1$	1	Частковий ремонт обмотки
32 Вентиляційні канали обмотки ротора після посадки бандажів оглядають і перевіряють на прохідність	За переліком 16 цієї таблиці	—	Те саме
33 Корпусна ізоляція обмотки ротора разом з ізоляцією струмопідводів і контактних кілець 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). Вимірний опір порівнюють із значенням попереднього вимірювання	Різниця допускається до 2 %	—	—»—
35 Обмотка ротора після посадки бандажів (вимірювання повного опору)	За переліком 21 цієї таблиці	—	—»—
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 переключення пазів
37 Корпусна ізоляція обмотки ротора разом з ізоляцією струмопідводів і контактних 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

Кінець таблиці В.4

1	2	3	4
38 Вентиляційні канали ротора перед посадкою бандажів (огляд і перевірка на прохідність)	За переліком 16 цієї таблиці	—	Ремонт у межах лобових частин обмотки та під час переклинювання пазів
39 Вентиляційні канали ротора після посадки бандажів (перевірка на прохідність)	За переліком 16 цієї таблиці	—	Те саме
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. Під час випробування виткової ізоляції обмоток роторів імпульсною напругою значення її на виводах обмотки не повинне перевищувати випробувальну напругу ізоляції обмотки ротора.			

Таблиця В.5 – Обсяг і норми поопераційних випробувань ізоляції обмотки ротора явнопольсних машин під час ремонту

Випробуваний елемент	Значення випробувальної напруги 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: - від корпусу - 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: - від корпусу - 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: - від корпусу - 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
(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

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 більше ніж 45 °С, а найбільша різниця нагрівання різних зубців має бути не більше ніж 30 °С.

Г.1.2 Вимірювання опору ізоляції обмоток

Опір вимірюють в електродвигунах на напругу до 0,66 кВ мегаомметром на напругу 1,0 кВ, а в електродвигунах на напругу понад 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

Випробувальну напругу у разі повної заміни обмотки статора приймають згідно з таблицею Г.1. Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

Г.1.4 Випробування виткової ізоляції обмотки імпульсною напругою високої частоти

Г.1.4.1 Випробувальну напругу виткової ізоляції котушок до укладення їх в пази потрібно вибирати відповідно до стандарту або норм підприємства, згідно з рисунками якого виготовлені котушки.

Таблиця Г.1 – Випробувальна напруга промислової частоти під час ремонту обмотки статора електродвигуна (з твердими котушками або стрижневою обмоткою)

Випробуваний елемент	Значення випробувальної напруги, кВ, електродвигунів на номінальну напругу, кВ						
	до 0,66	3	6	10	3	6	10
	потужністю до 1000 кВт				потужністю більше ніж 1000 кВт		
1 Окрема котушка (стрижень)* 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	$2U_{\text{ном}}+1$, але не нижче ніж 1,5	7,0	13,0	21,0	7,0	15,0	23
* Якщо стрижні або котушки ізолювані мікастрічкою без компаундування ізоляції, то випробувальну напругу за переліками 1 і 2 можна знизити на 5 %.							

Г.1.4.2 Випробувальну напругу виткової ізоляції після укладення нової обмотки або нових котушок приймають згідно з таблицею Г.2. Тривалість випробувань становить 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 випробувальної 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 випробувальної апаратури, яка дає змогу виконувати випробування всієї частини обмотки, яка залишилася, без додаткового її розпаявання, приймають таку ж випробувальну напругу, як і для котушок, що відгиналися.

Таблиця Г.2 – Імпульсна випробувальна напруга виткової ізоляції обмоток статора

Ізоляція витків	Значення амплітуди 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, ізольований за усією довжиною одним шаром паперової стрічки впівнапустки	700	600
Провід ПДА і ПБД, ізольований шаром мікастрічки через виток	700	600
Провід ПДА і ПБА, ізольований одним шаром мікастрічки через виток з прокладками міканіту в пазовій частині між витками	1000	850
Провід, ізольований за усією довжиною витка одним шаром мікастрічки товщиною 0,13 мм впівнапустки	1100	950
Провід ПБД, ізольований за усією довжиною витка впівнапустки шовковою лаковою тканиною товщиною 0,1 мм	1400	1200
Проводи ПДА і ПБД, ізольовані за усією довжиною витка одним шаром мікастрічки товщиною 0,13 мм впівнапустки або 1/3 напустки	1400	1200
Провід ПДБ або ПДА, ізольований за усією довжиною витка одним шаром мікастрічки товщиною 0,13 мм впівнапустки і зверху одним шаром бавовняної стрічки впритул	2100	1800
Провід ПДА, ізольований за усією довжиною витка двома шарами мікастрічки товщиною 0,13 мм впівнапустки	2800	2400

Г.1.5 Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірне 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

Випробувальну напругу під час повної заміни обмотки статора приймають згідно з таблицею Г.3.

Таблиця Г.3 – Випробувальна напруга промислової частоти під час ремонту виспних обмоток електродвигунів

Випробуваний елемент	Значення випробувальної напруги, кВ, для електродвигунів потужністю, кВт	
	0,2–10	більше ніж 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 ніж 1,5	

Г.2.3 Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірне 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 мегаомметром на напругу 1,0 кВ, а на напругу понад 0,66 кВ – мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Допустимі значення опору ізоляції обмоток регламентують згідно з додатком Б.

Г.3.2 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Випробувальну напругу під час часткової заміни обмотки статора приймають згідно з таблицею Г.4.

Таблиця Г.4 – Випробувальна напруга промислової частоти електродвигунів під час часткової заміни обмотки статора

Випробуваний елемент	Значення випробувальної напруги, 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 обмоток 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 випробувальної напруги під час повної заміни обмотки ротора приймають згідно з таблицею Г.5.

Таблиця Г.5 – Випробувальна напруга промислової частоти електродвигунів під час повної заміни обмотки ротора

Випробуваний елемент	Значення випробувальної напруги, 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	$2U_{рот}+2,0$
Контактні кільця до з'єднання з обмоткою	$2U_{рот}+2,2$
Частина обмотки, яка залишилася після виймання замінених котушок (секцій, стрижнів)	$2U_{рот}$, але не нижче ніж 1,2
Вся обмотка після приєднання нових котушок (секцій, стрижнів)	$1,7U_{рот}$, але не нижче ніж 1,0
Примітка. $U_{рот}$ – напруга на кільцях за розімкнутого та нерухомого ротора та номінальної напруги на статорі.	

У разі часткової заміни обмотки після з'єднання, паяння та бандажування значення випробувальної напруги приймають $1,5U_{ном}$, але не нижче ніж 1 кВ.

Тривалість прикладення випробувальної напруги становить 1 хв.

Для роторів синхронних електродвигунів випробування проводять за нормами для роторів синхронних явнополюсних генераторів і синхронних компенсаторів.

ДОДАТОК Д
(обов'язковий)

**КОНТРОЛЬ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПЕРЕД УВЕ-
ДЕННЯМ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ**

Цей додаток визначає умови уведення в експлуатацію силових оливних 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 та під час монтажу.

Якщо за даними попередньої перевірки стану ізоляції, виконаної згідно з Д.1 і Д.2, трансформатори на напругу 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 документацією виробників, трансформатори на напругу від 110 кВ до 750 кВ підлягають контрольному підсушуванню або сушінню, то характеристики ізоляції вимірюють тільки після проведення цих робіт і огляду.

Д.1 Трансформатори на напругу до 35 кВ потужністю до 6300 кВ·А, які транспортують з оливою 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 оливи;
- відбирання проби оливи з трансформатора і випробування в обсязі скороченого аналізу;
- вимірювання опору ізоляції R_{60} обмоток.

Д.1.2 Умови увімкнення трансформатора без сушіння:

- а) рівень оливи має бути в межах відміток оливопоказчика;
- б) характеристики оливи мають відповідати вимогам СОУ-Н ЕЕ 43.101;

в) значення $R_{60''}$ повинне бути не менше значень, наведених у таблиці Д.4;

Д.2 Трансформатори на напругу до 35 кВ потужністю 10000 кВ·А і більше, які транспортують з оливою 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 оливи, випробування на герметичність;
- відбирання проби оливи з трансформатора і випробування в обсязі скороченого аналізу;
- вимірювання опору ізоляції $R_{60''}$, а для трансформаторів на напругу 35 кВ також вимірювання $\tan \delta$ ізоляції обмоток після закінчення монтажу та заливання трансформатора оливою.

Д.2.2 Умови увімкнення трансформаторів без сушіння:

- трансформатор має бути герметичним;
- характеристики оливи мають відповідати вимогам СОУ-Н ЕЕ 43.101;
- значення $R_{60''}$ і $\tan \delta$, виміряні після заливання оливи в трансформатор, мають відповідати нормам, наведеним у таблицях Д.2 та Д.4, або значення $R_{60''}$ і $\tan \delta$, приведені до температури ізоляції під час вимірювання цих характеристик на виробнику, не повинні відрізнятися від значень, зазначених у протоколі виробника, більше ніж на 50 % у бік погіршення.

Д.3 Додаткові заходи

Д.3.1 Контрольне підсушування трансформаторів на напругу до 35 кВ виконують, якщо характеристики ізоляції не відповідають вимогам Д.7, або вологовміст оливи з бака трансформатора більша ніж 25 г/т.

Д.3.2 Підсушування трансформаторів на напругу від 110 кВ до 750 кВ виконують у разі порушення вимог документації виробників 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 оливою, передбачені документацією виробника;

- якщо вміст вологи зразка в твердій ізоляції товщиною 1 мм для трансформаторів потужністю 63 МВ·А і більше перевищує 1 %.

Д.3.3 Сушіння трансформаторів на напругу від 110 кВ до 750 кВ виконують в таких випадках:

- у разі порушення вимог документації виробників із запобігання ізоляції трансформаторів від зволоження або в разі одержання незадовільних результатів вимірювань і перевірок згідно з Д.3.2 і порушення умов розгерметизації трансформатора, якщо при цьому вміст вологи 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 4 години після закінчення заливання трансформатора оливою.

Д.4.1.2 Вимірювання опору ізоляції обмоток виконують за температури ізоляції, °С:

- для трансформаторів на напругу до 35 кВ – не нижче ніж 5;

- для трансформаторів на напругу від 110 кВ до 150 кВ – не нижче ніж 10;

- для трансформаторів на напругу від 220 кВ до 750 кВ – близької до температури, зазначеної в паспорті (різниця не більша ніж 5 °С), але не нижче ніж 20 °С.

Вимірювання $\tan\delta$ ізоляції обмоток виконують за температури ізоляції, °С:

- для трансформаторів на напругу до 150 кВ – не нижче ніж 10;
- для трансформаторів на напругу від 220 кВ до 750 кВ – близької до температури, зазначеної в паспорті (різниця не більша ніж 5°С), але не нижче ніж 20 °С.

Якщо значення температури вимірювань ізоляції, зазначеної у документації виробника високі, і в зв'язку з цим у подальшому вимірювання вимагатимуть додаткового прогріву, рекомендовано також виконати вимірювання характеристик ізоляції за температури, характерної для регіону установки трансформатора, з метою отримання вихідних даних для контролю стану ізоляції трансформатора в процесі експлуатації.

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 рекомендовано 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.

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*	НН	Бак, СН, ВН	НН	Бак, ВН+СН	ВН	Бак	ВН	Бак, НН
2	ВН	Бак, НН*	СН	Бак, ВН, НН	ВН+СН	Бак, НН	—	—	—	
3	(ВН+НН)**	Бак	ВН	Бак, НН, СН	ВН+СН+НН	Бак	—	—	—	—
4	—	—	(ВН+СН)**	Бак, НН	—	—	—	—	—	—
5	—	—	(ВН+СН+ НН)**	Бак	—	—	—	—	—	—

* Обмотки високої та низької напруги.

** Вимірювання обов'язкове лише для трансформаторів потужністю 16000 кВ·А і більше.

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 оливи. У трансформаторах на напругу понад 35 кВ, залитих оливою, 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 визначають 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 підприємстві- виробнику, 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 60 с після прикладення напруги до ізоляції обмотки. За початок відліку допускається приймати початок обертання рукоятки мегаомметра.

Тангенс кута діелектричних втрат ізоляції обмоток вимірюють мостом змінного струму типу Р5026, СА7100 (або іншим аналогічним) за «перевернутою» схемою.

Д.6.2 Вимірювання $R_{60''}$ і $\operatorname{tg} \delta$ 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 $\operatorname{tg} \delta$ можна виявити місцеві зволоження та забруднення ізоляційних вузлів (ізоляційні деталі і вузли пристроїв РПН, ізоляція відводів), погіршення стану оливи.

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 $\operatorname{tg} \delta$ ізоляції потрібно перерахувати до умов паспортного вимірювання. При цьому порівнюють результати вимірювань, отримані за найбільш близької до паспортної температури.

У разі підвищення температури ізоляції $R_{60''}$ зменшується, а $\operatorname{tg} \delta$ збільшується.

Д.7.2 Виміряне під час монтажу значення $\operatorname{tg} \delta$ ізоляції обмоток (за тієї самої температури, що наведена в паспорті трансформатора, або приведене до цієї температури, якщо температура під час вимірювання відрізняється від наведеної в паспорті) з урахуванням впливу $\operatorname{tg} \delta$ оливи має бути:

- для трансформаторів на напругу 35 кВ потужністю 10000 кВ·А і більше, залитих оливою, – не вище від значень, наведених у таблиці Д.2, або не більше ніж 150 % паспортного значення;
- для трансформаторів на напругу від 110 кВ до 750 кВ – не більше ніж 150

% паспортного значення.

Значення $\operatorname{tg}\delta$ ізоляції, які приведено до температури ізоляції $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ і які дорівнюють або є меншими ніж 1% , слід вважати задовільними (без порівняння з паспортними даними).

Таблиця Д.2 – Найбільші допустимі значення $\operatorname{tg}\delta$ ізоляції обмоток трансформаторів на напругу 35 кВ потужністю 10000 кВА і більше, залитих оливою

Назва показника	Значення						
Температура ізоляції, $^{\circ}\text{C}$	10	20	30	40	50	60	70
Значення $\operatorname{tg}\delta$, %	0,8	1,0	1,3	1,7	2,3	3,0	4,0
Примітка. Значення $\operatorname{tg}\delta$ відносяться до всіх обмоток даного трансформатора.							

Д.7.3 Для приведення значення $\operatorname{tg}\delta$, виміряного за температури на монтажі, до значення $\operatorname{tg}\delta$, виміряного за температури, що вказана в паспорті трансформатора, необхідно перерахувати дані вимірювань за допомогою коефіцієнта K_1 , значення якого наведені в таблиці Д.3.

Таблиця Д.3 – Значення коефіцієнта K_1 для перерахування значень $\operatorname{tg}\delta$

Різниця температур ($t_2 - t_1$), $^{\circ}\text{C}$	Значення K_1	Різниця температури ($t_2 - t_1$), $^{\circ}\text{C}$	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 $8\text{ }^{\circ}\text{C}$, визначають таким чином:
 $K_8 = K_5 \cdot K_3 = 1,15 \cdot 1,09 = 1,25$.

Примітка 2. t_2 – найбільша температура, t_1 – найменша температура.

Приклад перерахунку

Дані вимірювань на підприємстві - виробнику:

$\operatorname{tg}\delta_2 = 0,7\%$ за температури вимірювання $t_2 = 61\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Дані монтажного протоколу:

$\operatorname{tg}\delta_1 = 0,8\%$ за температури вимірювання $t_1 = 58\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Різниця $t_2 - t_1 = 3\text{ }^{\circ}\text{C}$; $K_1 = 1,09$.

Значення $\operatorname{tg} \delta_{\text{п}}$, приведенне до температури вимірювання на підприємстві - виробнику, $\operatorname{tg} \delta_{\text{п}} = \operatorname{tg} \delta_1 \cdot K_1 = 0,8 \cdot 1,09 = 0,87 \%$.

Значення $\operatorname{tg} \delta_{\text{п}}$ менше від 150 % значення $\operatorname{tg} \delta_2$, виміряного на підприємстві - виробнику ($0,7 \cdot 1,5 = 1,05 \%$).

Д.7.4 Виміряне під час монтажу значення $R_{60''}$ ізоляції обмоток (за тієї самої температури, що наведена в паспорті трансформатора, або приведенне до цієї температури) повинне бути:

– для трансформаторів на напругу до 35 кВ, залитих оливою, – не менше значень, наведених у таблиці Д.4;

Таблиця Д.4 – Найменші допустимі значення опору ізоляції обмоток трансформаторів на напругу до 35 кВ, залитих оливою

Потужність трансформатора	Значення $R_{60''}$, МОм, за температури ізоляції 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 від 110 кВ до 750 кВ – не менше ніж 50 % значення, наведеного в паспорті трансформатора.

Для приведення значень $R_{60''}$, виміряних під час монтажу, до температури вимірювання $R_{60''}$ на підприємстві - виробнику, необхідно перерахувати дані вимірювань за допомогою коефіцієнта K_2 , значення якого наведені в таблиці Д.5.

Приклад перерахунку

Дані вимірювань на підприємстві - виробнику:

$R_{60''} = 450$ МОм за температури $t_2 = 61$ °С.

Дані монтажного протоколу:

$R_{60''} = 420$ МОм за температури $t_1 = 58$ °С.

Різниця температур $t_2 - t_1 = 3$ °С; $K_2 = 1,13$.

Значення $R_{60''}$, приведенне до температури вимірювання на підприємстві - виробнику, $R_{60''} = 420 : 1,13 = 372$ МОм.

Значення $R_{60''}=372$ МОм більше ніж 50 % значення $R_{60''}$, виміряного на підприємстві - виробнику ($450 \cdot 0,5 = 225$ МОм).

Таблиця Д.5 – Значення коефіцієнта K_2 для перерахування значень $R_{60''}$

Різниця температур ($t_2 - t_1$), °C	Значення K_2	Різниця температур ($t_2 - t_1$), °C	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 оливи, яку заливають в силові трансформатори, на $\text{tg } \delta$ і $R_{60''}$ ізоляції.

Якщо значення $\text{tg } \delta$ оливи, залитої під час монтажу в трансформатор ($\text{tg } \delta_{\text{м2}}$), знаходиться в межах, передбачених нормативними документами, але відрізняється від паспортного, слід враховувати поправку, після чого остаточно вирішувати питання про необхідність проведення додаткових заходів щодо поліпшення стану ізоляції.

Фактичне значення $\text{tg } \delta_{\text{ф}}$ і $R_{60''}$ ізоляції з урахуванням впливу оливи визначають за формулами:

$$\text{tg } \delta_{\text{ф}} = \text{tg } \delta_{\text{вим}} - K(\text{tg } \delta_{\text{м2}} - \text{tg } \delta_{\text{м1}}), \quad (\text{Д.2})$$

$$R_{60''} = R_{60''\text{вим}} \frac{\text{tg } \delta_{\text{м2}}}{\text{tg } \delta_{\text{м1}}}, \quad (\text{Д.3})$$

де $\text{tg } \delta_{\text{вим}}$, $R_{60''\text{вим}}$ – виміряні значення $\text{tg } \delta$, %, і опору ізоляції $R_{60''}$, МОм;

K – коефіцієнт приведення, який залежить від конструктивних особливостей трансформатора і має наближене значення 0,45;

$\text{tg } \delta_{\text{м2}}$ – значення $\text{tg } \delta$, %, оливи, залитої під час монтажу, приведене до температури вимірювання характеристик ізоляції за допомогою

коефіцієнта K_3 (таблиця Д.6);

$\text{tg } \delta_{\text{м1}}$ – значення $\text{tg } \delta$, %, оливи, залитої на підприємстві - виробнику, приведені до температури вимірювання характеристик ізоляції за допомогою коефіцієнта K_3 (таблиця Д.6).

Таблиця Д.6 – Значення коефіцієнта K_3 для перерахування значень $\text{tg } \delta$ оливи

Різниця температур ($t_2 - t_1$), °C	Значення K_3	Різниця температур ($t_2 - t_1$), °C	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

Виміряні під час монтажу і приведені до паспортної температури (55 °C) значення $\text{tg } \delta$ і $R_{60''}$ ізоляції становлять 1,6 % і 420 МОм.

Виміряні значення $\text{tg } \delta$ оливи за 90 °C становлять:

– на підприємстві - виробнику $\text{tg } \delta_{\text{м1}} = 2,15$ %;

– під час монтажу $\text{tg } \delta_{\text{м2}} = 2,5$ %.

Розрахунок фактичного значення $\text{tg } \delta_{\text{ф}}$ і $R_{60''}$ ізоляції:

а) приводимо паспортне значення $\text{tg } \delta_{\text{м1}}$ до температури вимірювання характеристик ізоляції (55 °C):

$$\text{tg } \delta_{\text{м1}} = \frac{2,15}{4,15} = 0,52\%;$$

(згідно з таблицею Д.6 $K_3 = 4,15$ та відповідає різниці температур $t_2 - t_1 = 90 - 55 = 35$ °C);

б) приводимо монтажне значення $\text{tg } \delta$ оливи до температури вимірю-

вання характеристик ізоляції:

$$\operatorname{tg} \delta_{m2} = \frac{2,5}{4,15} = 0,6\%;$$

в) визначаємо фактичне значення $\operatorname{tg} \delta_{\phi}$ ізоляції:

$$\operatorname{tg} \delta_{\phi} = 1,6 - 0,45(0,6 - 0,52) = 1,56 \%;$$

г) визначаємо фактичне значення $R_{60''}$ ізоляції:

$$R_{60''} = 420 \frac{0,6}{0,52} = 485 \text{ МОм.}$$

ДОДАТОК Е
(обов'язковий)

**КОНТРОЛЬ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІСЛЯ КА-
ПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ**

Е.1 Цей додаток розповсюджується на умови введення до експлуатації після капітального ремонту оливодонаповнених трансформаторів на напругу до 750 кВ, що здійснюється відповідно до чинних нормативних документів та вказівок 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, зазначених у Е.6, 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 вводять до експлуатації після капітального ремонту, повинні бути не меншими ніж 50 % від значень, отриманих під час приймально-здавальних випробувань або паспортних даних. Для трансформаторів на напругу до 35 кВ потужністю до 10 МВ·А значення R_{60} повинні бути не меншими від наведених у таблиці Е.1.

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.							

Е.3.2 Для трансформаторів, які вводять до експлуатації після капітального ремонту, отримані значення $\tan \delta$ ізоляції з урахуванням впливу $\tan \delta$ оливи не повинні відрізнятися більше ніж на 50 % від значень, отриманих під час

приймально-здавальних випробувань або паспортних даних.

Значення $\tan \delta$ ізоляції, які приведено до температури ізоляції 20 °С і які дорівнюють або є менше ніж 1 %, слід вважати задовільними.

Е.4 Під час капітального ремонту з повною заміною обмоток і ізоляції випробування ізоляції обмоток обов'язкове для усіх типів трансформаторів. Значення випробувальної напруги повинне дорівнювати значенню випробувальної напруги виробника.

Під час ремонту з частковою заміною ізоляції значення випробувальної напруги повинне дорівнювати 90 % від значення випробувальної напруги виробника.

Під час капітального ремонту з частковою заміною обмоток або реконструкцією значення випробувальної напруги приймають 0,9 від значення випробувальної напруги виробника.

Е.5 У разі розглядання умов увімкнення трансформаторів характеристика оливи, яку заливають у трансформатор, повинна відповідати вимогам СОУ-Н ЕЕ 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 від 110 кВ до 750 кВ:

– за відносної вологості до 75 % – 16;

– за відносної вологості до 85 % – 10.

У залежності від конкретних умов і місцевих можливостей (підкачка сухого повітря тощо), а також вимог виробника, цей час може змінюватися, але загальний час знаходження в розгерметизованому стані (під час капітального ремонту) повинен становити не більше ніж 100 год.

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 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 $\operatorname{tg} \delta$ оливи, залитої в трансформатор.

Е.10 З метою одержання початкових даних для контролю за станом ізоляції трансформаторів у процесі подальшої експлуатації рекомендовано виконати додаткові вимірювання $\operatorname{tg} \delta$ і опору ізоляції R_{60} за температури ізоляції від 20 °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 вологи W в зразках ізоляції товщиною 1 мм та 3 мм трансформаторів на напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВ·А і більше на кінець сушіння перевищує 1 % маси.

Е.13 У разі порівняння стану ізоляції трансформаторів до і після ремонту доцільно мати непряму оцінку вмісту вологи в твердій ізоляції трансформатора. Це можна зробити за результатами вимірювань $\operatorname{tg} \delta$ ізоляції ($\operatorname{tg} \delta_{iz}$) трансформатора за температури 30 °С або 60 °С (або значеннях $\operatorname{tg} \delta$, приведених до цих температур) і $\operatorname{tg} \delta$ оливи ($\operatorname{tg} \delta_m$) за допомогою номограм, наведених на рисунках Е.1 і Е.2.

Е.14 Точка, яка відповідає шуканій вологості твердої ізоляції трансформатора, лежить на перетині прямої, яка проходить через точки, відповідні заданим значенням $\operatorname{tg} \delta_m$ і $\operatorname{tg} \delta_{iz}$ на осях $\operatorname{tg} \delta_m$ і $\operatorname{tg} \delta_{iz}$, з віссю W .

Для зручності користування номограмами значення $\operatorname{tg} \delta_m$ беруть безпосередньо за 90 °С і перераховують за таблицею Д.6: для номограми рисунка Е.1 – до $\operatorname{tg} \delta_m$ за 30 °С, а для номограми рисунка Е.2 – до $\operatorname{tg} \delta_m$ за 60 °С.

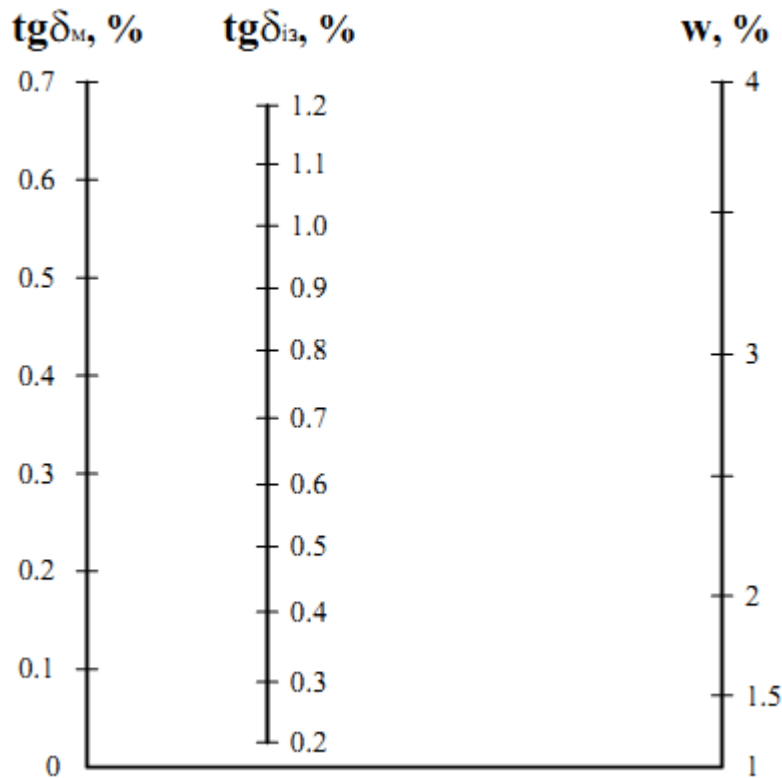


Рисунок Е.1 – Номограма для визначення вологості твердої ізоляції силових трансформаторів на напругу від 220 кВ до 500 кВ в експлуатації ($\operatorname{tg} \delta_{iz}$ за $t = 30$ °С)

Приклад

Значення $\operatorname{tg} \delta_{iz}$ трансформатора, виміряне за температури 60 °С, становить 1,5 %.

Значення $\operatorname{tg} \delta_m$, виміряне за температури 90 °С, становить 6,8 %, а приведе не до температури 60 °С – 2,0 %.

За рисунком Е.2 визначаємо, що вміст води твердої ізоляції даного трансформатора становить 3 %.

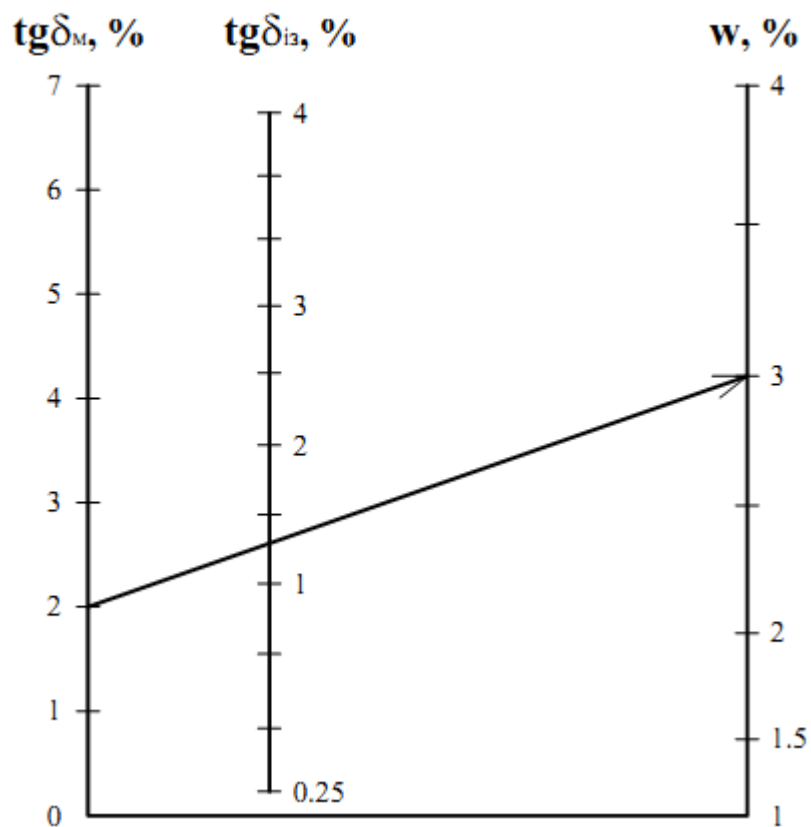


Рисунок Е.2 – Номограма для визначення вологості твердої ізоляції силових трансформаторів на напругу від 220 кВ до 500 кВ в експлуатації ($\text{tg} \delta_{i3}$ за $t = 60^\circ\text{C}$)

ДОДАТОК Ж
(довідковий)

БІБЛІОГРАФІЯ

1 ГОСТ 1516.2-97 Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции

2 ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 кВ до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

Ключові слова: генератори, вимірювання, випробувальна напруга промислової частоти, електрообладнання, заземлювальні пристрої, нормовані величини, опір ізоляції, опір обмоток постійному струму, поточні випробування, приймально-здавальні випробування, пробивна напруга, силові трансформатори.