

НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ МІНПАЛИВЕНЕРГО УКРАЇНИ

**ТРАНСФОРМАТОРИ СИЛОВІ
ТИПОВА ІНСТРУКЦІЯ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ**

СОУ 40.1-21677681-07:2009

Видання офіційне

Міністерство палива та енергетики України

Київ-2009

ПЕРЕДМОВА

- 1 ЗАМОВЛЕНО: Об'єднання енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" (ОЕП "ГРІФРЕ")
- 2 РОЗРОБЛЕНО: ДП "ДонОРГРЕС"
- 3 РОЗРОБНИКИ: В. Бочаров, А. Єгоров, Г. Шкуринський
- 4 ВНЕСЕНО: Відділ розвитку та методологічного забезпечення надійної роботи електричних мереж Департаменту з питань електроенергетики Міністерства палива та енергетики України, **Л. Власенко**
- 5 УЗГОДЖЕНО: Заступник Міністра палива та енергетики **В. Лучніков**
Департамент з питань електроенергетики Міністерства палива та енергетики України, **С. Меженний**
Департамент стратегічної політики та перспективного розвитку ПЕК Міністерства палива та енергетики України, **В. Сокиран**
Державна інспекція з експлуатації електричних станцій і мереж України, **О. Гутаревич**
ОЕП "ГРІФРЕ", **В. Пержинський**
- 6 ЗАТВЕРДЖЕНО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ: наказ Міністерства палива та енергетики України від 27 березня 2009 р. № 180 25 червня 2009 р.
- 7 НА ЗАМІНУ: ГКД 34.46.501-2003 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації, затвердженого наказом Мінпаливенерго України від 19.03.2003 р. № 137
- 8 ТЕРМІН ПЕРЕВІРЕННЯ: 2014 р.



МІНІСТЕРСТВО ПАЛИВА ТА ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

НАКАЗ

№180

27 березня 2009 року

Про затвердження та надання чинності нормативному документу «Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації»

З метою дотримання єдиних положень і вимог щодо організації експлуатації та безпечної і надійної роботи силових трансформаторів

НАКАЗУЮ:

1. Затвердити нормативний документ «Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації» (далі — Інструкція) та надати йому чинності через 90 днів з дати підписання цього наказу (додається).
2. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» (Пержинський В.В.) внести Інструкцію до реєстру і комп'ютерного банку даних чинних нормативних документів Мінпаливенерго в установленому порядку та забезпечити видання необхідної кількості примірників Інструкції та їх надходження енергетичним компаніям та державним підприємствам, що належать до сфери управління Мінпаливенерго, та господарським товариствам, щодо яких Мінпаливенерго здійснює управління корпоративними правами держави, відповідно до їх замовлень.
3. Визнати таким, що втратив чинність, ГКД 34.46.501-2003 «Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації», затверджений наказом Мінпаливенерго України від 19 березня 2003 року № 137, з набранням чинності цієї Інструкції.
4. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Лучнікова В.А.

Міністр



Ю. Продан

ЗМІСТ

	С.
Вступ.....	V
1 Сфера застосування.....	1
2 Нормативні посилання.....	2
3 Терміни та визначення понять.....	5
4 Позначення і скорочення.....	6
5 Класифікація трансформаторів і реакторів.....	7
6 Загальні вимоги до трансформаторних установок.....	12
7 Заходи безпеки під час експлуатації трансформаторів і реакторів.....	18
8 Монтаж і випробування трансформаторів.....	19
9 Підготовка до введення трансформаторів у експлуатацію та включення їх у роботу.....	27
10 Режим роботи трансформаторів.....	34
11 Технічне обслуговування та контроль за станом трансформаторів.....	51
12 Експлуатація пристроїв перемикання відгалужень обмоток трансформаторів.....	59
13 Експлуатація трансформаторного масла.....	65
14 Ремонти трансформаторів.....	68
Додаток А Основні параметри трансформаторів.....	78
Додаток Б Гранично допустимі значення показників якості трансформаторного масла.....	87
Додаток В Додаткове оброблення ізоляції трансформаторів на напругу 35 кВ і нижче.....	91
Додаток Г Електрична міцність і вміст вологи масла в контакторах пристроїв РПН.....	93
Додаток Д Найменші значення характеристик ізоляції трансформаторів при введенні в експлуатацію.....	94
Додаток Е Допустимі перевантаження масляних трансформаторів.....	99
Додаток Ж Контроль навантаження спільної частини обмотки автотрансформаторів.....	100
Додаток И Перелік заводських інструкцій на допоміжне обладнання силових трансформаторів, які комплектуються виробником трансформатора.....	101
Додаток К Відбирання проб, очищення та регенерація трансформаторного масла.....	103
Додаток Л Обсяг і періодичність робіт з технічного обслуговування трансформаторів та їх складових частин.....	107
Додаток М Бібліографія.....	112

ВСТУП

Цей нормативний документ «Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації» переглянуто на підставі рішення правління ОЕП «ГРІФРЕ» від 28.02.2007 р., протокол № 48, і договору № 608/07.30523 від 14.09.2007 р., установлює вимоги щодо експлуатації силових трансформаторів.

Цю інструкцію переглянуто згідно з сучасними вимогами до експлуатації трансформаторного обладнання. Під час розроблення Інструкції виконано вимоги ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок», СОУ-Н ЕЕ 46.603-2007 «Капітальний ремонт трансформаторів і реакторів на напругу від 110 кВ до 750 кВ» тощо, а також враховано передовий досвід.

З наданням чинності цій Інструкції припиняється дія ГКД 34.46.501-2003 «Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації».

Затверджено
наказ Міністерства палива
та енергетики України
№ 180 від 27.03.2009 р.

НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ МІНПАЛИВЕНЕРГО УКРАЇНИ
ТИПОВА ІНСТРУКЦІЯ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ

ТРАНСФОРМАТОРИ СИЛОВІ

Чинний від 25 червня 2009 р.

І СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Ця інструкція поширюється на експлуатацію силових (сухих і масляних) трансформаторів та автотрансформаторів вітчизняного виробництва загального призначення напругою до 750 кВ включно (далі - трансформатори), які відповідають вимогам ГОСТ 11677 або технічним умовам, затвердженим після 1965 р., а також на масляні реактори.

1.2 Для трансформаторів та реакторів, випущених до 1966 р., а також для трансформаторів імпортного виробництва положення цієї інструкції застосовують лише за відсутності протиріччя вимогам експлуатаційної документації виробників.

При експлуатації конкретних типів трансформаторів і реакторів, які мають конструктивні особливості, необхідно додатково керуватись інструкціями заводу-виробника з експлуатації.

1.3 Експлуатацію допоміжного обладнання та вузлів трансформаторів, (пристроїв регулювання під навантаженням (далі - РПН), ввідів, плівкового або азотного захисту масла, вмонтованих трансформаторів струму, маслоказівників, фільтрів, термометрів манометричних тощо) слід проводити згідно з відповідними інструкціями комплекту експлуатаційної документації, що постачають разом з трансформатором.

1.4 Інструкція не поширюється на трансформатори спеціального призначення (електропечі, перетворювальні установки, трансформатори з елегазовою ізоляцією тощо).

1.5 Вимоги цієї інструкції стосуються організацій, енергетичних компаній та підприємств, що належать до сфери управління Мінпаливенерго України і щодо яких Мінпаливенерго здійснює управління корпоративними правами держави, а також підприємств інших відомств, електроустановки яких приєднано до Об'єднаної енергетичної системи України.

1.6 Ця інструкція є основою для розроблення інструкцій підприємств, з урахуванням місцевих умов, особливостей конструкції трансформатора та умов роботи персоналу.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цій інструкції є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ 2767-94 (ГОСТ 30221-97) (ІЕС 60905:1987) Керівництво з навантаження силових сухих трансформаторів (Руководство по нагрузке силовых сухих трансформаторов)

ДСТУ 3463-96 (ГОСТ 14209-97) (ІЕС 60354:1991) Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів (Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов)

ДСТУ ISO/IEC 17000:2007 Оцінювання відповідності. Словник термінів і загальні принципи

ДСТУ ГОСТ 17216:2004 Чистота промислова. Класи чистоти рідин (ГОСТ 17216-2001, IDT) (Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей (ГОСТ 17216-2001, IDT))

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

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

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

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

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности

изоляции (Електрообладнання змінного струму на напруги від 1 до 750 кВ. Вимоги до електричної міцності ізоляції)

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

ГОСТ 3276-89 Смазка пластичная ГОИ-54п. Технические условия (Мастило пластичне ГОИ-54п. Технічні умови)

ГОСТ 3484.1-88 Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний (Трансформатори силові. Методи електромагнітних випробувань)

ГОСТ 3484.3-88 Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции (Трансформатори силові. Методи вимірювань діелектричних параметрів ізоляції)

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

ГОСТ 3956-76 Силикагель технический. Технические условия (Силикагель технічний. Технічні умови)

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

ГОСТ 6267-74 Смазка ЦИАТИМ-201. Технические условия (Мастило ЦИАТИМ-201. Технічні умови)

ГОСТ 6307-75 Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей (Нафтопродукти. Метод визначення наявності водорозчинних кислот і лугів)

ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей (Нафта, нафтопродукти і присадки. Метод визначення механічних домішок)

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

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

ГОСТ 8984-75 Силикагель-индикатор. Технические условия (Силикагель-індикатор. Технічні умови)

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

ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (Трансформатори силові. Загальні технічні умови)

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории,

условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (Машины, приладди і інші технічні вироби. Виконання для різних кліматичних районів. Категорії, умови експлуатації, збереження і транспортування в частині впливу кліматичних факторів зовнішнього середовища)

ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам (Вироби електротехнічні. Загальні вимоги в частині стійкості до кліматичних зовнішніх впливаючих факторів)

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

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

НПАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок, затверджені наказом Держнаглядохоронпраці від 06.10.97 № 257, Зміни до НПАОП 40.1-1.01-97, затверджені наказом Держнаглядохоронпраці від 25.02.2000 № 26

НАПБ А.01.001:2004 Правила пожарной безопасности в Украине (Правила пожежної безпеки в Україні)

СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 Норми випробування електрообладнання, затв. наказом Мінпаливенерго України від 15.01.07 № 13

СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006 Підготовка та проведення хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі маслonaповненого електрообладнання. Методичні вказівки, затверджені наказом Мінпаливенерго України від 29.12.06 № 539

СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 Діагностика маслonaповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних з газового реле та розчинених у маслі газів. Методичні вказівки, затверджені наказом Мінпаливенерго України від 29.12.06 № 539

СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередач засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки, затверджені наказом Мінпаливенерго України від 15.02.07 № 89

СОУ-Н ЕЕ 46.603:2007 Капітальний ремонт трансформаторів і реакторів на напругу від 110 кВ до 750 кВ, затверджений наказом Мінпаливенерго України від 20.02.07 № 97

ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила, затверджені наказом Мінпаливенерго України від

13.06.03 № 296, Зміна № 1 до ГКД 34.20.507-2003, затверджена наказом Мінпаливенерго України від 19.12.05 № 609

ГКД 34.43.101-97 Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Методичні вказівки, затверджені Міненерго України 17.01.97

ГКД 34.46.401-96 Трансформатори силові. Пристрої перемикачів відгалужень обмоток трансформаторів РПН під навантаженням типів РС, SDV, SAV. Методичні вказівки з налагодження

ГКД 34.47.502-2003 Маслonaповнені вводи напругою 110-750 кВ. Типова інструкція з експлуатації, затверджена наказом Мінпаливенерго від 19.03.03 № 136

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

Правила устройства электроустановок (ПУЭ), М. Энергоиздат, 1985 (Правила улаштування електроустановок (ПУЕ), М. Энергоиздат, 1985)

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, вжиті в цій Інструкції, та визначення позначених ними понять:

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

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

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

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

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

3.6 Контроль технічного стану - перевірка відповідності значень параметрів електрообладнання вимогам СОУ-Н ЕЕ 20 302

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

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

3.9 Сертифікація - процедура, за допомогою якої визначений в установленому порядку орган документально засвідчує відповідність продукції, систем якості, систем управління якістю, системи управління довкілля, персоналу встановленим законодавством вимогам ДСТУ ISO/IEC 17000

3.10 Резервне обладнання - вимкнене за заявою або командою (узгодженням) диспетчера обладнання, готове до увімкнення за командою диспетчера, а також запасне електрообладнання і його деталі, які знаходяться в аварійному резерві

3.11 Трансформаторна установка - трансформатор або реактор з усім допоміжним обладнанням, яке до них належить, та будівельними спорудами

4 ПОЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ

Нижче подано скорочення, вжиті в цій Інструкції:

АРН - автоматичний регулятор напруги

ВН - висока напруга

ВРУ - відкрита розподільча установка

ГОП - груповий охолодний пристрій

К - випробування під час капітального ремонту обладнання

КЗ - коротке замикання

КІВ - контроль ізоляції вводів

М - профілактичні (мікроремонтні) випробування (під час поточної експлуатації)

НН - низька напруга

НХ - неробочий хід

П - прийнятно-здавальні випробування після монтажу або реконструкції обладнання

ПБЗ - пристрій перемикання без збудження

ПП - пристрій перемикання

ПУЕ - Правила улаштування електроустановок

РЗА - пристрій релейного захисту та автоматики

РПН - пристрій перемикання відгалужень обмоток трансформаторів під навантаженням

РУ - розподільча установка

СН - середня напруга

Т - вимірювання та випробування під час поточних ремонтів

ТП - трансформаторний пункт

ТБ - техніка безпеки

ТУ - технічні умови

ШД - шафа дуття

ШАОТ - шафа автоматичного охолодження трансформатора

5 КЛАСИФІКАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ І РЕАКТОРІВ

5.1 Силкові трансформатори поділяються:

- за умовами роботи - на трансформатори, призначені для роботи в нормальних умовах, і на трансформатори, призначені для роботи в спеціальних умовах;

- за видом ізолюючого та охолодного середовища - на масляні та сухі трансформатори;

- за типами, що характеризують призначення та особливості конструкції, - однофазні або трифазні, РПН, ПБЗ тощо.

5.1.1 Для роботи трансформаторів у нормальних умовах необхідні:

- висота встановлення над рівнем моря - не більше 1000 м, крім трансформаторів класу напруги 750 кВ, для яких висота встановлення над рівнем моря - не більше 500 м;

- кліматичне виконання - «У», згідно з ГОСТ 15150 та ГОСТ 15543.1.

При цьому середньодобова температура повітря - не більше 30 °С і середньорічна температура повітря - не більше 20 °С;

- температура охолоджувальної води - не більше 25 °С на вході до охолодника.

5.1.2 Для роботи трансформаторів у спеціальних умовах необхідні:

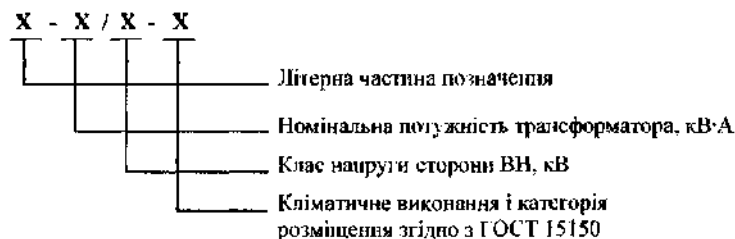
- висота встановлення над рівнем моря для трансформаторів класів напруги до 500 кВ - більше 1000 м, але не більше, ніж 3500 м;

- кліматичне виконання - ХЛ або УХЛ згідно з ГОСТ 15150 та ГОСТ 15543.1;

- температура охолоджувальної води - більше 25 °С, але не більше 33 °С.

5.1.3 Умовні позначення трансформаторів

Умовне позначення трансформаторів має таку структуру



Для автотрансформаторів класу напруги сторони СН або НН 110 кВ і вище після класу напруги сторони ВН через риску дробу зазначається клас напруги сторони СН або НН.

5.1.3.1 Літерна частина позначення:

А - автотрансформатор;

О або Т - однофазний або трифазний трансформатор;

Р - розщеплена обмотка НН;

умовне позначення видів охолодження наведено в 5.2.2;

З - трансформатор з природним масляним охолодженням і з захистом за допомогою азотної подушки без розширника;

Л - трансформатор з литою ізоляцією;

Т - триобмотковий трансформатор.

Примітка. Для двообмоткових трансформаторів кількість обмоток в умовному позначенні не зазначають.

Н - трансформатор з пристроєм РПН;

С - позначення трансформатора власних потреб електростанцій.

5.1.3.2 У стандартах або технічних умовах на окремі групи та типи трансформаторів можна передбачати додаткові літерні позначення, які розташовують після літер, перелічених вище, наприклад літера Ф означає: трансформатор з форсованою системою охолодження.

5.1.3.3 Для трансформаторів з різними класами напруги ВН застосовуються однакові умовні позначення, якщо ці трансформатори відрізняються між собою тільки номінальними напругами. У цьому випадку зазначається найбільший з класів напруги обмотки ВН.

5.1.4 Умовні позначення видів систем охолодження трансформаторів:

Умовні позначення видів систем охолодження трансформаторів наведено в таблиці 1.

Таблиця 1 - Види систем охолодження трансформаторів

Вид системи охолодження	Умовне позначення	
	за ГОСТ 11677	за МЭК
1	2	3
Сухі трансформатори		
природне повітряне при відкритому виконанні	С	AN
природне повітряне при захищеному виконанні	СЗ	ANAN
природне повітряне при герметичному виконанні	СГ	ANAN
повітряне з дуттям	СД	ANAF
Масляні трансформатори		
природна циркуляція повітря та масла	М	ONAN
примусова циркуляція повітря та природна циркуляція масла	Д	ONAF
природна циркуляція повітря та примусова циркуляція масла з неспрямованим потоком масла	МЦ	OFAN
природна циркуляція повітря та примусова циркуляція масла із спрямованим потоком масла	НМЦ	ODAN
примусова циркуляція повітря та масла з неспрямованим потоком масла	ДЦ	OFAF
примусова циркуляція повітря та масла із спрямованим потоком масла	НДЦ	ODAF
примусова циркуляція води та масла з неспрямованим потоком масла	Ц	OFWF
примусова циркуляція води та масла із спрямованим потоком масла	НЦ	ODWF

Елементи системи охолодження:

а) шафа дуття (ШД);

б) шафа автоматичного охолодження трансформатора (ШАОТ).

5.1.5 Приклади умовних позначень трансформаторів:

-ТСЗ-100/10-УЗ - трифазний сухий трансформатор з природним повітряним охолодженням у захищеному виконанні, двообмотковий, класу напруги 10 кВ, кліматичне виконання «У» категорії розміщення «З» згідно з ГОСТ 15150;

- ТМН-2500/110-У1 - трифазний масляний трансформатор з охолодженням при природній циркуляції повітря та масла, двообмотковий, з регулюванням напруги під навантаженням, класу напруги 110 кВ, кліматичне виконання «У» категорії розміщення «1» згідно з ГОСТ 15150;

- АТДЦТН-200000/330/110-У1 - автотрансформатор трифазний масляний з охолодженням при примусовій циркуляції повітря і масла з непрямованим потоком масла, триобмотковий, з регулюванням під навантаженням обмотки СН 110 кВ, кліматичне виконання «У» категорії розміщення «1» згідно з ГОСТ 15150.

5.2 Реактори поділяються:

- за типами, що характеризують призначення та особливості конструкції, - на однофазні, трифазні, нейтральні, з плавним регулюванням;

- за видом ізолюючого та охолодного середовища - на масляні і сухі реактори.

6.2.1 Для роботи реакторів у нормальних умовах необхідні:

- висота встановлення над рівнем моря - не більше ніж 1000 м для реакторів на напругу до 500 кВ включно. Для реакторів на напругу більше 500 кВ висота встановлення повинна бути - не більше ніж 500 м.

За необхідності встановлення реакторів на більшій висоті застосовують спеціальні вводи з посиленою ізоляцією, але у цьому випадку висота встановлення не повинна перевищувати 3500 м;

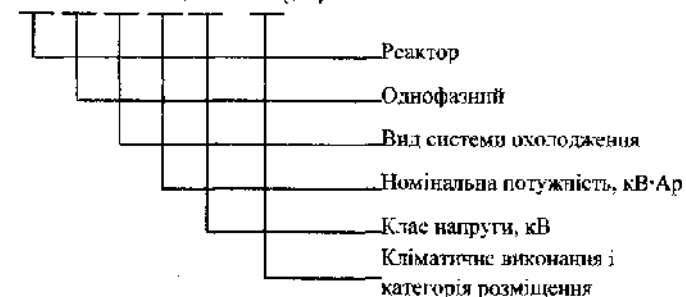
- температура зовнішнього повітря встановлюється відповідно до кліматичних умов;

- кліматичне виконання - ХЛ або УХЛ згідно з ГОСТ 15150 та ГОСТ 15543.1.

5.2.2 Умовні позначення реакторів

5.2.2.1 Шунтуючі однофазні та нейтральні реактори

Р О М - X / X - Т1 (У1)



Наприклад:

- РОМ-33300/500-Т1 - реактор шунтуючий однофазний

- РОМ-6000/110-У1 - реактор нейтральний

5.2.2.2 Шунтуючі трифазні реактори

Наприклад:

Р Т М (РТД) - X / X - Т1 (У1)



- РТМ - 40000/345-Т1

- РТД - 20000/35 - У1

5.2.2.3 Шунтуючі реактори з плавним регулюванням потужності

Наприклад:

Р Т Д У - X / X - У1
Р О ДЦ У - X / X - У1



- РТДУ - 25000/110-У1

- РОДЦ1 - 60000/500 -У1

6.2.3 Шунтуючі реактори призначені для компенсації реактивної потужності лінії електропередавання, обумовленої ємністю проводів відносно землі.

6.2.4 Реактори з плавним регулюванням призначені для забезпечення стабілізації напруги та керування потужністю, за допомогою регулювання ступеня компенсації реактивної потужності ліній електропередавання, через змінення потужності реактора у довгих системоутворюючих лініях високої та надвисокої напруги, а також у розподільних мережах.

Використання керованих шунтуючих реакторів дозволяє підвищити до 130 % пропускну можливість ліній електропередавання, автоматизувати підтримку напруги та компенсацію реактивної потужності в електричній мережі, зменшити втрати потужності. Керування значенням реактивної потужності реактора здійснюють підмагнічуванням його магнітної системи постійним струмом, що отримується від перетворювача.

6 ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ ДО ТРАНСФОРМАТОРНИХ УСТАНОВОК

6.1 Параметри трансформаторів (додаток А) повинні відповідати режимам роботи електричної мережі згідно з вимогами ПУЕ. При цьому повинні бути враховані тривалі навантажувальні режими, короткочасні перевантаження та поштовохолодінні навантаження, а також можливі в експлуатації тривалі перевантаження. Ці вимоги стосуються усіх обмоток багатобмоткових трансформаторів.

6.2 Трансформатори потрібно встановлювати так, щоб були забезпечені зручні та безпечні умови для нагляду:

- за рівнем масла в маслопоказниках;
- за значенням тиску на манометрах герметичних ввідів і маслонасосів;
- за станом приводних механізмів пристроїв РПН без знімання напруги.

Для нагляду за рівнем масла в маслопоказниках повинне бути передбачене освітлення маслопоказників у темний час доби, якщо загального освітлення недостатньо.

6.3 Для трансформаторів, які мають котки, у фундаментах повинні бути передбачені напрямні. Для закріплення трансформатора на напрямних повинні бути передбачені упори, які встановлюють з обох боків трансформатора.

Трансформатори вагою до 2 т, не обладнані котками, допускається встановлювати безпосередньо на фундаменті.

На фундаментах трансформаторів повинні бути передбачені місця для встановлення домкратів.

6.4 Уздовж колій перекочування, а також біля фундаментів трансформаторів вагою більше 20 т потрібно передбачати анкери, за які закріплюють лебідки, напрямні блоки, поліспасти, що використовують під час перекочування трансформаторів у обох напрямках на власних котках. У місцях зміни напрямку руху потрібно передбачати ділянки для встановлення домкратів.

6.5 На баках трифазних трансформаторів та реакторів і груп однофазних трансформаторів та реакторів зовнішнього установлення потрібно зазначати станційні та підстанційні номери та надати їм єдині диспетчерські найменування. На баки однофазних трансформаторів і реакторів необхідно нанести забарвлення. Фази можуть позначатись і літерами. Трансформатори та реактори зовнішнього установлення потрібно фарбувати у світлі тони фарбою без металевих наповнювачів, стійкою до атмосферних впливів і впливів масла.

6.6 За наявності перемикального пристрою для ввімкнення резервної фази кожний роз'єднувач повинен мати виразне забарвлення фаз і літерні позначення початку та кінця обмоток, потрібно вивісити чітку схему з зазначенням усіх перемикачів при використанні пристрою.

6.7 У разі встановлення трансформаторів та реакторів з плоскою кришкою, обладнаних газовим захистом, якщо про це зазначено в заводській документації, необхідно забезпечити нахил бака, за якого кришка і верхня частина бака мали б підйом у напрямку газового реле не менше ніж 1 %, а маслопровод від бака до розширника - не менше ніж 2 %. Якщо трансформатор має газовідвідний трубопровод, приєднаний до верхньої частини бака в декількох місцях по довжині бака, то нахил трансформатора по поперечній осі має бути таким, щоб місце приєднання газовідводів опинились у найвищій точці. За напівциліндричної форми верхньої частини бака газовідводи приєднують до найвищої точки (посередині), і для таких трансформаторів нахил не є необхідним. Кран, встановлений на маслопроводі між газовим реле і розширником (або автоматичний клапан), під час роботи трансформатора повинен бути відкритий.

6.8 Якщо розширник встановлено на окремій конструкції, її потрібно розташовувати так, щоб не перешкоджати викочуванню трансформатора з фундаменту.

У цьому випадку газове реле необхідно розміщувати поблизу трансформатора в межах зручного та безпечного обслуговування з

стаціонарної драбини. Для встановлення розширника можна використовувати портал комірки трансформатора.

6.9 Проводи вторинних кіл, приєднані до газового реле, трансформаторів струму тощо, потрібно надійно захищати від роз'їдання маслом і механічних пошкоджень.

6.10 Стаціонарні драбини для обслуговування газових реле трансформаторів і реакторів повинні бути у справному стані та забезпечувати доступ до газового реле згідно з вимогами НПАОП 40.1-1.01.

6.11 Для контролю рівня масла в трансформаторі та реакторі на торцевій стінці розширника біля трубчастих або плоских маслопоказників потрібно чітко нанести три контрольні риски, які відповідають рівням масла при сталій температурі масла в непрацюючому трансформаторі:

- (мінус 45; 15; 40) °С - для кліматичного виконання «У»;
- (мінус 60; 15; 40) °С - для кліматичного виконання «ХЛ», «УХЛ».

6.12 Трансформатори потужністю 120 кВ·А та більше та реактори повинні експлуатуватись з системою безперервної регенерації масла у термосифонних або адсорбційних фільтрах. Необхідно періодично замінювати сорбент у фільтрах.

Масло у розширнику трансформаторів (реакторів), а також у баці або розширнику РПН повинно бути захищене від контакту з навколишнім середовищем.

У трансформаторах (реакторах), обладнаних спеціальними пристроями, що запобігають зволоженню масла, ці пристрої повинні бути постійно ввімкнені незалежно від режиму роботи трансформатора (реактора). Експлуатація цих пристроїв повинна бути організована відповідно до інструкції заводу-виробника.

Масло негерметичних маслонаповнених вводів повинне бути захищене від зволоження.

6.13 Викидну (захисну) трубу трансформатора не можна направляти на встановлений поряд трансформатор або апарат, щоб масло під час викидання не потрапило на інше обладнання.

Якщо труба направлена на обладнання, що стоїть поряд, слід установити вогнестійку відбійну стінку або металевий щит між трансформатором та обладнанням.

Не допускається заміна скляної мембрани в трубі на мембрану з іншого матеріалу. Необхідно забезпечити можливість контролю цілості мембрани при огляді трансформатора.

Повітряна порожнина викидної труби трансформаторів і реакторів, що мають газове реле, повинна мати сполучення з повітряною порожниною розширника.

6.14 Виносні охолодні пристрої або пристрої охолодження системи ДЦ (OFAF) повинні розміщуватись так, щоб не перешкоджати викочуванню трансформатора з фундаменту та допускати проведення їх ремонту на працюючому трансформаторі. Потік повітря від вентиляторів дуття не повинен бути спрямований на бак трансформатора.

6.15 Розташування засувки охолодних пристроїв повинне забезпечувати зручний доступ до них, можливість від'єднання трансформатора від системи охолодження або окремого охолодника від системи та викочування трансформатора без зливання масла з охолодників.

6.16 Охолодні колонки та інше обладнання в системі охолодження Ц (OFWF) необхідно розташовувати в приміщенні, температура в якому має бути не нижчою за 5 °С. За будь-яких умов тиск масла в порожнині охолодника повинен перевищувати тиск води не менше ніж на 10 кПа (0,1 кгс/см²).

У разі необхідності передбачають опалення.

6.17 Для запобігання підвищеному нагріванню трансформатора або реактора та викликаного цим прискореного старіння їх ізоляції необхідно стежити, щоб за природної та штучної вентиляції різниця між температурою повітря, яке надходить до трансформаторного приміщення знизу, та повітря, що виходить зверху, не перевищувала 15 °С за їх номінального завантаження.

У приміщеннях, де встановлено сухі трансформатори, відносна вологість повітря не повинна бути більше ніж 80 % за температури 25 °С.

Трансформаторні приміщення необхідно утримувати у повній справності. Через покрівлю, віконні та вентиляційні отвори до приміщень не повинні потрапляти атмосферні опади у вигляді дощу та снігу, а також дрібні тварини та птахи. Вентиляційні прорізи необхідно закривати сітками з розміром отворів 1,0 см × 1,0 см.

6.18 Двері трансформаторних приміщень повинні бути постійно замкнені. На дверях і в трансформаторних приміщеннях повинні бути написи із позначенням станційних або підстанційних номерів та наданих їм одиниць диспетчерських найменувань.

На дверях трансформаторного приміщення закріплюють попереджувальні плакати встановленого змісту та форми.

6.19 Нагрівання під час роботи трансформатора та реактора контролюють за температурою верхніх шарів масла, яку вимірюють датчиками температури, обладнаними сигнальними контактами.

У разі встановлення на трансформатори та реактори термометрів зовнішнього встановлення необхідно вживати заходів щодо запобігання попаданню вологи в гілзи термометрів та пошкодження гілз при заморожуванні в них вологи.

Тепловізійний контроль температурних режимів та стану обладнання трансформаторів, реакторів виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.577, розділ 10.3 та в терміни згідно з розділом 8.1 цього НД

6.20 Трансформатори зі штучним охолодженням повинні бути забезпечені пристроями для автоматичного пуску та зупинки устаткування системи охолодження.

Автоматичний пуск повинен здійснюватись залежно від температури верхніх шарів масла і, незалежно від цього, згідно зі струмом навантаження трансформатора.

6.21 ШАОТ систем охолодження Д (ОНАФ), ДЦ (ОФАФ) і Ц (ОФВФ) потрібно встановлювати за межами маслоприймача. Навішування шафи керування на бак трансформатора допускають, якщо шафа і встановлене в ній обладнання розраховані для роботи в умовах вібрації, спричиненої роботою трансформатора.

6.22 Трансформатори з штучним охолодженням потрібно забезпечувати сигналізацією про припинення циркуляції масла, охолоджувальної води або зупинку вентиляторів дуття, а також про автоматичне ввімкнення резервного охолодника або резервного джерела живлення.

6.23 Навантаження двообмоткових трансформаторів потужністю 1000 кВ·А і більше, за винятком установлених у трансформаторних пунктах (далі - ТП), контролюють за амперметрами, ввімкненими у одну фазу, а триобмоткових трансформаторів - за амперметрами, ввімкненими у кола усіх трьох обмоток у однофазну фазу.

На електростанціях і базових підстанціях для контролю за навантаженням, крім того, передбачають ватметри активної та реактивної потужності з боку обмотки НН і СН.

6.24 Трансформатори та реактори потрібно експлуатувати з увімкненим захистом від внутрішніх пошкоджень і надмірних струмових перевантажень, а вимикальні елементи газового захисту потрібно вмикати з дією на вимкнення. У разі захисту трансформаторів запобіжниками, розривна потужність останніх повинна відповідати потужності короткого замикання в певній точці мережі та повинна забезпечуватись селективна робота захисту.

6.25 Протипожежні засоби оснащення трансформаторних установок необхідно підтримувати у справному стані та періодично перевіряти. Станційні установки пожежогасіння, діючі за допомогою розпиленої води або багаторазової піни, повинні мати засувки з автоматичним керуванням і включатись до роботи у разі спрацювання захистів від внутрішніх пошкоджень.

Дренаж і масловідводи від маслоприймальних пристроїв необхідно періодично очищати та перевіряти.

Масло, яке стікає з-під обладнання в процесі експлуатації, необхідно збирати до дренажної системи і очищати за допомогою відстійників та інших пристроїв.

Кабельні канали біля трансформаторів і реакторів зовнішнього установлення повинні бути щільно закриті та захищені від попадання масла, яке розтікається з-під трансформатора у разі його ушкодження.

Експлуатація трансформаторів і реакторів без виконаної, згідно з проектом, системи пожежного водопостачання не допускається. Станційні пристрої пожежогасіння необхідно перевіряти за графіком, затвердженим технічним керівником підприємства.

Насип гравію під трансформатором і реактором необхідно підтримувати в чистоті, у разі засмічення або значного замаслювання промивати або замінювати.

6.26 Запасні частини, що постачались разом з трансформатором і реактором, необхідно зберігати на складі підприємства з дотриманням правил зберігання, зазначених у супровідній документації на них.

6.27 Трансформаторні та реакторні, маслonaповнені вводи слід зберігати відповідно до вимог інструкцій заводу-виробника з монтажу та експлуатації вводів. За необхідності в герметичні маслonaповнені вводи під час зберігання треба доливати дегазоване масло за допомогою спеціальних пристроїв, які запобігають попаданню повітря до вводів.

Інші вимоги з питань експлуатації вводів - згідно з ГКД 34.47.502.

6.28 Кожен трансформатор або реактор повинен мати комплект документів, які містять інформацію про його стан та умови експлуатації.

Комплект документів повинен містити:

- експлуатаційну документацію заводу-виробника, що містить: паспорт трансформатора, паспорти на комплектуючі вироби, інструкції з експлуатації, необхідні креслення;
- акти приймання і монтажу, протоколи пускових випробувань, акти капітальних ремонтів і протоколи випробувань під час ремонтів трансформатора або реактора;
- протоколи фізико-хімічних випробувань трансформаторного масла на всіх стадіях експлуатації трансформатора;
- протоколи хроматографічного аналізу газів, розчинених у ізоляційному маслі, згідно з СОУ-Н ЕЕ 46.302 і СОУ-Н ЕЕ 46.501;

- акти про аварійні ушкодження трансформатора або комплектуючих вузлів;
- місцеві інструкції з експлуатації, циркуляри, розпорядження тощо, які стосуються саме цього трансформатора або реактора;
- листки обліку експлуатаційних робіт, із занесенням в хронологічній послідовності всіх виконуваних на трансформаторі робіт та акти виконаних обсягів робіт згідно з вимогами інструкцій заводу-виробника.

Крім вище наданих документів потрібно передбачати оперативну документацію, відомості розрахунків, журнали оглядів, журнали реєстрації ресурса, журнали дефектів тощо.

7 ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ І РЕАКТОРІВ

7.1 Монтаж, випробування, експлуатацію та ремонти трансформаторів необхідно провадити згідно з вимогами НПАОП 40.1-1.01, ГОСТ 11677, НАПБ А.01.001, СОУ-Н ЕЕ 46.603.

Крім того, монтаж трансформаторів на напругу 110 кВ і вище необхідно провадити згідно з РД 16.363.

7.2 Під час експлуатації та випробувань трансформаторів їх баки повинні бути заземлені.

7.3 Заборонено присутність персоналу на кришці бака під час роботи трансформатора.

Огляд газового реле здійснюють з майданчика драбини трансформатора.

7.4 Під час огляду працюючого трансформатора не слід знаходитись у зоні викидання масла із запобіжного клапана або викидної труби.

7.5 Заборонено наближатись до трансформатора під напругою, з явними ознаками ушкодження, а саме: сторонні шуми, розряди на ізоляторах, сильне (струменем) протікання масла тощо.

7.6 Заборонено підтягувати кріплення на працюючих маслоохолодниках системи охолодження типу Ц (OFWF) (НЦ - ODWF).

7.7 Не дозволяється торкатись оголеними руками поверхні працюючих електронасосів, щоб уникнути опіків.

7.8 Заборонено перемикати пристрої РПН трансформатора, який знаходиться під напругою з будь-якого боку, за допомогою рукоятки та кнопки місцевого управління.

7.9 Під час роботи трансформатора затискачі, вторинних обмоток вбудованих трансформаторів струму, повинні бути замкнені накопичувачами, за допомогою спеціальних перемичок в корбі затискачів або

приєднанням вторинних кіл пристроїв захисту, електроавтоматики та вимірювань. При цьому заборонено розривати кола, підключені до вторинних обмоток трансформаторів струму, без попереднього замикання обмоток перемичкою.

7.10 Засоби пожежогасіння трансформатора необхідно підтримувати в постійній готовності. Протипожежні заходи необхідно розробляти з урахуванням загальних і місцевих умов та інструкцій із залученням спеціалістів з протипожежної безпеки.

Особливу увагу із забезпечення пожежної безпеки необхідно приділяти під час проведення ремонтних, зварювальних робіт і робіт із заміни, доливання та очищення масла.

7.11 Зварювальні роботи на непрацюючому трансформаторі, за необхідності, виконують тільки після заливання його маслом до рівня: від 200 мм до 250 мм вище місця зварювання, щоб уникнути займання парів масла.

Під час проведення зварювальних робіт, з метою усунення витоку масла в трансформаторі, необхідно створити вакуум, який забезпечує припинення витоку масла в місці зварювання.

7.12 Заборонено здійснювати зварювальні роботи на обладнанні, під час його роботи, в приміщенні, де розташовані системи охолодження типу Ц (OFWF) (НЦ - ODWF) і на вузлах системи охолодження з підвищеним внутрішнім тиском.

7.13 Для виконання монтажних або ремонтних робіт усередині бака трансформатора необхідно продути бак сухим чистим повітрям і забезпечити природну вентиляцію відкриттям верхніх і нижніх люків. У процесі виконання робіт необхідно здійснювати безперервний контроль за людьми, які знаходяться всередині бака трансформатора.

Заборонено знаходження людей всередині бака більше чотирьох годин на добу і 20-и годин на місяць. Ці люди повинні бути забезпечені теплим і чистим спецодягом.

7.14 Під час заповнення трансформатора маслом або під час його зливання, бак трансформатора та виводи його обмоток, у разі встановлення вводів, повинні бути заземлені, щоб уникнути появи електростатичних зарядів.

7.15 Необхідно уникати попадання масла і, особливо, його тривалого впливу на шкіру.

8 МОНТАЖ І ВИПРОБУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ

8.1 Положення цього розділу поширюються на трансформатори, які надходять з демонтованими складовими вузлами та комплектую-

чими елементами. Трансформатори, повністю зібрані та заправлені маслом на заводі-виробнику, особливих вимог щодо монтажу не мають. У всіх випадках перед проведенням монтажу слід вивчити комплект заводської документації.

8.1.1 Монтаж трансформаторів здійснюють без перевірки активної частини, якщо під час транспортування, розвантаження та зберігання не було порушень, які могли б призвести до ушкоджень усередині бака. За наявності порушень перед установкою основних частин проводять перевірку з підняттям верхньої частини бака (або активної частини).

Монтаж складових частин необхідно здійснювати відповідно до вимог заводської документації з урахуванням маркування, нанесеного на складові частини та деталі.

Під час ущільнення роз'ємів затягувати кріплення необхідно одночасно з протилежних боків по всьому периметру. У разі округлення торця гумового ущільнення затягування вважається достатнім.

8.1.2 Особливу увагу під час монтажу необхідно приділяти забезпеченню збереження активної частини від ушкодження у разі встановлення складових частин, що потребують розгерметизації бака трансформатора (вводів, вбудованих трансформаторів струму, ізоляційних циліндрів вводів тощо).

У процесі розгерметизації необхідно передбачати спеціальні заходи щодо запобігання зволоженню ізоляції трансформатора.

8.1.2.1 Початком розгерметизації вважається розкриття будь-якої заглибки, що забезпечує доступ зовнішнього повітря в бак, закінченням - герметизація бака.

У процесі монтажу роботи під час розгерметизації можуть здійснюватись, якщо масло зливе (у баці трансформатора воно знаходиться нижче пресувальних кілець обмоток або повністю відсутнє) або за його наявності (пресувальні кільця обмоток закриті маслом).

8.1.2.2 Захист ізоляції трансформатора на напругу 110 кВ і вище від зволоження під час розгерметизації слід здійснювати подаванням у бак трансформатора осушеного повітря (температура точки роси не вище ніж 50 °C).

Для трансформаторів, заповнених маслом до рівня пресувальних кілець, допускається розгерметизація надмасляного простору загальною тривалістю не більше двох годин без продування сухим повітрям за умови виконання заходів щодо запобігання зволоженню ізоляції згідно з 8.1.2.3.

8.1.2.3 Для трансформаторів на напругу 110; 220; 330 кВ потужністю менше 400 МВ·А, що знаходяться в розгерметизованому стані,

дозволено проводити роботи без подавання в бак сухого повітря за таких умов:

- температура активної частини повинна бути не менше 10 °C і перевищувати точку роси зовнішнього повітря під час усього періоду розгерметизації не менше ніж на 10 °C при злитому маслі, і не менше ніж на 5 °C - за розгерметизації без зливання масла.

Якщо стан зовнішнього середовища не забезпечує зазначеної вище, перед розгерметизацією слід нагріти трансформатор, згідно з вимогами інструкції з прогрівання.

Тривалість розгерметизації не повинна перевищувати:

- 12 годин - якщо масло злите;
- 20 годин - без зливання масла.

Відносна вологість зовнішнього повітря не повинна перевищувати 55 %, а також не повинно бути опадів і туману. Відносну вологість повітря визначати згідно з додатком Ж СОУ-Н ЕЕ 46.603.

У період розгерметизації необхідно організувати безперервну роботу монтажного персоналу, щоб скоротити час знаходження трансформаторів у розгерметизованому стані.

8.1.2.4 Температуру активної частини визначають термометром, встановленим на верхньому ярі магнітопроводу.

Примітка. Заборонено використовувати ртутний термометр.

Для трансформаторів, що не підлягали нагріванню, температуру активної частини допускається визначати за температурою масла.

8.1.2.5 Відносну вологість і точку роси зовнішнього повітря визначати за допомогою відповідних приладів.

8.1.3 Якщо під час транспортування, розвантаження або зберігання не було порушень, що могли б призвести до погіршення стану активної частини трансформатора, монтаж складових частин трансформаторів на напругу до 330 кВ здійснюється без зливання масла з нижче рівня пресувальних кілець обмоток.

8.1.4 Для монтажу складових частин трансформаторів напругою 110 кВ і вище, а також для трансформаторів на напругу від 110 кВ до 330 кВ у разі наявності ушкодження їх складових частин, необхідно повністю зливати масло з бака трансформатора.

У трансформаторах, що надходять без масла, необхідно повністю видалити залишки масла через зливний отвір у дні бака.

Після зливання масла необхідно розкрити монтажні люки та виконати такі роботи:

- а) видалити ізоляційні циліндри високовольтних вводів і кріплення до них, якщо вони перевозились у баці трансформатора в транспортному положенні;

б) зняти транспортні деталі та деталі кріплення відводів згідно з експлуатаційною документацією;

в) провести зовнішній огляд стану механізмів та електричних контактів пристрою РПН. Для перевірки стану пристрою РПН необхідно здійснити не менше одного циклу перемикання вручну при змонтованих приводних механізмах, узгоджених з вибірниками відгалужень. При цьому перевіряють правильність роботи механізму та надійність контакту між рухомими та нерухомими контактами згідно з ГКД 34.46.401;

г) виконати роботи всередині бака, дотримуючись таких вимог:

- 1) до роботи допускати тільки кваліфікований персонал;
- 2) одяг повинен бути чистим, без металевих застібок, у кишнях не повинно бути зайвих предметів;
- 3) під час роботи не наступати на ізоляційні деталі;
- 4) після закінчення робіт у баці не повинно залишатись предметів, для цього необхідно до початку та після закінчення роботи ретельно перевірити та підрахувати номенклатуру і кількість інструменту, пристосувань, кріплення тощо;

д) установити вводи, контролюючи ізоляційні відстані:

- екран вводу - елементи активної частини (обмотка, ізоляційна перегородка, кріплення відводів);
- екран вводу - циліндр вводу. Вони повинні бути:
 - для ввідів на напругу 150; 220; 330 кВ - не менше ніж 20 мм;
 - для ввідів на напругу 400; 500 кВ - не менше ніж 30 мм;
 - для ввідів на напругу 750 кВ - не менше ніж 50 мм;
- циліндр вводу - обмотка, ізоляційна перегородка, які повинні відповідати вимогам експлуатаційної документації, а за відсутності в експлуатаційній документації вимог, вони повинні бути:
 - для трансформаторів на напругу від 150 кВ до 500 кВ - не менше ніж 20 мм;
 - для ввідів на напругу 750 кВ - не менше ніж 30 мм;

е) перевірити стан і привести в робоче положення елементи розкріплення активної частини в баці трансформатора згідно з заводською експлуатаційною документацією;

ж) виконати герметизацію бака трансформатора та перевірити його герметичність (ГОСТ 3484.5).

8.1.5 Якщо було порушено вимоги 8.1.2, з метою оцінення стану ізоляції трансформатора на напругу 110 кВ і вище, наприкладі розгерметизації відбирають установлені на активній частині зразки для перевірки їх на вміст вологі.

8.1.8 Під час монтажу високовольтних ввідів на напругу від 110 кВ до 750 кВ необхідно приділяти особливу увагу ущільненню контактної шпильки лінійного відводу, справності з'єднання ввідів з виносними бачками, надійному розміщенню з'єднувальних трубок і манометрів.

Під час монтажу ввідів без зливання масла нижче рівня пресувальних кілець обмоток слід застосовувати пристрій, що забезпечують безпечне та надійне їх установлення.

8.1.7 При приєднанні відводів обмоток НН необхідно забезпечити надійність контактного з'єднання, звернути особливу увагу на ізоляційні відстані гнучких зв'язків між собою та іншими уземленими та струмовідними елементами, що повинні відповідати вимогам заводської документації на трансформатор. При цьому гнучкі з'єднання не повинні натягуватись.

8.1.8 У процесі розгерметизації повинні бути встановлені вбудовані трансформатори струму, вводи, ізоляційні циліндри ввідів, охолодні пристрої системи охолодження на баці трансформатора, пристрої РПН, газовідвідний трубопровід та інші складові частини, передбачені конструкцією трансформатора та способом його транспортування.

Монтаж системи охолодження можна здійснювати незалежно від розгерметизації трансформатора. При цьому приєднання системи охолодження до бака та заповнення її маслом виконують після заповнення трансформатора маслом із вжиттям заходів щодо уникнення потрапляння повітря всередину трансформатора. Вказівки щодо окремого заповнення системи охолодження маслом наводять в інструкції з експлуатації системи охолодження.

Перед приєднанням виносної системи охолодження до бака слід забезпечити нахил трансформатора на фундаменті, якщо це передбачено експлуатаційною документацією.

8.1.9 Після закінчення робіт, які потребують розгерметизації трансформатора, здійснюють герметизацію, заливання, доливання трансформатора маслом за показниками згідно з додатком Б.

8.1.10 Монтаж складових частин, не пов'язаний з необхідністю герметизації активної частини (розширник, газове реле, відсічний клапан, контрольні та силові кабелі, датчики температури тощо) можна виконувати як до розгерметизації, так і після неї.

Для трансформаторів з плівковим захистом масла до установлення розширника необхідно виконати монтаж гнучкої оболонки та прокачування повітря, керуючись інструкцією на розширник з гнучкою

оболонкою. При цьому необхідно перевірити спрацювання маслопоказчика за максимального та мінімального рівнів масла в розширнику.

Гніздо, в яке встановлюють датчик манометричного термометра, необхідно заповнити трансформаторним маслом.

8.1.11 Додаткове оброблення ізоляції, сушіння, підсушування ізоляції трансформатора на напругу 110 кВ і вище, за необхідності, проводять згідно з СОУ-Н ЕЕ 46.603 і заводською документацією, а для трансформаторів на напругу 35 кВ і нижче – згідно з додатком В.

8.1.12 Допускається проведення монтажних робіт, що потребують розгерметизації трансформатора, на монтажній ділянці, де повинні бути створені необхідні для цього умови.

У разі піднімання краном повністю зібраного трансформатора масою більше 200 т схему стропування та піднімання потрібно узгоджувати з підприємством-виробником.

8.1.13 Після монтажу та приєднання розширника до трансформатора необхідно встановити потрібний рівень масла в розширнику з урахуванням температури масла в трансформаторі.

8.1.14 Результати проведення робіт, перевірок під час розгерметизації, монтажу трансформатора, системи охолодження, пристрою РПН, вакуумування та заливання маслом слід оформляти відповідними протоколами.

8.2 Випробувати трансформатори необхідно в обсязі, передбаченому СОУ-Н ЕЕ 20.302.

8.2.1 Після збирання трансформатор необхідно випробувати на маслощільність.

Трансформатори, що мають плівковий захист масла, випробують підвищеним тиском повітря 10 кПа ($0,1 \text{ кгс/см}^2$), решту трансформаторів – підвищеним тиском азоту 10 кПа ($0,1 \text{ кгс/см}^2$) у надмасляному просторі розширника.

Температура масла в баці трансформатора під час випробування не повинна бути нижче за 20°C .

Тривалість випробування – не менше ніж 3 години.

Оболонки азотного захисту, за його наявності, осушник азотний та повітросушник під час випробувань потрібно від'єднати.

Трансформатор вважається маслощільним, якщо під час візуального огляду відсутній виток масла.

Після закінчення випробування трансформаторів, що мають азотний захист, під час зливання масла до необхідного рівня оболонки азотного захисту потрібно приєднувати до розширника.

8.2.2 Відбирати проби масла та перевіряти масло в баці трансформатора необхідно згідно з додатком Б, а в баці контактора – згідно з додатком Г.

8.2.3 Втрати неробочого ходу за малої напруги в трансформаторах потужністю 10 МВА та більше на напругу 35 кВ і в усіх трансформаторах на напругу 110 кВ і вище необхідно вимірювати за схемами, за якими вимірювались втрати під час випробувань на заводі-виробнику. Частота і величина підведеної напруги повинні відповідати паспортним.

Втрати неробочого ходу вимірюють на початку всіх випробувань і вимірювань, перед подаванням на обмотки трансформатора постійного струму (вимірювання омичного опору обмоток постійному струму, прогрівання трансформатора постійним струмом, вимірювання опору ізоляції обмоток).

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

Для однофазних трансформаторів, що знову вводяться, різниця між одержаними значеннями втрат і паспортними повинна становити не більше ніж 10%.

В окремих випадках, за узгодженням з заводом-виробником, можуть допускатись і більші різниці.

8.2.4 Перевіряти пристрої РПН та ПБЗ слід, керуючись відповідними інструкціями заводу-виробника.

8.2.5 За необхідності потрібно перевіряти коефіцієнт трансформації на усіх ступенях переключення.

Вимірний коефіцієнт трансформації не повинен відрізнятися більше ніж на 2% від коефіцієнта трансформації, розрахованого за номінальними напругами ступенів для тих же відгалужень інших трансформаторів, або від коефіцієнта, встановленого заводом-виробником.

8.2.6 Необхідно виміряти опір постійному струму обмоток, зазначений у паспорті трансформатора.

Трансформатори з пристроями РПН та ПБЗ перед вимірюванням опору обмоток необхідно переключати з першого в останнє положення і назад.

Значення опорів обмоток трифазних трансформаторів, одержані однакових відгалуженнях різних фаз за однакової температури, не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 2%. Якщо в паспорті трансформатора, що має конструктивні особливості, є запис про відхилення більше ніж на 2%, то норму 2% необхідно збільшити до значення розходження, зазначеної в паспорті.

Одержані значення опорів обмоток однофазних трансформаторів не повинні відрізнятись більше ніж на 5 % від значень, наведених у паспорті трансформатора.

8.2.7 Вимірювати характеристики ізоляції (R_{60} і $tg\delta$) трансформатора та оцінювати їх стан потрібно згідно з протоколом заводу-виробника або попередніми вимірюваннями. Найменші значення характеристик ізоляції наведено в додатку Д.

8.2.8 Рекомендується випробувати ізоляцію обмоток з номінальною напругою до 35 кВ однохвилинною випробною напругою промислової частоти, яка дорівнює 90 % значення, зазначеного в паспорті трансформатора.

8.2.9 Випробування та налагодження системи охолодження необхідно проводити, керуючись відповідною інструкцією.

8.2.10 Необхідно налагодити газовий захист трансформатора.

Робота газового реле, встановленого на трансформаторах з плівковим захистом, перевіряється відповідно до інструкції на газове реле. Забороняється перевіряти працездатність газового реле, встановленого на трансформаторах з плівковим захистом, нагнітанням до нього повітря.

Заповнювати газове реле маслом потрібно повільним відкриванням засувки з боку розширника. При цьому необхідно відкривати пробку для випуску газу з газового реле.

Уставка газового реле повинна відповідати вимогам експлуатаційної документації. За відсутності в експлуатаційній документації таких вимог, слід приймати таку уставку, яка відповідає максимальній чутливості і виключає спрацювання реле під час пуску і зупинки електронасосів системи охолодження.

8.2.11 Випробувати ізоляцію між струмовідними та заземленими частинами кіл з приєднаними трансформаторами струму, газовими і захисними реле, датчиками маспоказників, відсічним клапаном, датчиками температури, пристроями РПН напругою 1000 В, 50 Гц необхідно протягом 1 хв за від'єднаних роз'ємів датчиків температури. Ізоляцію датчиків температури випробують напругою 750 В, частотою 50 Гц протягом 1 хв.

8.2.12 У трансформаторах потужністю 63 МВ·А і більше потрібно виміряти опір короткого замикання Z_k .

8.2.13 Перевірку встановлених вводів, вбудованих трансформаторів струму та відсічного клапана необхідно здійснювати згідно з відповідними інструкціями.

8.2.14 Результати випробувань і налагодження необхідно оформляти протоколом.

ПІДГОТОВКА ДО ВВЕДЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ У ЕКСПЛУАТАЦІЮ ТА ВКЛЮЧЕННЯ ЇХ У РОБОТУ

8.1 Підготовка трансформаторів до роботи при першому введенні та після ремонту

8.1.1 Новий трансформатор або трансформатор, що знаходиться в експлуатації, може бути введено в роботу після закінчення монтажних, налагоджувальних або ремонтних робіт на трансформаторі його устаткуванні за умов відповідності результатів випробувань трансформатора вимогам РД 16.363, інструкцій з експлуатації складових частин трансформатора або СОУ-Н ЕЕ 20.302 (після ремонту).

8.1.2 Під час першого ввімкнення трансформатора після монтажу або після ремонту, пов'язаного з від'єднанням або зміною кіл вторинної комутації, необхідно перевірити дію пристроїв релейного захисту та автоматики (далі - РЗА) трансформатора на вимкнення вимикачів, усталених у його колі, і ввести ці пристрої в роботу відповідно до інструкції з експлуатації пристроїв РЗА.

8.1.3 Під час підготовки трансформатора до першого включення в роботу необхідно перевірити, щоб на запобіжних клапанах (за їх наявності) були зняті транспортні скоби.

8.1.4 На датчиках температури потрібно виконати уставки:

- плюс 95 (70; 75) °С - датчик температури, який сигналізує про граничну температуру верхніх шарів масла трансформатора з системою охолодження Д (ОНАФ) (Ц - ОГWF, ДЦ - ОГАФ);

- плюс 55 і 50 (40 і 35) °С - відповідно замикальний та роз'ємний контакти датчика температури, який застосовується в схемі керування системою охолодження трансформатора (ОНАФ) (ДЦ - ОГАФ);

- плюс 5 °С - датчики температури, які застосовують в схемі керування підігріванням шафи приводу пристрою РПН і ШАОТ;

- мінус 25 °С - датчики температури, які застосовують в схемі керування приводами РПН (перевіряється згідно з паспортом датчика).

8.1.5 Оглянути трансформатор, електрообладнання його первинного кола, переконатись у їх справному стані.

Під час зовнішнього огляду трансформатора перевірити:

- відсутність ушкоджень, порушення герметичності та маслощільності, слідів корозії;

- стан ізоляторів вводів (відсутність тріщин та відколів порцеляни, забруднень, протікання масла крізь ущільнення, слідів перекриття ізолювального матеріалу);

- відсутність сторонніх предметів, які впливають на роботу трансформатора;
 - цілісність і справність вимірювальних і захисних приладів (датчиків температури, газового реле, захисних реле баків контакторів пристроїв РПН, маслопоказчиків, манометрів на герметичних вводах і в системі охолодження);
 - стан видимих контактних приєднань та заземлень;
 - покази маслопоказчиків розширників на відповідність середній температурі масла в баці трансформатора та в баках контакторів пристроїв РПН;
 - тиск масла у високовольних герметичних вводах згідно з інструкцією з експлуатації вводів;
 - відкрите положення вентилів виносних баків тиску вводів;
 - стан індикаторного силікагелю в повітроосушниках;
 - рівень масла в масляних затворах повітроосушників;
 - стан вузлів передачі пристроїв РПН (відсутність поломок шарнірних і ноніусних муфт, відсутність порушення стопоріння та покриття льодом вузлів передачі, наявність мастила);
 - стан приводів пристроїв РПН і взаємна відповідність показів показчиків положення приводу та перемикального пристрою, а також показчика положень пристрою РПН на щиті керування;
 - стан ЩД, ШАОТ і апаратури в них;
 - справність схеми обігрівання ШАОТ і приводу РПН;
 - стан системи охолодження та справність її дії.
- Додатково до зазначеного необхідно перевірити:
- чи відкриті відсічний клапан (за наявності), вентилі на маслопроводах, що з'єднують баки тиску з герметичними маслонаповненими вводами;
 - відповідність положення вентилів на маслопроводах (від розширників до баків трансформатора та пристроїв РПН), а також на маслопроводах доливання масла у розширник;
 - чи відкрита запірна арматура на маслопроводах системи охолодження, термосифонних та адсорбційних фільтрів і електронасосів;
 - чи опломбовані вентилі і крани;
 - стан заземлення бака виводів нейтралі обмоток трансформатора, якщо не передбачене їх розземлення;
 - покази датчиків температури і відповідність виставлених на них уставок зазначеним у 9.1.4;
 - чи відкриті ручні засувки пожежогасіння трансформатора, обладнаного стаціонарною автоматичною системою пожежогасіння;

- перевірити електрообладнання та ошиновку кола трансформатора, звернувши увагу на підключення вентильних розрядників або обмежувачів перенапруг.
- після того, короточасним (до появи витоку масла) відкриттям крайнього положення газового реле потрібно видалити з нього повітря.
- Підготувати до введення в роботу систему охолодження трансформатора, для чого необхідно:
- надати оперативний струм до схеми керування системою охолодження;
- надати напругу 0,4 кВ на вводи робочого та резервного живлення системи охолодження;
- на ЩД, ШАОТ необхідно:
- встановити в положення: «Автоматичне» перемикачі режиму роботи системи охолодження;
- увімкнути автоматичні вимикачі вводів робочого та резервного живлення;
- увімкнути автоматичні вимикачі живлення електродвигунів насосів і вентиляторів охолодників;
- увімкнути автоматичний вимикач живлення кіл керування відсічного клапана трансформатора.
- Підготувати до введення в роботу схему керування пристроєм РПН трансформатора, для чого необхідно:
- на щитах приводів РПН:
- встановити в положення «ДА» (Дистанційне, Автоматичне) перемикачі режиму керування пристроєм РПН;
- увімкнути автоматичні вимикачі;
- переконатись, що пристрої РПН кожного трансформатора (три групи однофазних трансформаторів) знаходяться в однаковому положенні;
- на панелі щита керування встановити в положення «Д» (Дистанційне) перемикач режиму керування пристроєм РПН;
- надати напругу 0,4 кВ у схему керування приводами пристроїв РПН;
- з метою очищення контактної системи від окису та шламу здійснити десять циклів переключення (з першого положення в п-не і назад) пристрою РПН електричним приводом при дистанційному керуванні ним;
- встановити пристрій РПН у необхідне положення та перевірити відповідність показів показчиків положення приводів показам показчиків положення на щиті керування.

9.1.8 Узимку, за температури повітря навколишнього середовища нижче мінус 25 °С, зазначені в 9.1.7 переключення пристрою РПН не здійснювати.

Після нагрівання трансформатора на неробочому ході до температури вище мінус 20 °С виконати вимоги 9.1.7.

9.1.9 Перевірити справність протипожежного водопроводу і наявність у протипожежних резервуарах води.

Підготувати до введення в роботу стаціонарну автоматичну систему пожежогасіння (за її наявності).

9.2 Підготовка трансформаторів до роботи в процесі поточної експлуатації

9.2.1 Підготовку трансформатора до роботи після простою тривалістю менше трьох місяців, коли на жодну з його обмоток не було подано напругу, необхідно здійснювати згідно з 9.1.5 - 9.1.9 цієї інструкції. При цьому допускається здійснити тільки два-три цикли переключень пристрою РПН електричним приводом за дистанційного керування ним.

Крім того, необхідно ввести в роботу пристрій РЗА трансформатора і, за необхідності, перевірити їх вплив на вимикачі в колі трансформатора.

9.2.2 Підготовку трансформатора до роботи після простою в резерві тривалістю три місяці і більше, коли на жодну з його обмоток не було подано напругу, потрібно здійснювати згідно з 9.2.1, але в цьому випадку попередньо необхідно:

- відібрати пробу масла з бака трансформатора та перевірити його пробивну напругу, вміст води і газів;
- відібрати пробу масла з баків контакторів пристроїв РПН і перевірити пробивну напругу і вміст води і газів;
- щоб результати зазначених перевірок відповідали вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.302 (додаток Б);
- виміряти характеристики ізоляції (R_{60} і I_{60}) трансформатора та оцінити одержані результати відповідно до РД 16.363 та СОУ-Н ЕЕ 20.302 з урахуванням результатів попередніх випробувань.

9.2.3 Підготовку трансформатора до роботи після його автоматичного вимкнення дією захистів необхідно проводити в такій послідовності:

9.2.3.1 З дії сигнальних пристроїв визначити типи пристроїв захисту, спрацювання яких викликало вимкнення трансформатора.

9.2.3.2 Здійснити зовнішній огляд трансформатора та обладнання в його колі з метою з'ясування причин вимкнення трансформатора.

9.2.3.3 Відібрати проби масла для хроматографічного аналізу, якщо причина вимкнення трансформатора не пов'язана з несправною дією захистів.

9.2.3.4 У випадку вимкнення трансформатора діями захистів від короткого замикання, пошкодження та відсутності при цьому ознак ушкодження ізоляційного кола, трансформатор повторно включити в роботу.

Якщо оцінити стан трансформатора в цьому випадку можна за результатами хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів, діючи при цьому відповідно до методичних вказівок.

9.2.3.5 За наявності пошкодження обладнання або ошиновки в первинному колі трансформатора вивести трансформатор у резерв до усунення несправності в його первинному колі.

Якщо оцінити стан трансформатора необхідно згідно з результатами хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів.

Якщо задовільного стану подальше оцінення стану трансформатора неможливо 63 МВА і більше рекомендується здійснювати згідно з результатами вимірювання його опору короткого замикання у випадку, якщо значення струму пошкодження крізь обмотки трансформаторів становить 0,7 і більше його розрахункового допустимого струму короткого замикання.

Після усунення причин, що перешкоджають увімкненню трансформатора в роботу, його підготовку до введення в роботу виконати згідно з 9.2.1.

9.2.3.6 У разі вимкнення трансформатора через спрацювання захисного пристрою РПН, якщо є ознаки внутрішніх ушкоджень, навіть за відсутності зовнішніх ознак пошкодження, оглянути газове реле та відібрати пробу газу для визначення на горючість та хроматографічний аналіз.

Якщо є підстави для випробування та аналізу також проби масла з бака трансформатора.

Після вимкнення трансформатора через спрацювання захисного пристрою РПН, якщо є ознаки внутрішніх ушкоджень, навіть за відсутності зовнішніх ознак пошкодження, оглянути газове реле та відібрати пробу газу для визначення на горючість та хроматографічний аналіз.

Якщо є підстави для випробування та аналізу також проби масла з бака трансформатора.

Після вимкнення трансформатора через спрацювання захисного пристрою РПН, якщо є ознаки внутрішніх ушкоджень, навіть за відсутності зовнішніх ознак пошкодження, оглянути газове реле та відібрати пробу газу для визначення на горючість та хроматографічний аналіз.

Якщо є підстави для випробування та аналізу також проби масла з бака трансформатора.

Після вимкнення трансформатора через спрацювання захисного пристрою РПН, якщо є ознаки внутрішніх ушкоджень, навіть за відсутності зовнішніх ознак пошкодження, оглянути газове реле та відібрати пробу газу для визначення на горючість та хроматографічний аналіз.

Якщо є підстави для випробування та аналізу також проби масла з бака трансформатора.

Після закінчення ремонту трансформатора його необхідно випробувати згідно з 11.2.2. При відповідності результатів випробувань вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.302 трансформатор потрібно підготувати до введення в роботу згідно з 9.2.1.

9.2.4 Підготовку до роботи комплектуючих виробів і складових частин трансформатора після виконання ремонтних або профілактичних робіт на них виконати згідно з вказівками інструкцій з їх експлуатації.

9.3 Введення трансформаторів у роботу

9.3.1 Після виконання підготовчих робіт і одержання дозволу на введення трансформатора в роботу необхідно зібрати його схему первинних електричних з'єднань згідно з вказівками інструкції підприємства з оперативних перемикачів.

9.3.2 Вмикати трансформатор потрібно не раніше ніж через 12 годин (реакторів напругою від 500 кВ до 750 кВ - через 20 год) після останнього заливання масла в трансформатор і його систему охолодження, а також після пробного пуску маслососів системи охолодження (за їх наявності).

Після закінчення робіт, пов'язаних з частковим зливанням масла, допускається ввімкнення трансформатора в роботу через 6 год після доливання масла.

9.3.3 Вводити трансформатор у роботу потрібно поштохом на номінальну напругу зі сторони ВН, СН або НН, а трансформатори в блоці з генератором - повільним підняттям напруги.

Під час першого ввімкнення після монтажу або ремонту трансформатор необхідно вмикати на неробочий хід при вимкнутих вентиляторів системи охолодження не менше ніж на 30 хв для прослуховування та нагляду за його станом.

У разі вмикання трансформаторів з охолодженням ДЦ (OFAF) необхідно переконавшись у тому, що працюють лише електронасоси першої групи (групи неробочого ходу). Електронасоси цієї групи повинні включатися одночасно з подаванням напруги за температури масла не нижче мінус 40 °С.

Під час першого включення після монтажу за наявності вимикачів з боку живлення рекомендується здійснювати від трьох до п'яти ввімкнень трансформатора поштохом на номінальну напругу для перевірки відстройкі його захистів від кидків намагнічувального струму.

На щиті керування необхідно перевірити відсутність сигналів несправності трансформатора. У разі їх наявності потрібно усунути причину несправності, після чого ввімкнути трансформатор під навантаження.

Перевірити навантаження трансформатора та переконавшись, що залежно від величини навантаження та температури верхніх шарів масла, автоматично включились у роботу електронасоси другої групи (при струмі навантаження більше 0,4 номінального), електронасоси третьої групи (при струмі навантаження більше 0,75 номінального) і електродвигуни вентиляторів зазначених груп за досягнення температури верхніх шарів масла від 40 °С до 50 °С.

Допускається робота трансформаторів, які мають дуттьове охолодження (Д - ONAF), з вимкнутим дуттям, якщо температура верхніх шарів масла не перевищує 55 °С та навантаження менше номінального.

Дуттьове охолодження повинне вмикатись автоматично за досягнення температури масла 65 °С або номінального навантаження незалежно від температури масла. Дуття повинне вимикатись у разі зниження температури масла до (45 - 50) °С, якщо при цьому струм навантаження менше номінального.

9.3.4 Перемикач вибору режиму керування пристроєм РПН трансформатора на щиті керування установити в необхідне положення (автоматичне або дистанційне).

Переключати пристрій РПН під навантаженням дозволяється за температури масла в баці контактора від мінус 25 °С та вище.

9.3.5 У разі ввімкнення в роботу трансформатора з масляно-водяним охолодженням необхідно спочатку вмикати масляний насос, потім водяний (або відкрити засувки по воді), вимикати необхідно у зворотньому порядку.

Взимку, для запобігання заморожуванню води в трубках охолодження, увімкнення водяного насоса допустиме після прогрівання масла та досягнення ним температури не нижче 15 °С на вході до охолодника.

9.3.6 Увімкнення трансформаторів під повне навантаження взимку допускається за температури верхніх шарів масла від мінус 40 °С та вище в трансформаторах з охолодженням М (ONAN) і Д (ONAF), за температури від мінус 25 °С та вище - у трансформаторах з охолодженням ДЦ (OFAF) і Ц (OFWF).

У разі більш низьких температур верхніх шарів масла для роботи в нормальному режимі трансформатори необхідно вмикати з навантаженням не більше 50 % номінального, а після прогрівання масла до температури від мінус 25 °С і вище та увімкнення циркуляції масла навантаження може бути підвищене до номінального; реактори вмикати під номінальну напругу без попереднього прогрівання.

Трансформатори з масляно-водяним охолодженням, які мають спрямовану циркуляцію масла в обмотках, вмикають згідно з інструкцією заводу-виробника.

Для масляно-водяного охолодження тиск масла у маслоохолоджувачах повинен перевищувати тиск циркулюючої води не менше ніж на 10 кПа (0,1 кгс/см²).

В аварійних умовах допускається вмикати трансформатор з охолодженням М (ONAN), Д (ONAF), ДЦ (OFAF) і Ц (OFWF) (без спрямованої циркуляції) під повне навантаження незалежно від температури масла трансформатора.

Циркуляційні насоси в трансформаторах і реакторах із охолодженням ДЦ (OFAF) і Ц (OFWF) слід вмикати за температури масла не нижче ніж мінус 25 °С, а насоси з екранованим статором (серії ЕЦТЕ) - за температури не нижче ніж мінус 20 °С.

9.3.7 Трансформатор слід вмикати з усіма захистами та сигнальними пристроями, передбаченими проектом.

10 РЕЖИМИ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ

10.1 Нормальні режими

10.1.1 Нормальними режимами роботи трансформаторів є такі режими, на які розрахований трансформатор і за яких він може тривалий час працювати за допустимих за стандартами або технічними умовами відхилень основних параметрів (напруга, струм, частота, температура окремих елементів) і за нормальних умов роботи (клімат, висота установлення над рівнем моря).

Номінальні значення основних параметрів трансформатора зазначено на його щитку та в паспорті.

10.1.2 Експлуатація трансформатора допускається тільки за умови захисту його обмоток вентильними розрядниками або обмежувачами перенапруг, постійно приєднаними до обмоток згідно з ПУЕ.

10.1.3 Обмотки НН і СН силових трансформаторів і автотрансформаторів, що не використовуються, повинні бути з'єднані в зірку або трикутник і захищені від перенапруг вентильними розрядниками або обмежувачами перенапруг, приєднаними до вводу кожної фази.

Допускається виконувати захист обмоток нижчої напруги, що не використовуються, розташованих першими від магнітопроводу, заземленням однієї з вершин трикутника або нейтралі обмотки.

Захист обмоток, що не використовують, не потрібен, якщо до обмотки нижчої напруги постійно приєднана кабельна лінія довжиною не менше ніж 30 м, яка має заземлену оболонку або броню.

10.1.4 Нейтралі спільних обмоток автотрансформаторів, обмоток нижчої напруги трансформаторів і реакторів 110 кВ і вище, що мають неповну ізоляцію з боку нейтралі, повинні бути заземлені наглухо, окрім випадків, зазначених у 10.1.5. Трансформатори та реактори на напругу до 35 кВ можуть працювати з ізолюваною нейтраллю або нейтраллю, заземленою через дугогасну котушку (заземлювальний реактор).

За сумарного струму дугогасних котушок більше 100 А приєднувати їх до одного трансформатора потрібно за узгодженням заводу-виробника.

10.1.5 Нейтралі регульовальних трансформаторів, включені у нейтралі головних трансформаторів, повинні бути заземлені наглухо, на лінійних вводах регульовальних трансформаторів повинні бути вентильні розрядники або обмежувачі перенапруг згідно з технічними умовами або вказівками заводу-виробника.

Допускається робота трансформаторів на напругу 110; 150; 220 кВ, які мають випробну напругу нейтралі відповідно 100; 150; 220 кВ, із розземленою нейтраллю за умови приєднання до виводу нейтралі вентильного розрядника або обмежувача перенапруг відповідного класу ізоляції. У цьому випадку потрібно вжити відповідних заходів (за допомогою пристроїв релейного захисту та автоматики, оперативні заходи тощо), які б виключали можливість роботи трансформатора в нормальному режимі на частину мережі з ізолюваною нейтраллю.

Робота з розземленою нейтраллю трансформаторів на напругу 110 кВ з випробною напругою нейтралі 85 кВ допускається при об'єднанні відповідними розрахунками.

10.1.6 Допускається тривала робота трансформатора (при потужності, яка не перевищує номінальну) за напруги на будь-якому відгалуженні на 10 % понад номінальну напругу для даного відгалуження обмотки.

При цьому напруга на будь-якій обмотці трансформатора не повинна перевищувати найбільшу робочу напругу. Найбільша робоча напруга наведена у таблиці 2.

Таблиця 2 - Найбільша робоча напруга

Клас напруги, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ
1	2
6	7,2
10	12,0
35	40,5
110	126
150	172
220	252
330	363
500	525
750	787

10.1.7 Допускається тривала робота трансформаторів, обладнаних пристроєм РПН, з навантаженням, що дорівнює номінальній потужності його обмоток на всіх відгалуженнях, окрім від'ємних відгалужень обмотки нижче мінус 5 % номінальної напруги.

Під час роботи на відгалуженнях нижче мінус 5 % номінальної напруги потужність обмотки повинна відповідати незмінному для всіх цих ступенів струму, що дорівнює номінальному струму відгалуження мінус 5 %, а за відсутності такого відгалуження-найближчому більшому струму (наприклад, при діапазоні $\pm(6 \cdot 2) \%$ - номінальному струму відгалуження мінус $(3 \cdot 2) \%$).

10.1.8 Допускається тривале перевантаження однієї або двох обмоток трансформатора струмом, що перевищує на 5 % номінальний, якщо напруга жодної з обмоток не перевищує номінальної.

При цьому для обмотки з відгалуженням навантаження не повинне перевищувати 1,05 номінального струму відгалуження, якщо напруга на ньому не перевищує номінальної. Струм у спільній обмотці трансформатора не повинен перевищувати значення, зазначеного в паспорті.

10.1.9 Для триобмоткового трансформатора допускається будь-який розподіл тривалих навантажень по його обмотках за умови, що жодну з трьох обмоток не буде навантажено струмом, що перевищує допустимий згідно з 10.1.8.

10.1.10 Для трансформаторів з розщепленою обмоткою допускаються такі самі перевантаження кожної вітки, віднесені до її номінальної потужності, як і для трансформаторів з нерозщепленою обмоткою.

Додаткові перевантаження однієї вітки за рахунок тривалого недовантаження іншої допускаються за узгодженням з заводом-виробником.

10.1.11 У випадку нерівномірного навантаження трансформатора по фазах значення перевантажень належать до найбільш навантаженої обмотки найбільш навантаженої фази.

10.1.12 Допустиме перевантаження трансформаторів з охолодженням Д (ONAF) за вимкнених вентиляторів визначають по відношенню до потужності (згідно з паспортом трансформатора), яку вони мають без дуття (з охолодженням М - ONAN).

10.1.13 Допускається паралельна робота дво- та триобмоткових трансформаторів на всіх обмотках, а також двообмоткових з триобмотковими, якщо жодна з обмоток паралельно ввімкнених трансформаторів не навантажувється більше її допустимої навантажувальної здатності. Паралельна робота трансформаторів з відношенням номінальних потужностей більше трьох не рекомендується.

Умови паралельної роботи трансформаторів:

- номінальні напруги та коефіцієнти трансформації обмоток повинні бути однаковими. Допускаються розбіжності для трансформаторів з коефіцієнтом трансформації менше або, що дорівнює 3, в межах $\pm 1\%$; для всіх інших - $\pm 0,5 \%$;

- значення напруги короткого замикання не повинні відрізнятися більше ніж на $\pm 10\%$;

- групи сполучення трансформаторів повинні бути тотожними.

10.1.14 Температура верхніх шарів масла за нормального навантаження трансформатора та реактора і максимальної температури охолодного середовища (середньодобова температура охолодного повітря 30 °С, температура охолоджувальної води 25 °С біля входу до охолодника) не повинна перевищувати таких максимально допустимих величин:

- а) 95 °С - у трансформаторах і реакторах, що мають природне масляне охолодження (М - ONAN) або дуттьове (Д - ONAF);

- б) 75 °С - у трансформаторах і реакторах, що мають циркуляційне охолодження з примусовою циркуляцією масла та повітря (ДЦ - OFAF), якщо в технічних умовах на трансформатор заводом-виробником не зазначено іншої температури;

- в) 70 °С - у трансформаторах, що мають масляно-водяне охолодження з примусовою циркуляцією масла (Ц - OFWF), на вході до маслоохолодника, якщо в технічних умовах не зазначено іншої температури.

Температура верхніх шарів масла в трансформаторах імпорного виробництва не повинна перевищувати значень, зазначених фірмою.

а за відсутності їх - значень, установлених на основі теплових випробувань або цієї інструкції.

Перевищення зазначених температур свідчить про несправність трансформатора, яку необхідно з'ясувати та усунути.

10.1.16 Під час роботи трансформатора з охолодженням ДЦ (OFAF) взимку доцільно підтримувати температуру верхніх шарів масла на рівні не нижче ніж 15 °С, щоб запобігти погіршенню охолодження його обмоток внаслідок підвищення в'язкості масла.

Підтримувати температуру на зазначеному рівні допускається частковим вимкненням електронасосів охолодників, якщо температура верхніх шарів масла не більше ніж 40 °С. При цьому повинно бути не менше двох увімкнутих електронасосів, протилежно приєднаних до бака трансформатора.

10.1.16 У разі необхідності відключення роз'єднувачем або відокремлювачем ненавантаженого трансформатора з регулюванням напруги під навантаженням, якщо це дозволяється відповідним директивним документом, рекомендується після відключення навантаження переводити трансформатор у режим недозбудження, установлюючи перемикач відгалужень у положення, при якому напруга відповідного відгалуження буде вище, ніж підведена напруга мережі (цим досягається

зменшення струму, що намагнічує, приблизно на 45 %).

За наявності в ланцюзі трансформатора на напругу 110, 220 кВ роз'єднувача й віддільника включати під напругу рекомендується роз'єднувачем, а відключати - відокремлювачем.

Дозволяється розземлювати і заземлювати роз'єднувачами нейтралі, ввімкнутих під навантаження трансформаторів, а також дугогасних котушок за відсутності замикання на землю в мережі.

У разі необхідності відключення або включення повітряним викиначем, відокремлювачем або роз'єднувачем трансформатора на напругу 110 кВ, що має ізоляцію нейтралі класу 35 кВ і працює з ізолюваною нейтраллю, остання перед відключенням або включенням повинна бути заземлена за відсутності паралельно включеного трансформатора із заземленою нейтраллю.

10.2 Навантажувальна здатність трансформаторів

10.2.1 Залежно від характеру добового або річного графіка навантаження та температури охолодного середовища допускаються систематичні навантаження та аварійні перевантаження трансформаторів.

Допустимі систематичні навантаження перевищують номінальне навантаження трансформатора, але вони не викликають скорочення встановленого терміну його служби, оскільки при цьому зношення виткової ізоляції трансформатора не перевищує нормального.

Допустимі аварійні перевантаження викликають підвищене, порівняно з нормальним, зношення виткової ізоляції, що може призвести до скорочення встановленого строку служби трансформатора, якщо підвищене зношення згодом не буде компенсоване навантаженнями із зношенням виткової ізоляції нижче нормального.

10.2.2 Значення і тривалість допустимих систематичних навантажень і аварійних перевантажень визначаються для прямокутного двоступінчастого або багатоступінчастого графіка навантаження, в які повинні бути перетворені вихідні графіки навантаження, згідно з ДСТУ 3463 і для сухих трансформаторів - згідно з ДСТУ 2767.

Параметри вихідного графіку навантаження можна визначити з даних засобів вимірювань, якими оснащено трансформатор.

Навантаження трансформатора понад його номінальну потужність допускається тільки за справної і повністю ввімкнутої системи охолодження трансформатора.

10.2.3 Під час визначення допустимих систематичних навантажень температуру охолодного середовища за період дії графіка навантаження або за весь період повторення графіка приймають такою, що дорівнює середньому значенню, якщо при цьому температура позитивна і не змінюється більше ніж на 12 °С. Якщо температура охолодного середовища змінюється більше ніж на 12 °С або, якщо значення температури охолодного повітря негативне, необхідно використовувати еквівалентні значення температури, розраховані згідно з ДСТУ 3463.

У разі визначення допустимих аварійних перевантажень температуру охолодного середовища приймають згідно з її виміряними значеннями під час виникнення аварійного перевантаження.

10.2.4 Для триобмоткового трансформатора допустимі навантаження визначають для найбільш навантаженої фази найбільш навантаженої обмотки.

10.2.5 Для добового двоступінчастого прямокутного графіка навантаження допустимі систематичні навантаження масляного трансформатора та аварійні перевантаження визначають згідно з ДСТУ 3463, а для сухого трансформатора - згідно з ДСТУ 2767.

За необхідності визначення допустимих систематичних навантажень і аварійних перевантажень з підвищеною точністю згідно з вимірними значеннями параметрів конкретного трансформатора, що зазначені в його паспорті, з використанням даних приймальних випробувань та з розрахункових записок трансформатора, а також при добових повторюваних двоступінчастих графіках з тривалістю максимуму навантаження понад 12 годин або при графіках навантаження з циклом повторення, що не дорівнює добі, як і при всіх видах багатоступінчастих графіків навантаження, слід звертатись до виробника.

10.2.6 Допустимі за величиною та тривалістю аварійні перевантаження, зазначено в додатку Е.

10.2.7 Граничні значення параметрів, що контролюються під час експлуатації і обмежують допустимі систематичні навантаження та аварійні перевантаження трансформаторів, наведено в таблиці 3.

10.2.8 Відносне спрацювання виткової ізоляції трансформатора потрібно визначати, за необхідності, згідно з ДСТУ 3463.

При визначенні відносного спрацювання виткової ізоляції необхідно застосовувати коефіцієнт, значення якого наведено в ДСТУ 3463.

Таблиця 3 - Граничні значення температури і струму для режимів навантаження, що перевищує номінальне

Тип навантаження	Трансформатори		
	розподільчі (потужністю до 2,5 МВ·А)	середньої потужності (до 100 МВ·А)	великої потужності (більше 100 МВ·А)
1	2	3	4
Номінальний режим систематичних навантажень: - струм, відн.од. - температура найбільш нагрітої точки та металевих частин, що прилягають до ізоляційного матеріалу, °С - температура масла у верхніх шарах, °С	1,5 140 105	1,5 140 105	1,3 120 105
Режим систематичних тривалих аварійних перевантажень: - струм, відн.од. - температура найбільш нагрітої точки та металевих частин, що прилягають до ізоляційних матеріалів, °С - температура масла у верхніх шарах, °С	1,8 150 115	1,5 140 115	1,3 130 115
Режим короточасних аварійних перевантажень: - струм, відн.од. - температура найбільш нагрітої точки та металевих частин, що прилягають до ізоляційних матеріалів, °С - температура масла у верхніх шарах, °С	2,0 140 115	1,8 160 115	1,5 160 115

10.3 Контроль режимів роботи трансформаторів

10.3.1 В установках з постійним черговим персоналом необхідно періодично виконувати контроль режимів роботи трансформатора з реєстрацією в експлуатаційній документації споживача таких параметрів:

- струму навантаження;
- напруги сторін трансформатора;
- положення РПН та показів лічильника кількості його перемикачів;
- активної та реактивної потужностей;
- температури верхніх шарів масла;
- тиску масла в герметичних вводах напругою від 110 кВ до 750 кВ;
- тиску масла в системі охолодження;
- загрузку в загальній частині автотрансформаторів.

В оперативному журналі необхідно реєструвати температуру зовнішнього повітря, значення якої використовувати для визначення допустимої температури верхніх шарів масла і перевірки відповідності значення тиску у верхніх точках герметичних вводів кривим, наведеним у інструкціях з експлуатації вводів.

Періодичність виконання операцій контролю режиму роботи трансформаторів встановлюється, як правило, інструкціями підприємства залежно від умов роботи трансформатора та з урахуванням чинного ГКД 34.20.507.

10.3.2 Допустимий струм спільної обмотки трансформатора необхідно контролювати за допомогою трансформатора струму, вбудованого в одну з фаз цієї обмотки або згідно з додатком Ж.

10.3.3 Для трансформаторів, на яких можливе перевантаження, необхідно передбачати можливість контролю цього перевантаження.

Слід фіксувати в експлуатаційній документації величину і тривалість перевантаження та температуру верхніх шарів масла трансформатора.

10.3.4 У трансформаторах, установлених у трансформаторних пунктах, не рідше двох разів на рік (у період максимальних і мінімальних навантажень) необхідно вимірювати навантаження струмовимірними кліщами (або за допомогою реєструвальних приладів) і записувати покази температури масла за термометрами. Одночасно слід перевіряти рівномірність навантаження фаз трансформатора.

10.4 Аварійні режими

10.4.1 Аварійними режимами роботи трансформаторів вважаються такі режими, в яких вони не можуть довго працювати, оскільки відхилення навіть одного з основних його параметрів від номінального

значення за достатньої тривалості створює загрозу пошкодження або руйнування частин трансформатора.

10.4.2 Під час оперативних перемикачів і раптового зниженні навантаження підвищення напруги на трансформаторах залежно від тривалості не повинне перевищувати значень, наведених у таблиці 4.

Таблиця 4 - Допустимі перевищення напруги

Параметр	Допустиме значення	
Тривалість перевищення напруги, не більше	20 хв	20 с
Попереднє навантаження щодо номінального струму відгалуження, не більше	0,50	1,00
Кратність напруги щодо номінальної напруги відгалуження, не більше	1,15	1,30

Кількість перевищень напруги тривалістю 20 хв не повинна бути більше 50 протягом одного року. Кількість перевищень напруги тривалістю 20 с не повинна бути більше 100 за строк служби трансформатора, установлений ГОСТ 11677. При цьому кількість перевищень напруги не повинна бути більше 15 протягом одного року і більше двох - протягом однієї доби.

Проміжок часу між двома перевищеннями напруги тривалістю 20 с і 20 хв повинен бути не менше 1 год. Якщо перевищення напруги тривалістю 20 хв відбувалось двічі (з годинним інтервалом), то втретє таке перевищення допустиме тільки в аварійній ситуації і не раніше ніж через 4 год.

За тривалості перевищення напруги, проміжної між двома зазначеними вище значеннями тривалості, допустима напруга дорівнює зазначеній у таблиці 4 для більшого з двох значень тривалості.

Крім того, у разі аварійних комутацій допускаються короточасні перевищення напруги частотою 50 Гц, значення і тривалість яких зазначено в ГОСТ 1516.1 для обладнання, що розроблене до січня 1999 р., і ГОСТ 1516.3 для обладнання, що розроблене після 1999 р.

У випадках, коли за умовами роботи трансформатора не може бути забезпечене обмеження зазначених вище допустимих значень перевищення напруги або тривалість їх впливу, необхідно виконати захист від підвищення напруги.

10.4.3 У трансформаторах з малими коефіцієнтами трансформації (АОДЦТН-133000/330/220, АТДЦТН-250000/330/220) у разі передачі реактивної потужності зі сторони ВН до сторони СН можливі небезпечні насичення ярмів магнітопроводу потоками розсіяння. Тому в таких трансформаторах необхідно контролювати та обмежувати пе-

резбудження ярмів, щоб виключити недопустимі нагрівання елементів конструкції.

Перезбудження ярмів магнітопроводу потрібно контролювати за формулами, наведеними в таблиці 5, використовуючи покази щитових приладів обмоток ВН і СН.

Таблиця 5 - Визначення перезбудження ярмів

Спосіб регулювання напруги трансформатора	Максимальний потік в ярмах магнітопроводу трансформатора, $\Phi_{\text{ярм.макс}}$ (%)
У нейтралі за допомогою регулювальної обмотки	$\frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН.ном}} - U_{\text{СН.ном}}} \cdot 100$
У лінії СН за допомогою регулювальної обмотки, включеної за схемою «вилка з реверсом»	$\frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}} \cdot \frac{U_{\text{СН.ном}}}{U_{\text{СН.ном.р}}}}{U_{\text{ВН.ном}} - U_{\text{СН.ном}}} \cdot 100$
Примітка. $U_{\text{ВН}}$, $U_{\text{СН}}$ - робочі напруги, виміряні на сторонах ВН і СН; $U_{\text{ВН.ном}}$ - номінальна напруга обмотки ВН; $U_{\text{СН.ном}}$, $U_{\text{СН.ном.р}}$ - номінальні лінійні напруги обмотки СН, які відповідають номінальному та даному робочому положенню пристрою перемикачів.	

В автотрансформаторах з РПН у нейтралі (АТДЦТН-250000/330/220) можливе також небезпечне насичення центральної частини стрижнів магнітопроводу.

Перезбудження стрижня магнітопроводу необхідно контролювати за даними щитового приладу обмотки НН за формулою:

$$\Phi_{\text{ст}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{НН.ном}}} \cdot 100, \quad (1)$$

де $U_{\text{НН}}$ - напруга, виміряна на стороні НН у робочому режимі, кВ;
 $U_{\text{НН.ном}}$ - номінальна напруга обмотки НН, кВ.

Тривале (до 6 годин на добу) перезбудження ярмів та стрижнів магнітопроводу трансформатора не повинне перевищувати 10 %.

У разі виникнення перезбудження, більшого від зазначеного значення або тривалого, слід вжити заходів щодо зниження його до 10 % зменшенням реактивного навантаження трансформатора за погодженням з диспетчером енергосистеми.

10.4.4 Розрахункові значення допустимих кратностей усталених струмів короткого замикання, які трансформатори витримують без пошкодження протягом допустимої тривалості, визначаються згідно з ГОСТ 11677.

Найбільша тривалість допустимого значення короткого замикання на вводах трансформатора: при замиканні на стороні

НН ($U_{ном} \leq 35$ кВ) - не більше 4 с, а при замиканні на сторонах ВН, СН і НН ($U_{ном} \geq 110$ кВ) - не більше 3 с.

Допустиму тривалість зовнішнього короткого замикання t_k під час протікання усталеного струму короткого замикання, меншого ніж найбільше значення, слід приймати за формулою:

$$t_k = t_{k, макс} \cdot \frac{I_{k, доп}^2}{I_k^2}, \quad (2)$$

де t_k - допустима тривалість зовнішнього короткого замикання, с;

$t_{k, макс}$ - допустима тривалість найбільшого значення струму короткого замикання, зазначена вище, с;

I_k - усталений струм короткого замикання, значення якого менше допустимого, А;

$I_{k, доп}$ - допустимий усталений струм короткого замикання відгалуження, А.

Найбільша допустима тривалість зовнішнього короткого замикання t_k приймається не більше 15 с.

У разі збільшення потужності мережі та підвищення кратності струму короткого замикання хоча б через одну з обмоток вище допустимого значення необхідно вжити в енергосистемі заходів щодо обмеження струму через трансформатор (установлення струмообмежувальних реакторів, резисторів, секціонування мережі тощо).

Скорочення кількості небезпечних впливів струмів короткого замикання, близьких до допустимого, на обмотки трансформаторів рекомендується виконувати заборонаю автоматичного повторного або ручного ввімкнення пошкоджених ліній електропередавання, підключених на сторонах СН або НН.

10.4.5 Трансформатори, крім ТСН, енергоблоків витримують у експлуатації ударні поштовхи струмом. При цьому кількість і значення кратності ударних поштовхів струму не повинні перевищувати значень, наведених у таблиці 6.

Допустимість поштовхів струмом тривалістю більше 15 с повинна бути узгоджена з виробником.

Таблиця 6 - Допустима кількість ударних поштовхів струму

Кількість ударних поштовхів струму за добу	Кратність струму по відношенню до номінального, не більше
До 3	2,0
Понад 3 до 10	1,3
Понад 10 до 1000	1,1

10.5 Несправності та аварії трансформаторів

10.5.1 Несправності трансформаторів

10.5.1.1 Несправності трансформатора можна виявити під час огляду, за дією попереджувальної сигналізації та показуючих приладів, результатами фізико-хімічного аналізу масла з бака трансформатора та контактора, за результатами хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів і профілактичних випробувань.

10.5.1.2 У разі виявлення несправності необхідно вжити всіх можливих заходів щодо її усунення.

Якщо виявлені несправності не можна усунути без вимкнення трансформатора, його необхідно вимкнути.

Вимикати трансформатор для більш детального з'ясування причин несправності та наступного, за необхідності, його виведення в ремонт за сильного та нерівномірного шуму, потріскування всередині трансформатора необхідно в таких випадках:

- 1) робота газового захисту: "на сигнал";
- 2) ненормальне, постійно зростаюче нагрівання трансформатора під час нормальної роботи системи охолодження і навантаження не вище номінального;
- 3) поява тріщин і відколів порцеляни на вводах трансформатора, а також ковзних розрядів або слідів перекриття;

- 4) викид масла з бака через запобіжні клапани або трубу;
- 5) зношення запобіжної мембрани на баці контактора;
- 6) протікання масла, яке викликає його виток із розширників;
- 7) наявність у маслі зваженого вугілля, води, великої кількості механічних домішок, кисла реакція масла, знижена пробивна напруга та зниження температури спалаху масла більше ніж на 5 °С (порівняно з результатами попередніх випробувань);
- 8) різка зміна кольору масла;
- 9) збільшення загального газовмісту в маслі в трансформаторах з пливковим захистом;

10) наявність дефектів твердої ізоляції або струмовідних з'єднань, виявлених за результатами аналізу розчинених у маслі газів.

10.5.1.3 У разі підвищення температури масла трансформатора з примусовими системами охолодження понад допустиме значення (див. 10.1.14) необхідно ввести в роботу резервний охолодник, з'ясувати причини підвищення температури і вжити заходів щодо їх усунення. Для цього необхідно:

- перевірити навантаження трансформатора і відповідність температури масла цьому навантаженню з урахуванням температури навколишнього середовища;
- звірити покази датчиків температури між собою;

- перевірити роботу системи охолодження.

У разі несправності системи охолодження з'ясувати причини її появи та вжити заходів щодо її усунення.

За неможливості швидкого усунення несправності, що викликала перегрівання, трансформатор необхідно розвантажити до допустимої потужності згідно з 10.5.2.

Слід також пам'ятати, що у разі систематичних допустимих навантажень і аварійних перевантажень відповідно до вимог, зазначених у 10.2, допустима температура верхніх шарів масла перевищує 75 °C (таблиця 3).

10.5.1.4 У разі зниження рівня масла в розширниках трансформатора або пристрою РПН необхідно здійснити огляд трансформатора, визначити причини зниження рівня масла та вжити заходів щодо його відновлення.

Основною причиною зниження рівня масла в розширнику, як правило, є порушення маслощільності трансформатора. Якщо усунення витoku масла без вимкнення трансформатора неможливе, слід вжити заходів щодо виведення трансформатора з роботи для усунення витoku та доливання масла.

У разі зниження рівня масла за зниження температури навколишнього повітря внаслідок неправильно встановленого рівня масла необхідно долити масло в розширик.

У разі появи сигналу про зниження рівня масла в розширнику пристрою РПН необхідно вжити заходів щодо заборони перемикачів пристрою РПН. Елемент, що сигналізує про низький рівень масла, повинен бути ввімкнений на вимикання трансформатора.

У разі появи сигналу про високий рівень масла в будь-якому з розширників необхідно відрегулювати рівень масла в розширнику за середньою температурою масла в баці трансформатора або контактора пристрою РПН.

Середню температуру масла у вимкненому трансформаторі визначають за показами датчиків температури за час 3 t - 4 t з моменту вимкнення трансформатора (t - стала часу трансформатора, наведена в його паспорті).

У разі потреби доливання масла в працюючий трансформатор для визначення середньої температури масла в баці трансформатора необхідно виміряти значення температури верхніх шарів масла зменшити на 3 °C для системи ДЦ (OFAF), на 8 °C - для системи М (ONAN) і на 10 °C - для системи Д (ONAF).

Рівень масла у відсіку розширника пристрою РПН установлюють таким, щоб покази маслопоказчика (за позитивної температури масла) відповідали приблизно середині шкали маслопоказчика.

10.5.1.5 У разі появи сигналу про несправність пристрою РПН трансформатора з дії сигнальних реле необхідно визначити характер несправності (несправність приводу РПН, несправність блока автоматичного регулювання тощо), причини її появи та вжити заходів щодо її усунення.

У разі застрягання пристроїв РПН у проміжному положенні або за неузгодженості їх приводів (однофазні пристрої) необхідно:

- відключити трансформатор від мережі;

- установити режим дистанційного керування пристроєм РПН, якщо до цього був режим автоматичного керування;

- визначити положення пристрою РПН кожної фази трансформатора за допомогою показника положення на щиті керування або покажчика положення приводу;

- за відсутності видимих пошкоджень пристрою РПН у шафі приводу неузгодженого пристрою встановити в положення «Місцеве» перемикач режиму керування пристроєм;

- електричним приводом (натисканням відповідної кнопки в шафі керування) довести пристрій РПН до положення, якого він не досяг перед зупинкою в проміжному положенні;

- установити перемикач режиму керування пристроєм РПН у положення «ДА»;

- за необхідності установити режим автоматичного керування пристроєм РПН.

Якщо пристрій РПН неможливо довести до необхідного положення електричним приводом, необхідно вивести трансформатор у ремонт і усунути несправності пристрою РПН або його приводу.

10.5.1.6 У разі появи сигналу про закриття відсічного клапана і відсутності дії захистів від внутрішніх пошкоджень трансформатора з дії сигнальних реле визначити трансформатор (фазу трифазної групи) з закритим відсічним клапаном і відкрити його. Перед відкриттям клапана необхідно злити масло з його кожуха.

З'ясувати та усунути причину (наприклад, несправність кола керування) помилкової дії відсічного клапана.

У разі закриття відсічного клапана трансформатора дією його захистів від внутрішніх пошкоджень необхідно оглянути трансформатор і, за відсутності витoku масла, відкрити відсічний клапан, газовий захист на момент відкриття потрібно перевести на: «сигнал».

10.5.2 Відмови системи охолодження ДЦ (OFAF) трансформатора

10.5.2.1 У разі відмови частини охолодників (під відмовою охолодника мається на увазі відмова хоча б однієї з його функцій - дуття,

циркуляції масла) тривало допустиме навантаження P (в частках номінальної потужності) трансформатора визначають за формулою:

$$P = \sqrt{\frac{m}{n} \left(\frac{P_{xx}}{P_{кз}} + 1 \right) - \frac{P_{xx}}{P_{кз}}} \quad (3)$$

де m - кількість справних охолодників, що залишилися у роботі, шт;
 n - загальна кількість робочих охолодників трансформатора, шт;
 P_{xx} - втрати неробочого (ХХ) ходу трансформатора, кВт;
 $P_{кз}$ - втрати короткого замикання трансформатора за номінального навантаження, кВт.

У разі повної відмови системи охолодження допускається робота трансформатора з навантаженням за струмом не більше номінального протягом 10 хв або режим неробочого ходу - протягом 30 хв.

Якщо після зазначеного часу температура верхніх шарів масла не досягла 75 °С, допускається підтримувати навантаження за струмом не більше номінального до досягнення зазначеної температури, але не більше 1 год після появи відмови системи охолодження.

Зазначений вище режим роботи трансформатора повинен припинятися автоматично дією, спеціально передбаченого для цього, технологічного захисту.

Трансформатори з дуттьовим охолодженням масла (Д - ONAF) у разі аварійного вимкнення усіх вентиляторів дуття можуть працювати з номінальним навантаженням протягом часу, наданого в таблиці 7.

Таблиця 7 - Допустима тривалість навантаження

Температура зовнішнього повітря, °С	Допустима тривалість навантаження, год
мінус 15	60
мінус 10	40
0	16
10	10
20	6
30	4

10.5.2.2 За дією сигнальних пристроїв, що фіксують несправність системи охолодження трансформатора, необхідно визначити трансформатор (фази трифазної групи) з несправною системою охолодження, з'ясувати причини появи несправностей та вжити заходів щодо їх усунення.

У разі появи сигналу про аварійне вимкнення всіх охолодників трансформатора необхідно:

- зафіксувати час втрати охолодження;
- з дії сигнальних пристроїв визначити трансформатор (фази трифазної групи) з вимкнутою системою охолодження;
- визначити температуру верхніх шарів масла трансформатора;
- вжити заходів щодо відновлення нормальної роботи системи охолодження.

10.5.3 Дія газового захисту трансформатора «на сигнал»

10.5.3.1 У разі спрацювання газового захисту трансформатора «на сигнал» необхідно негайно розвантажити та вимкнути трансформатор для з'ясування причин спрацювання газового реле, відібрати проби газу з газового реле для хроматографічного аналізу, а також відібрати проби масла з бака трансформатора для хроматографічного аналізу газів, розчинених у маслі.

Відбирання проб газу здійснювати при відкритому відсічному клапані за допомогою стаціонарного пристрою (за його наявності) у гумові відсмоктувальні балони, ємкістю не менше ніж 500 см³, або в бюрети, об'ємом 500 см³, з підсоленою водою. При цьому слід мати на увазі, що газ, відібраний в гумові ємкості, повинен знаходитись у них не більше ніж 2 години.

10.5.3.2 Якщо під час огляду трансформатора ознак ушкодження не знайдено, то потрібно перевірити наявність масла в розширнику, відкрите положення відсічного клапана, крізь оглядове скло визначити наявність газу в реле, відібрати проби газу з реле для хроматографічного аналізу та перевірки його на горючість і проби масла з бака трансформатора для хроматографічного аналізу газів, розчинених у маслі.

10.5.3.3 Перевіряти газ на горючість необхідно у приміщенні відразу після його відбирання.

Якщо газ є горючим або в трансформаторі (за результатами аналізу газу і хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів) містяться продукти розкладання ізоляції або масла, трансформатор необхідно вивести в ремонт.

Якщо газ негорючий та в ньому відсутні продукти розкладання ізоляції, трансформатор може бути залишений у роботі з подальшим наглядом за виділенням газу. У разі збільшення частоти появи газу в реле трансформатор необхідно розвантажити та вимкнути для виявлення причини виділення газу.

10.5.4 Аварійне автоматичне вимкнення трансформатора

10.5.4.1 У разі аварійного автоматичного вимкнення трансформатора дією захистів від внутрішніх пошкоджень необхідно діяти згідно з 9.2.3.1-9.2.3.6, 10.5.1.1, 10.5.1.2.

Перед відбиранням проби газу в цьому випадку потрібно відкрити вручну відсічний клапан, якщо він закритися. При цьому слід мати на увазі, що проби газу можна не відбирати, якщо рівень масла в розширнику з гнучкою оболонкою нижче мінімального. У цьому випадку до відбирання проби газу рекомендується долити масло в розширник до рівня, що перевищує мінімальний.

10.5.4.2 У разі аварійного вимкнення трансформатора дією захистів від внутрішніх пошкоджень (газовим, диференціальним тощо) необхідно виконати позачерговий огляд трансформатора та його комплектуючих і діяти згідно з диспетчерськими інструкціями.

Огляд здійснити через патрубок для установлення маслопоказника. У разі виявлення провисання оболонки у верхній частині внаслідок попадання газу між стінкою розширника та оболонкою на непрацюючому трансформаторі виконати такі операції:

- від'єднати повітроосушник і на його місце підвести повітропровід з манометром;
- заглушити патрубок для показника рівня масла;
- закрити засувку на маслопроводі між корпусами відсічного клапана та газового реле;
- наповнити гнучку оболонку повітрям до тиску 15 кПа (0,15 атм);
- відкрити заглушки на верхніх патрубках розширника (викрутити пробки), випустити газ, що зібрався і, за появи масла, ущільнити патрубки (пробки);
- зняти тиск у оболонці та вимкнути повітропровід;
- відкрити засувку на маслопроводі між корпусами відсічного клапана та газового реле;
- під'єднати повітроосушник;
- установити показник рівня масла;
- відкрити відсічний клапан.

Слід пам'ятати, що роботи з видалення газу з розширника необхідно здійснювати швидко, без затримок, щоб запобігти ушкодженню бака трансформатора після закриття зазначеної вище засувки та відсічного клапана.

Щоб переконатись у герметичності оболонки та розширника після випуску з нього газу, потрібно повторити огляд гнучкої оболонки не пізніше одного місяця. У разі виявлення порушення герметичності розширник необхідно демонтувати і перевірити окремо герметичність оболонки та розширника відповідно до вимог інструкції з експлуатації розширника з гнучкою оболонкою.

10.5.4.3 У разі вимкнення трансформатора дією захисного реле пристрою РПН, необхідно оглянути трансформатор, кришки баків контакторів пристроїв РПН і захисні реле. При цьому, необхідно переконавшись у відсутності неправильної роботи захисного реле, а також звернути увагу на стан запобіжної мембрани та рівень масла в розширнику контактора пристрою РПН.

Увімкнення трансформатора в роботу після спрацювання захисного реле або запобіжної мембрани необхідно здійснювати тільки після проведення ревізії контактора пристрою РПН і заміни ушкоджених деталей металокерамічних контактів, струмообмежувальних резисторів, а також масла в баці контактора. Зазначені роботи потрібно виконувати згідно з вказівками інструкції з експлуатації пристрою РПН.

10.5.5 Пожежа на трансформаторі

У разі виникнення пожежі на трансформаторі, необхідно зняти напругу, якщо він не вимкнувся автоматично дією захистів, викликати пожежну команду, повідомити керівництво енергопідприємства та розпочати гасіння пожежі відповідно до інструкції підприємства з гасіння пожеж у електроустановках.

Якщо автоматично не ввімкнулась стаціонарна система пожежогашіння (трансформатор потужністю 200 МВА і більше), необхідно ввімкнути її вручну.

Під час гасіння пожежі необхідно вжити заходи щодо запобігання поширенню вогню, виходячи з умов, що створились.

11 ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Для підтримки трансформатора в працездатному стані протягом усього періоду його експлуатації (від першого введення в роботу до повного списання в результаті морального або фізичного зношення) необхідно регулярно здійснювати технічне обслуговування трансформатора.

Установлюють такі види планового технічного обслуговування трансформатора:

- технічний огляд;
- профілактичний контроль.

Технічне обслуговування трансформатора необхідно виконувати згідно з цим розділом та відповідними інструкціями з експлуатації складових частин комплектуючих виробів (додаток И).

Об'єм експлуатаційних робіт для підтримки характеристик ізоляційного масла наведено в додатку К.

11.1 Технічне обслуговування та контроль за станом трансформаторів

11.1.1 Технічний огляд трансформатора слід проводити відповідно до 9.1.5. Додатково до цього потрібно перевірити:

- відсутність сторонніх шумів, помітних вібрацій, що призводять до ушкодження або неправильної роботи складових частин, приладів і апаратури, установлених на трансформаторі;
- відповідність показів лічильників кількості перемикачів приводів пристроїв РПН кількості здійснених перемикачів;
- правильність положення перемикачів режиму роботи охолоджувачів.

11.1.2 Технічний огляд складових частин трансформатора необхідно виконувати відповідно до інструкцій заводу-виробника з експлуатації цих частин.

11.1.3 Періодичність технічних оглядів трансформатора без його вимкнення, як правило, установлюється інструкціями підприємства відповідно до вимог ГКД 34.20.507.

11.1.4 Працюючі трансформатори та реактори слід оглядати з дотриманням НПА ОП 40.1-1.01, тобто не наближатись на небезпечну відстань до частин, що знаходяться під напругою.

Трансформатори та реактори без вимкнення потрібно оглядати в такі терміни:

- в установках з постійним чергуванням персоналу або з місцевим персоналом: головні трансформатори електростанції та підстанції, основні та резервні трансформатори власних потреб, а також трансформатори (автотрансформатори) зв'язку електростанції та реактори - один раз на добу, решту трансформаторів - один раз на тиждень;
- в установках без постійного чергування персоналу - не рідше одного разу на місяць, а в трансформаторних пунктах - не рідше одного разу на шість місяців.

Залежно від місцевих умов і стану трансформаторів і реакторів зазначені терміни можуть бути змінені технічним керівником підприємства.

У разі різкого зниження температури зовнішнього повітря або інших різких змін погодних умов необхідно здійснити позачергові огляди всіх трансформаторів і реакторів зовнішнього установлення, перевіряючи рівень масла, стан ввідів і системи охолодження.

Зазначені вище огляди повинен здійснювати черговий персонал. Крім того, трансформаторні установки повинні періодично оглядатись керівним персоналом, що відповідає за експлуатацію в цілому.

11.1.5 Під час роботи трансформатора та реактора, що мають охолодження з примусовою циркуляцією масла (ДЦ - OFAF або Ц - OFWF), слід періодично (під час оглядів) контролювати за манометрами тиск масла і води в системі охолодження.

Для запобігання попаданню води в масло за працюючих насосів тиск масла в охолоднику повинен бути на 0,1 МПа (1 кгс/см^2) вище ніж води. Для запобігання попаданню води в масло у разі аварійної зупинки маслососа необхідно, щоб статичний напір масла в охолодниках перевищував максимальний наднормальний робочий тиск води не менше ніж на 0,01 МПа ($0,1 \text{ кгс/см}^2$), що повинно бути забезпечено відповідним розташуванням охолодників і схемою подавання охолоджувальної води.

Слід також не рідше одного разу на шість місяців перевіряти справність сигналізації припинення циркуляції масла, охолоджувальної води або зупинки вентиляторів, а також увімкнення резервного охолодника або джерела живлення.

Не дозволяється залишати в роботі трансформатор і реактор з несправною сигналізацією.

11.1.6 Ступінь охолодження масла в трансформаторі з масляно-водяним охолодженням слід контролювати за різницею температур масла на вході та виході з охолодника. За номінального навантаження трансформатора різниця температур повинна бути не менше 10°C . У разі перевищення цього рівня слід вживати заходів щодо форсування охолодження. Якщо немає можливості збільшити витрату води, то слід на деякий час увімкнути резервний маслосос.

11.1.7 Взимку, під час вимкнення трансформатора з масляно-водяним охолодженням, необхідно спускати воду з охолодників або утеплювати їх із проведенням інших заходів для запобігання заморожуванню.

11.2 Профілактичний контроль

Під час профілактичного контролю передбачають виконання робіт з перевірки трансформаторного масла, профілактичних випробувань трансформатора, а також виконання регламентних робіт у міжремонтний період із заміни зношених частин і матеріалів (шарикопідшипники маслососів, силікагель фільтрів тощо).

11.2.1 Випробування трансформаторного масла

11.2.1.1 У процесі експлуатації трансформатора необхідно періодично контролювати стан трансформаторного масла в баках транс-

форматора та контакторів пристроїв РПН, у вводах негерметичного виконання.

Необхідно також здійснювати хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі всіх трансформаторів з пристроями РПН, трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, а також трансформаторів власних потреб.

Відібране, з бака трансформатора на напругу 150 кВ і вище, масло для фізико-хімічного аналізу необхідно перевіряти згідно з 1, 2, 4-7, 10 і 11 таблиці Б.1 (додаток Б), із вводів - відповідно до інструкції на вводи, з трансформаторів на напругу до 110 кВ - згідно з 1, 2, 4-6, у разі погіршення ізоляції - згідно з 7 таблиці Б.1. Відбирають проби масла на працюючому трансформаторі або ж відразу після його вимкнення.

Для проб масла, узятих з бака контактора пристрою РПН, потрібно визначити пробивну напругу та вміст води.

Періодичність відбирання проб масла зазначено в таблиці 8.

Таблиця 8 - Періодичність відбирання проб масла

Місце відбирання	Періодичність відбирання	
	для фізико-хімічного аналізу	для хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів
1	2	3
Бак трансформатора	після ввімкнення через: -10 днів; -1 місяць; - 3 місяці; періодично: - один раз на три роки; - за аварійного вимкнення.	-трансформатори на напругу 110 кВ - 150 кВ потужністю менше ніж 60 МВ·А та трансформатори власних потреб блоків - через три доби після ввімкнення під навантаження, далі - не рідше одного разу на шість місяців; - трансформатори на напругу 110 кВ потужністю 60 МВ·А і більше - протягом першої доби, через три доби, через один, три, шість місяців після ввімкнення під навантаження і далі - не рідше одного разу на шість місяців; - трансформатори на напругу 220; 330; 750 кВ потужністю 60 МВ·А і більше - протягом першої доби, через три доби, тиждень, два тижні, один, три, шість місяців після ввімкнення і далі - не рідше одного разу на шість місяців; - трансформатори 35 кВ - у гарантійний період, після ремонту зі зливанням масла та в процесі експлуатації - як для трансформаторів 110 кВ потужністю меншою ніж 60 МВ·А; - перед ввімкненням в роботу після монтажу, ремонту зі зливанням масла, після тривалого знаходження у вимкнутому стані
Бак контактора пристрою РПН	через кожні N перемикачів, але один раз на рік — обов'язково, де, N=5000 (PHOA) N=30 000 (PC) N=50 000 (SCV, SDV-3)	Не здійснюється, крім випадків, передбачених п 12.9.7 СОУ-Н ЕЕ 46.501
Вводи на напругу 110 кВ і вище	Відповідно до інструкції на вводи	-

Показники якості масла повинні задовольняти норми, наведені в таблиці Б.1 (додаток Б).

У разі виявлення ознак погіршення стану масла в початковий період експлуатації трансформатора необхідно звертатись за консультацією на підприємство-виробник.

Оцінення результатів хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів необхідно здійснювати згідно з СОУ-Н ЕЕ 46.501.

11.2.1.2 Для заливання необхідно застосовувати масло з характеристиками згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.302, витяг з якого наведено у додатку Б, та ГКД 34.43.101.

Для доливання необхідно застосовувати, як правило, масло, аналогічне залитому в трансформатор.

Масла, виготовлені за різними стандартами та технічними умовами, рекомендується зберігати та застосовувати, як правило, окремо. Змішування масел різної якості не рекомендується, оскільки це призводить до погіршення якості кращого масла, зниження його строку служби та підвищення експлуатаційних витрат під час технічного обслуговування трансформатора.

11.2.2 Профілактичні випробування трансформаторів

11.2.2.1 Профілактичні випробування трансформаторів необхідно здійснювати під час поточних і капітальних ремонтів для перевірки стану трансформатора, що знаходиться в експлуатації, і одночасно перевірки якості ремонту.

За необхідності, профілактичні випробування можна здійснювати в міжремонтний період під час планового технічного обслуговування з метою контролю стану ізоляції трансформатора, якщо є ознаки її погіршення, наприклад, через зниження якості масла.

Випробування трансформатора також необхідно здійснювати після аварії, якщо вона не супроводжувалась пожежею.

11.2.2.2 Профілактичні випробування необхідно здійснювати в обсязі, передбаченому СОУ-Н ЕЕ 20.302. При цьому вимірювання характеристик ізоляції обмоток трансформатора (R_{60}/R_{15} , $tg\delta$) слід здійснювати за схемами, наведеними в його паспорті.

У трансформаторах потужністю 63 МВА та більше необхідно виконувати вимірювання Z_k не тільки під час першого введення в експлуатацію, а й під час капітальних ремонтів, а також після протікання крізь трансформатор струмів 0,7 і більше допустимого розрахункового струму короткого замикання трансформатора (ГОСТ 11677).

Залежно від виду робіт обсяг перевірок може бути обмежений перевіркою контрольних параметрів, що найбільш чітко виявляють дефект, який може бути допущений при виконанні даного виду робіт. Наприклад, після заміни вводу достатньо обмежитись перевіркою

опору обмоток постійному струму і трансформаторного масла з бака трансформатора, а також вимірюванням характеристик ізоляції його обмоток.

Результати випробувань слід порівнювати з установленими нормами. Якщо вимірювана величина не нормується, її необхідно порівняти з даними попередніх вимірювань або аналогічних вимірювань на однотипному трансформаторі, з результатами решти випробувань тощо.

Допустимі відхилення значення Z_k від значення, вимірюваного на місці установлення трансформатора під час його першого введення в роботу, повинні становити не більше ніж 3 %, а від значення, обчисленого за паспортними даними - не більше ніж 5 %.

Основні методичні вказівки з випробувань трансформаторів наведено в ГОСТ 3484 та РД 16.363.

Вимірювання Z_k трансформаторів необхідно здійснювати згідно з чинною методикою.

Результати усіх випробувань необхідно оформляти протоколами, в яких, крім результатів вимірювань і випробувань, навести дані про прилади та схеми випробувань, температури обмоток, масла та інші, необхідні для порівняння результатів випробувань, проведених у різний час.

11.2.2.3 Результати випробувань не можуть бути єдиним і достатнім критерієм для оцінення стану трансформатора.

Для оцінення стану трансформатора потрібно застосовувати системний підхід, що враховує результати всіх випробувань, у тому числі, додаткових, перед ремонтом (наприклад, вимірювання опору короткого замикання), відомостей про попередню роботу трансформатора, дані огляду та внутрішнього ремонту.

Аналіз стану трансформатора включає:

- систематизацію і аналіз режимів роботи трансформатора, при цьому особливу увагу приділяють розгляданню аварійних режимів, допустимих навантажень і перевантажень;
- систематизацію та аналіз відмов і несправностей трансформаторного обладнання і складових частин (у тому числі контрольно-вимірювальної апаратури);
- оцінення результатів робіт з поточного обслуговування, виявлення вузлів, які працюють понад нормативний ресурс (у першу чергу - маслонуоси системи охолодження);
- систематизацію та аналіз результатів перевірки трансформаторного масла та профілактичних випробувань трансформатора з визначенням тенденції їх зміни; при цьому особливу увагу слід приді-

ляти результатам аналізу розчинених у маслі газів і характеристикам масла, які свідчать про рівень забруднення і старіння.

Для оцінення вмісту води ізоляції трансформаторів на напругу 110 кВ і вище необхідно використовувати макети ізоляції.

Програма додаткових випробувань і внутрішнього огляду повинна враховувати: результати аналізу стану трансформатора, умов експлуатації, особливостей його конструкції.

Остаточне оцінення стану трансформатора слід здійснювати за результатами всіх випробувань і вимірювань та порівнянням їх з даними попередніх випробувань і вимірювань з урахуванням аналізу даних з його експлуатації.

За результатами оцінення стану трансформатора приймається рішення про терміни проведення відповідного ремонту.

11.2.3 Регламентні роботи

11.2.3.1 Для вчасного виконання регламентних робіт необхідно вести облік тривалості робіт вузлів і матеріалів, схильних до зношення або старіння (шарикопідшипники маслonaсосів, силікагель фільтрів тощо).

11.2.3.2 Заміну силікагелю та повстяної прокладки в термосифонних і адсорбційних фільтрах допускається здійснювати на працюючому трансформаторі.

Під час проведення робіт на адсорбційному фільтрі необхідно перевести дію вимикального елемента газового реле - «на сигнал».

Для заповнення фільтрів слід застосовувати силікагель марки КСКГ згідно з ГОСТ 3956. Силікагель, що був у використанні, необхідно просушити до залишкового вмісту води не більше 0,5 % (за масою).

Періодичність заміни силікагелю зазначено в додатку Л.

Під час заміни силікагелю особливу увагу слід звертати на видалення повітря з фільтрів, керуючись при цьому інструкцією з експлуатації термосифонного та адсорбційного фільтра.

11.2.3.3 Для заповнення повітроосушника необхідно застосовувати силікагель марки КСМГ або КСКГ, просочений хлористим кальцієм і просушений до залишкового вмісту води не більше 0,5 % (за масою).

Патрон заповнювати індикаторним силікагелем згідно з ГОСТ 8984.

Одночасно з заміною силікагелю слід здійснювати очищення внутрішньої порожнини і заміну масла в масляному затворі, керуючись вказівками інструкції з експлуатації повітроосушника.

11.2.3.4 Змащувати шарніри та тертьові деталі передачі пристрою РПН серії РНОА необхідно через кожні шість місяців тугоплавким, незамерзаючим мастилом.

Заміну мастила в редукторах приводів пристроїв РПН необхідно здійснювати відповідно до вказівок інструкцій з їх експлуатації.

11.2.3.5 Регламентні роботи під час технічного обслуговування маслonaсосів серії МТ потрібно здійснювати після напрацювання 20 тисяч годин.

При цьому необхідно вимкнути маслonaсос із системи охолодження і перевірити стан підшипників, ущільнень, величину опору ізоляції електродвигуна відносно до корпусу, стан щільного ущільнення робочих коліс.

Заміну шарикопідшипників та інші відбудовні роботи потрібно здійснювати при напрацюванні маслonaсосом не більше 50 тис.год, якщо інше не зазначено в його інструкції. Ці роботи повинні виконуватись відповідно до вказівок, що містяться в паспорті маслonaсоса.

11.2.3.6 Не рідше одного разу на шість місяців необхідно перевіряти справність сигналізації вимкнення маслonaсосів і вентиляторів, а також увімкнення резервного охолодника і джерела живлення.

11.2.3.7 У разі оперативного вимкнення трансформатора необхідно залишати в роботі кола сигналізації маслпоказників, відсічного клапана і газового реле (захисту РПН).

12 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ПРИСТРОЇВ ПЕРЕМИКАННЯ ВІДГАЛУЖЕНЬ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРІВ

12.1 Загальні положення

12.1.1 Для забезпечення зміни коефіцієнта трансформації трансформаторів, з метою регулювання напруги, застосовують пристрої перемикавання (далі - ПП) відгалужень обмоток трансформаторів, які поділяються на дві групи:

- ПП, що здійснюють перемикавання на працюючому трансформаторі під навантаженням, називаються пристроями РПН;
- ПП, що здійснюють перемикавання на незбудженому вимкненому від мережі трансформаторі, називаються пристроями ПБЗ.

12.1.2 Пристрої РПН поділяються на два види:

- повільнодіючі, у яких струмообмежувальним елементом є окремий струмообмежувальний реактор, також називаються реакторними пристроями РПН;

- швидкодіючі РПН, в яких струмообмежувальним елементом є активний резистор (опір), що, як правило, установлюється в контакт-рі, час обтікання струмом резисторів становить до декількох десятків мілісекунд. Швидкодіючі РПН називають резисторними.

12.1.3 Більше половини парку трансформаторів потужністю більше 1 МВ·А оснащені РПН. В експлуатації знаходиться декілька типів РПН вітчизняного та імпорного виробництва, а саме:

- реакторні пристрої - типу РНТ-13, РНТ-18, РНТ-20, РНТ-23 з приводними механізмами (далі - ПМ) типу ПДП-1, ПДП-4, МА-1;

- швидкодіючі РПН - типу РС-3, РС-4, РС-9 із ПМ типу МЗ-2, МЗ-4, SDV- 630 або 1250, SCV-1600, SAV-1600 із ПМ типу ЕМ-1. РНТА на струми 125; 200; 320; 630 А, типу ЗРНОА, РНОА на номінальні напруги 35; 110; 220 і 330 кВ.

12.1.4 Практично всі трансформатори без РПН потужністю до 250 МВ·А і обмотки СН триобмоткових трансформаторів РПН оснащені РПН ПБЗ, що, як правило, мають ручний привід на п'ять положень для регулювання напруги в діапазоні $\pm (2,5 \cdot 2) \%$, таких типів:

- ПБ - барабанного типу однофазні з кільцевими контактами на струми 400 А і більше;

- ПТ-6 - барабанного типу трифазні;

- ПТЛ - барабанного типу трифазні з ламельними контактами на струм до 400 А;

- ПТР - трифазні рейкові перемикачі з ламельними контактами на струм до 400 А класу напруги 10 кВ.

12.1.5 Для усіх РПН основними профілактичними роботами є огляди приводу, усунення протікань через сальник, за їх появи, підтягуванням нагвинчуваної гайки під час кожного перемикання, а за їх відсутності - один раз на шість місяців здійснювати прогін РПН: 10 циклів за всім діапазоном. Ремонт РПН потрібно здійснювати згідно з інструкцією заводу-виробника під час капітального ремонту трансформатора.

12.2 Експлуатація пристроїв РПН

12.2.1 Пристрої РПН повинні експлуатуватись відповідно до інструкції заводів-виробників. Інструкції підприємства необхідно складати на основі інструкцій заводу-виробника і вимог цього розділу.

12.2.2 Після монтажу або ремонту РПН в обов'язковому порядку перевіряють його роботу в обсязі і послідовності, зазначених у інструкції заводу-виробника.

Під час випробування трансформаторів або автотрансформаторів з пристроєм РПН перед включенням їх у роботу після монтажу або капітального ремонту слід на неробочому ході виконати два-три по-

вних цикли перемикачів дистанційно для перевірки роботи пристрою РПН.

12.2.3 Після монтажу, кожної ревізії або вимкнення трансформатора на тривалий час під час підготовки трансформатора до ввімкнення під навантаження необхідно виконати прогін вибірнику відгалужень по всіх положеннях два-три рази для зняття плівки окисів із контактних поверхонь.

12.2.4 Пристрій РПН трансформатора повинен постійно знаходитись у робочому стані, його робота (кількість операцій) повинна фіксуватись лічильником кількості операцій.

За наявності блоку АРН він повинен бути постійно введеним у роботу та виводитись із роботи тільки при несправності і режимах роботи трансформаторів, при яких блок автоматичного керування не може бути використаний. Сьогодні замість блоку АРТ-1Н освоєно блок автоматичний ЕРНТ-1.

12.2.5 Під час роботи трансформаторів, обладнаних пристроєм РПН з блоком автоматичного керування приводом, потрібно забезпечити виведення блоку з роботи та видання сигналізації несправності у разі:

- невиконання команди (привід не пішов);

- незакінчення команди на перемикач (застрягання контактів вибірнику в проміжному положенні, несправність приводного механізму);

- виходу з ладу блоку автоматичного керування приводом;

- зникнення живлення приводу пристрою РПН і блоку автоматичного керування.

Під час паралельної роботи трансформаторів, обладнаних пристроєм РПН з блоками автоматичного керування приводом, блок автоматичного керування потрібно виводити з роботи у разі:

- несправності блоку автоматичного керування приводом;

- невиконання команди на перемикач (несправність одного з приводних механізмів, застрягання в проміжному положенні контактів вибірнику одного з пристроїв РПН);

- неузгодження коефіцієнтів трансформації паралельно працюючих трансформаторів і у фазах трансформаторів з однофазними пристроями РПН.

У разі пошкодження блоку автоматичного керування його потрібно вимкнути, а пристрій РПН слід перевести на дистанційне керування.

12.2.6 За відмови схеми дистанційного керування пристроєм РПН слід вивести її в ремонт і вжити термінових заходів щодо виявлення та усунення несправності. Не допускається перемикачів пристрою

РПН за допомогою рукоятки на трансформаторі, що знаходиться під напругою, а також кнопкою місцевого управління через небезпеку для персоналу і можливість пошкодження трансформатора через неправильне встановлення пристрою РПН в нове положення, а також ненормальну тривалість циклу перемикачів. Перемикач рукояткою допускається на знеструмленому трансформаторі.

У разі застрягання перемикача в проміжному положенні або непогодженні фаз керування приводом він переводиться в режим «Дистанційний» і за відсутності ушкоджень пристрою дається команда на закінчення перемикачів. За несправності приводу подається заявка на виведення трансформатора в ремонт. Після усунення несправності слід відновити нормальну схему. У разі виявлення несправності вибірника або контактора трансформатор потрібно вимкнути та вивести в ремонт.

12.2.7 У схемі керування ПП РПН повинна постійно бути ввімкнута блокування, що не дає змоги приводити ПП у дію при струмі, що перевищує допустимий струм для даного ПП, а для швидкодіючих РПН - і блокування за температури масла мінус 25 °С.

12.2.8 Під час оглядів черговим персоналом пристроїв РПН із струмообмежувальними реакторами необхідно звертати увагу на:

- відповідність положень на показниках ПМ або щиті керування;
- відповідність положень на показниках ПМ паралельно працюючих трансформаторів;
- відповідність фіксованому положенню ПМ;
- рівень масла в баці контакторів (він повинен бути в межах позначок, нанесених на маслопоказнику);
- зовнішній стан доступних огляду елементів пристрою РПН.

Під час огляду черговим персоналом швидкодіючих пристроїв РПН необхідно звертати увагу на:

- відповідність положень на показниках ПМ і щиті керування;
- відповідність положень на показниках ПМ пристроїв РПН, що мають пофазне керування, і паралельно працюючих трансформаторів;
- відповідність фіксованому положенню ПМ;
- наявність необхідного рівня масла у відсіку розширника або баках контакторів;
- ущільнення заглушок і роз'ємів (теча масла недопустима);
- закриті положення дверей приводів;
- роботу обігрівачів у приводах і шафах керування (взимку);
- стан повітряного проміжку для пристрою типу ЗРНОА: корпус контактора - розрядник (скорочення ізоляційної відстані з використанням сторонніх предметів недопустиме);

- стан гнучких спусків до виводів ВН або СН, у яких встановлено пристрій РПН;

- зовнішній стан доступних огляду елементів пристрою РПН

12.2.9 У швидкодіючих пристроях РПН, у яких передбачене обігрівання контакторів, взимку за температури зовнішнього повітря мінус 10 °С і нижче повинна вмикатись система автоматичного обігрівання контакторів. Оскільки пристрій РПН може працювати тільки за температур масла контактора не нижче мінус 25 °С, автоматику потрібно налагоджувати так, щоб під час першого вмикання трансформатора, до досягнення маслом необхідної температури привід блокувався, про що повинен бути сигнал на щиті керування.

Систему обігрівання потрібно вимкати за сталої температури зовнішнього середовища вище мінус 20 °С.

12.2.10 Під час ввімкнення трансформатора, що знаходиться в резерві, із швидкодіючим пристроєм РПН, обладнаним електрообігрівом приставного бака контактора взимку за температури повітря навколишнього середовища нижче за мінус 20 °С (або якщо перед днем увімкнення температура була нижче за мінус 25 °С), потрібно вимкати автоматичну систему обігрівання контакторів на (13-15) годин незалежно від вимог 12.2.9. Протягом цього часу перемикач забороняється.

Забороняється увімкнення системи обігрівання вручну (крім автоматики). У разі ввімкнення взимку трансформатора з швидкодіючим пристроєм РПН, що не має системи обігрівання контакторів, привід слід вимкнути і не перемикач його до досягнення відповідної температури масла в трансформаторі згідно з інструкцією заводу-виробника. Температурних обмежень для роботи реакторних пристроїв не передбачено.

Погружні РПН мають блокування від перемикачів за температури нижче мінус 20 °С і тому привід можна не вимкати.

12.2.11 Експлуатаційний персонал зобов'язаний вести облік роботи пристроїв РПН. Кількість перемикачів, проведена ПП і зафіксована лічильником, установленим у приводі, потрібно періодично (не рідше одного разу на місяць) записувати в журнал або паспорт пристрою РПН.

12.3 Поточне обслуговування і ремонт РПН

12.3.1 Ревізія елементів схеми керування приводом здійснюється згідно з інструкціями заводів-виробників, але не рідше одного разу на рік. Блок автоматичного керування слід перевіряти з пристроєм РЗА.

При цьому необхідно перевіряти:

- стан усіх електричних контактних з'єднань (за необхідності, провести регулювання);

- справність кінцевих вимикачів;
- справність блока автоматичного керування і стабільність його уставок.

12.3.2 Нагляд за ПМ полягає в його періодичному огляді, під час якого підтягують ослаблені гвинти та гайки, перевіряють стан контактів реле та інших приладів, наявність мастила на тертьових деталях ПМ і в маслянках.

12.3.3 Через кожні шість місяців слід змащувати зовнішні тертьові вузли і деталі приводу ПП незамерзаючим мастилом марки ЦИАТИМ-201 (ГОСТ 6267) або ГОИ-54п (ГОСТ 3276).

12.3.4 Перед грозовим періодом на трансформаторах з виносними розрядниками на регульовальній обмотці один раз на рік необхідно перевіряти справність вентиляційних розрядників.

У пристроїв типу ЗРНОА під час будь-яких робіт на контакторі і розряднику необхідно перевіряти відсутність повітря в опорних ізоляторах під розрядниками, для чого слід відгвинчувати пробки до появи масла.

12.3.5 Заміну масла в баках контакторів потрібно здійснювати у разі зниження пробивної напруги нижче норм, зазначених у додатку Г, пробу масла відбирати через число перемикачів згідно з таблицею 8, але не рідше одного разу на рік.

Заміну масла та промивання контактора потрібно здійснювати згідно з інструкціями заводу-виробника. У контакторах, установлених на опорному ізоляторі, необхідно видаляти продукти старіння з піддону.

12.3.6 Для збільшення строку служби масла в контакторах, що не мають повітроосушних фільтрів, зазначені фільтри рекомендується встановлювати на отворі для виходу газів. При цьому в баці контактора повинна зберігатись газова подушка для забезпечення його нормальної роботи.

Поточні ремонти ПП з виведенням їх з роботи повинні здійснюватись одночасно з поточними ремонтами трансформаторів не рідше одного разу на рік або після певної кількості перемикачів, зазначеної в інструкції заводу-виробника на даний тип ПП.

Позачергові огляди контакторів ПП необхідно здійснювати в строки, зазначені в інструкціях заводів-виробників.

12.3.7 У разі забруднення та зволоження масла контакторів пристроїв під час поточного ремонту слід його замінити. Бак контакторів повністю звільнюють від масла, частини контактора і бак очищують від бруду, і після огляду бак знову заповнюють чистим сухим маслом. Виконують також огляд, ревзію та змащення елементів приводу ПП.

Ревзію пристрою РПН слід проводити відповідно до вимог інструкції заводу-виробника з експлуатації пристрою РПН даного типу.

12.3.8 Якщо під час експлуатації трансформатора не здійснюються перемикання пристроєм РПН (або кількість перемикачів становить менше 300 на рік) і навантаження за струмом при цьому перевищує 0,7 номінального, то через кожні шість місяців необхідно здійснювати десять циклів перемикачів пристроєм РПН у регульованому діапазоні, з метою очищення контактної системи від окису або шламу.

Для трансформаторів із РПН, що працюють у режимі перевантаження, кожні шість місяців або кожні 12 місяців для нормально навантажених трансформаторів необхідно здійснювати десять циклів перемикачів за всім діапазоном при вимкненому трансформаторі. При цьому необхідно додатково здійснити не менше десяти перемикачів пристроєм РПН у діапазоні положень реверсу.

12.3.9 Термін служби контактів контакторів для різних типів пристроїв РПН не однаковий. Контакти підлягають заміні за узгодженням із заводом-виробником у разі незадовільної кругової діаграми (порушення допусків на кути замикавання та розмикавання контакторів), у разі виявлення зношення контактів відповідно до значень, зазначених у інструкції заводу-виробника. Не допускається зачищення обгорілих поверхонь контактів, оскільки це спричиняє додаткове зношення контактів і скорочує термін їхньої служби.

Порядок операцій під час заміни контактів і регулювання натискання проводять з дотриманням інструкцій заводу-виробника.

12.3.10 Експлуатаційний персонал зобов'язаний враховувати дефекти, неполадки в роботі та ушкодження пристроїв РПН, а також фіксувати, після якої кількості перемикачів замінено контакти, виконано реконструкцію, замінено вузли та проведено ремонти.

13 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

13.1 Трансформатори та реактори на напругу 110 кВ і більше необхідно заливати маслом під вакуумом відповідно до РД 16.363 із характеристиками, не гірше наведених у додатку Б.

Трансформатори на напругу нижче 110 кВ можна заливати без вакууму.

Заповнення системи охолодження типу ДЦ (OFAF) або Ц (OFWF), якщо воно здійснюється окремо від заливання бака, виконують під вакуумом із залишковим тиском 50 мм рт.ст. (5 кПа).

13.2 Трансформатори та реактори на напругу до 150 кВ можна заливати маслом, що має температуру не нижче 10 °С, а на напругу 220 кВ і вище - маслом з температурою не нижче 45 °С.

13.3 Трансформатори та реактори з азотним і плівковим захистом потрібно заливати попередньо очищеним, просушеним і дегазованим маслом із вмістом газу не вище 0,1 % по об'єму та місткість вологи за масою не вище 0,001 % (10 г на 1 т).

Заливати маслом необхідно відповідно до інструкцій заводу-виробника з монтажу трансформаторів із азотним і плівковим захистом. Трансформатори та реактори потрібно доливати також попередньо дегазованим маслом. Після закінчення усіх робіт з монтажу та доливання потрібно виконати аналізи проб масла з бака та газу з надмасляного простору відповідно до інструкції заводу-виробника з монтажу та експлуатації трансформаторів, обладнаних азотним і плівковим захистом.

13.4 Перед увімкненням під напругу трансформаторів і реакторів після монтажу або ремонту масло, залите в них, повинне підлягати скороченому аналізу.

У трансформаторах і реакторах на напругу 110 кВ і вище, крім того, вимірюють $\rho_{\text{д}}$ масла за двох температур (70 °С і 90 °С).

13.5 Необхідно проводити фізико-хімічний аналіз та вимірювання $\rho_{\text{д}}$ трансформаторного масла, що знаходиться в експлуатації, згідно з вимогами та у терміни, зазначені СОУ-Н ЕЕ 20.302 і після поточного ремонту трансформаторів і реакторів. Порядок відбирання проб зазначено в додатку К.

13.6 Наявність вологи в маслі з контакторів пристроїв РПН і пробивну напругу потрібно перевіряти згідно з додатком Б. У разі зниження пробивної напруги масла нижче зазначених значень або у разі виявлення води згідно з ГОСТ 1547, ГОСТ 7822 масло потрібно замінити. Крім того, масло потрібно замінювати після досягнення кількості перемикачів, зазначеної в інструкції заводу-виробника на даний тип перемикача.

13.7 Масло з трансформаторів потужністю 630 кВ·А і менше не відбирається.

Позачергово відбирати проби масла для аналізу потрібно з усіх трансформаторів у разі зменшення опору ізоляції, появи ознак внутрішнього пошкодження трансформатора та реактора (виділення газу, сторонні шуми всередині трансформатора тощо). Із герметизованих трансформаторів без розширника пробу масла відбирають за узгодженням з заводом-виробником.

13.8 Трансформаторне масло потрібно випробувати згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.302. Якщо характеристики ізоляції трансформатора та

реактора і вводів мають погіршені значення порівняно з нормами, потрібно визначити залежність характеристик ізоляції від масла та температури.

13.9 Масло, вперше залите в трансформатор і реактор, а також те, що знаходиться в експлуатації, за всіма показниками повинне відповідати вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.302 і додатка Б.

13.10 Очищувати, доливати та регенерувати масло можна на вимкненому і працюючому трансформаторі. Роботи проводять згідно з додатком К.

Змішувати масло без присадки з маслом з присадкою не допускається. Це може призвести до погіршення стабільності суміші. Змішувати масла потрібно згідно з вимогами ГКД 34.43.101.

13.11 Для підтримки необхідної якості ізоляційного масла в експлуатації та уповільнення його старіння масло в трансформаторах потужністю 120 кВ і більше та реакторах повинне підлягати безперервній регенерації в термосифонних або адсорбційних фільтрах.

Трансформатори та реактори на напругу 110 кВ і вище, не забезпечені повітроосушними фільтрами, необхідно обладнувати такими фільтрами для уповільнення зволоження масла. Періодичність заміни сорбенту у фільтрах зазначено в додатку К.

13.12 Масло в маслоснаповнених негерметичних вводах необхідно захищати від зволоження та старіння за допомогою повітроосушних фільтрів із масляними затворами. Масло в масляних затворах вводів на напругу від 110 кВ до 220 кВ, що не мають повітроосушників, потрібно замінювати один раз на один - два роки, а вводів, забезпечених повітроосушниками - один раз на чотири роки. Масло в масляних затворах вводів від 330 кВ до 500 кВ потрібно замінювати за результатами перевірки пробивної напруги масла, що здійснюють не рідше одного разу на два роки. Сорбент у повітроосушниках треба замінювати в міру його зволоження, але не рідше одного разу на рік.

13.13 У разі підвищення рівня масла в розширнику вище встановленої норми, визначеного за маслоспожачником, необхідно з'ясувати причини його підвищення.

При цьому забороняється відкривати пробки, краники, прочищати отвори дихальної трубки без вимкнення оперативного струму від газового захисту.

13.14 За наявності азотного захисту необхідно: контролювати вміст азоту в маслі, який повинен бути за температур 20; 40; 60; 80 °С, відповідно 8,6; 8,86; 9,1; 9,5 %, тиск у резервуарі та, один раз на шість місяців, перевіряти чистоту азоту. Необхідно також контролювати відповідність рівня масла в розширнику стану еластичних резервуарів. При найвищому рівні масла об'єм резервуара повинен бути

також найбільшим. При цьому тиск азоту повинен бути не більше за 5 кПа (0,05 кгс/см²), номінальний тиск - 0,25 кПа (0,0025 кгс/см²).

14 РЕМОНТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ

14.1 Поточний ремонт

14.1.1 Для проведення поточного ремонту необхідно вивести трансформатор з роботи.

Поточні ремонти трансформаторів і реакторів необхідно проводити залежно від їх стану та у разі необхідності. Періодичність поточних ремонтів встановлює технічний керівник енергооб'єкта. Поточний ремонт необхідно виконувати згідно з затвердженими графіками та обсягом.

Поточний ремонт пристрою РПН і систем примусового охолодження трансформатора потрібно проводити щорічно, керуючись вказівками інструкцій з їх експлуатації з вимкненням трансформатора.

14.1.2 У процесі ремонту необхідно виконати такі роботи:

- очистити трансформатор, складові частини та комплектуючі виробу від пилу і масла; перевірити відсутність повітря короточасним відкриттям повітроспускних пробок;
- оглянути складові частини трансформатора, доступ до яких ускладнено без вимкнення (газове та захисне реле, маслощільність повітроспускних пробок, вбудованих трансформаторів струму, кришок баків контакторів пристроїв РПН, гнучкої оболонки, маслопоказників, зовнішніх струмоведучих контактних з'єднань тощо);
- усунути несправності, виявлені в процесі огляду та експлуатації;
- перевірити роботу відсічного клапана, стрілкових маслопоказників та інших приладів, установлених на трансформаторі, керуючись вимогами інструкцій з експлуатації цих пристроїв і приладів;
- виконати регламентні роботи, передбачені під час поточного ремонту, якщо термін їх проведення збігається з терміном проведення поточного ремонту (додаток Л);
- перевірити стан апаратури, встановленої в ШД, ШАОТ і приводі пристрою РПН, а також роботу схем керування системою охолодження та пристроєм РПН;
- перевірити і за необхідності відновити рівень масла в трансформаторі та маслонаповнених складових частинах;
- відновити ушкоджені лакофарбові покриття зовнішніх поверхонь; лакофарбові покриття повинні бути сумісні з нанесеними, світло-сірого або темно-сірого кольору;

- відібрати проби масла з бака трансформатора та баків контакторів РПН на фізико-хімічний аналіз;

- випробувати трансформатор, складові частини та комплектуювальні вузли згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 20.302;

- перевірити стан верхніх ущільнень високовольтних вводів із урахуванням тяжіння проводів.

14.1.3 Зливати масло з газового реле та замінювати реле необхідно тільки при закритих затворах з обох боків від газового реле та відкритому крані для випуску повітря.

Заповнювати газове реле маслом з розширника необхідно за відкритого відсічного клапана повільним відкриттям затвору з боку розширника до появи витoku масла через відкритий кран газового реле. Після цього потрібно закрити кран і повністю відкрити затвори з обох боків від газового реле.

14.1.4 Зливати масло з захисного реле РПН і замінювати його необхідно таким чином:

- відкрити кран для зливання масла з бака контактора і після початку зливання масла закрити кран між корпусом захисного реле і розширником пристрою РПН;
- відкрити пробку для випуску повітря з бака контактора;
- після злиття масла з бака контактора нижче рівня установлення захисного реле (об'єм масла, яке зливається, попередньо визначити за допомогою розрахунку) закрити кран.

Заповнювати захисне реле маслом з розширника потрібно повільним відкриттям крана з боку розширника до появи витoku масла через відкриту пробку для випускання повітря з бака контактора. Після цього закрити пробку та повністю відкрити кран.

За необхідності долити розширник пристрою РПН маслом згідно зі схемою рисунка установлення розширника та інструкцією з експлуатації пристрою РПН.

14.1.5 Замінювати електронасос за необхідності можна на працюючому трансформаторі в такій послідовності:

- включити в роботу резервний охолодник трансформатора;
- перевести дію вимикального елемента газового реле: «на сигнал»;
- вимкнути в ШАОТ автоматичні вимикачі живлення кіл електродвигунів електронасоса, що виводиться в ремонт, і відповідних йому вентиляторів, перевіряючи відсутність напруги в колі живлення змінюваного двигуна насоса. Від'єднати кабель його живлення;
- закрити затвори на напірному та всмоктувальних патрубках електронасоса;
- злити масло з електронасоса через зливну пробку;

- від'єднати фланці електронасоса від фланців трубопроводів і зняти насос;

- з'єднати фланці встановлюваного електронасоса з фланцями трубопроводів, вкрутити на його корпус пробки для випускання повітря та зливання масла, якщо вони були відкриті;

- у трансформаторах з плівковим захистом під'єднати вакуумпровід спеціального технологічного бачка до найвищої точки насоса (замість повітроспускної пробки);

- створити вакуум у електронасосі з залишковим тиском не більше 5 кПа (0,05 кгс/см²);

- відкрити затвор на всмоктувальному патрубку та заповнити електронасос маслом до появи його в технічному бачку, зупинити вакуум-насос, після чого закрити затвор з боку подавання масла;

- закрити вентиль технологічного патрубка вакуумування, від'єднати вакуумпровід і технологічний бачок;

- відкрити затвор з боку подавання масла в електронасос;

- переконатись у відсутності повітря в електронасосі та патрубку, відкрутивши пробки для випускання повітря;

- після 24 год відстою знову переконатись у відсутності повітря, під'єднати до двигуна кабель живлення;

- відкрити затвор на виході масла з насоса і, після перевірки напрямку його обертання та вимірювання вібрації, ввести електронасос у експлуатацію згідно з його інструкцією;

- увімкнути в ШАОТ автоматичний вимикач живлення кіл електро-двигуна електронасоса, що ремонтується або замінюється;

- перевести дію газового захисту трансформатора на вимкнення;

- увімкнути в ШАОТ автоматичні вимикачі живлення кіл електро-двигунів вентиляторів охолодника з електронасосом, що замінюється;

- вимкнути резервний охолодник трансформатора і перевести його в режим автоматичного ввімкнення.

14.1.6 Замінювати контакти контактора і масло в баці контактора пристрою РПН необхідно відповідно до вимог інструкції з експлуатації цього пристрою.

Примітка. Положення розділу 14 замінюють технологічну документацію.

14.2 Капітальний ремонт трансформаторів

14.2.1 Перший капітальний ремонт трансформаторів на напругу від 110 кВ до 150 кВ потужністю 63 МВ·А і більше, трансформаторів на напругу 220 кВ і вище, реакторів, трансформаторів основної схеми та основних трансформаторів власних потреб електростанцій необхідно виконувати не пізніше ніж через 12 років після введення їх у

роботу з урахуванням результатів профілактичних випробувань, для інших трансформаторів, а в подальшому і для основних - за необхідності; залежно від результатів випробувань і стану трансформатора.

14.2.2 Під час капітального ремонту складових частин і комплектуючих виробів слід керуватись вимогами СОУ-Н ЕЕ 46.603, інструкцій заводу-виробника з експлуатації.

Вимоги до матеріалів, складових частин і комплектуючих виробів, що застосовують під час капітального ремонту трансформаторів, зазначено в загальних технічних умовах на капітальний ремонт трансформаторів.

14.2.3 Під час капітального ремонту необхідно виконувати роботи, спрямовані на відновлення експлуатаційних характеристик трансформатора та його складових частин.

Під час підготовки до ремонту та в процесі його необхідно:

- виміряти характеристики ізоляції, втрат і струм неробочого ходу, опір обмоток постійному струму, опір короткого замикання, перевірити коефіцієнт трансформації, випробувати трансформаторне масло з бака трансформатора і баків контактора пристрою РПН, вводити відповідно до таблиці Б.1 (додаток Б.1);

- виконати ретельний зовнішній огляд і скласти опис зовнішніх дефектів, які підлягають усуненню під час ремонту;

- злити масло з бака, демонтувати вводи, розширник, охолодні пристрої тощо;

- зняти верхню частину бака (за необхідності);

- виконати ретельний огляд активної частини і перевірити зусилля запресовування обмоток;

- перевірити ізоляцію елементів каркаса;

- виконати огляд пристроїв РПН і відводів;

- перевірити заземлення вузлів активної частини за допомогою мегаомметра;

- відремонтувати каркас, обмотки, відводи, пристрої РПН;

- відремонтувати і пофарбувати бак, розширник і газовідвідні трубопроводи;

- перевірити гнучку оболонку;

- перевірити захисні, контрольні та сигнальні пристрої;

- перевірити, випробувати та відремонтувати вводи згідно з інструкцією з їх експлуатації;

- відремонтувати систему охолодження згідно з інструкцією з її експлуатації;

- перевірити та відремонтувати ШД і ШАОТ;

- перевірити та відремонтувати маслоснабоси;

- перевірити та відремонтувати пристрої РПН згідно з інструкцією з їх експлуатації;
- перевірити та відремонтувати приводи пристроїв РПН;
- перевірити кола керування і сигналізації системи охолодження;
- очистити або замінити масло;
- висушити (підсушити) ізоляцію;
- виконати необхідні випробування та вимірювання.

14.2.4 Підпресування (обпресування) обмоток потрібно виконувати згідно з СОУ-Н ЕЕ 46.603.

Місця установлення гідродомкратів і зусилля пресування обмоток зазначено на рисунках активної частини, що входять до комплексу експлуатаційної документації.

14.2.5 Зняття за необхідності верхньої частини бака виконати таким чином:

- злити масло з бака трансформатора;
- демонтувати систему охолодження, вводи, розширник, драбину, газовідвідні патрубки, привод пристрою РПН (зафіксувати його положення) тощо;
- підтримуючи краном пристрій РПН, зняти болти його кріплення до бака, опустити пристрій на технологічний кронштейн, закріплений на активній частині;
- через відповідні люки на кришці бака вивернути верхні розпірні болти;
- зняти болти розняття бака і підняти верхню частину його краном відповідно до схеми на габаритному рисунку.

14.2.6 У роз'ємних вузлах, що підлягли розбиранню, перевірити стан гумових ущільнень, і за необхідності, замінити їх. При цьому на поверхнях гумових деталей не повинно бути:

- радіальних рисок і поперечних складок;
- врізів по периметрах, кутах отворів під болт;
- недопресувань і повітряних бульбашок, пористості на торцях;
- розшарувань на торцях, розходження стику та потовщення стику більше допуску на товщину деталі.

Прокладки повинні розміщуватись на одній осі з посадочним місцем, не розтягуватись між отворами, не утворювати хвиль за місцем установлення.

Під час монтажу гумових прокладок необхідно:

- у разі встановлення прокладок на поверхні, встановлені під нахилом або вертикальні площини (без отворів під болти) - фіксувати їх у декількох місцях за допомогою клею 88-Н або аналогічного;
- установлювати прокладку за середнім діаметром поверхні, що ущільнюється;

- під час збирання прокладку необхідно затискувати до величини 0,7 її товщини, при цьому затягувати кріплення потрібно поступово: "хрест навхрест" по колу до повного затиснення прокладки;

- під час затискування виконувати контроль стискання прокладки, використовуючи щупи, калібри, обмежувачі та вимірювальні інструменти - лінійку, штангенциркуль;

- простежити, щоб після збирання прокладка не виходила за межі зовнішнього діаметра фланця.

Примітка. Звітні документи з капітального ремонту необхідно оформляти в обсязі відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 46.603.

14.3 Позапланове технічне обслуговування трансформаторів на напругу 110 кВ і вище.

14.3.1 Доливати масло в трансформатор необхідно через розширник згідно зі схемою рисунка установлення розширника та інструкцією з експлуатації розширника з гнучкою оболонкою (за її наявності), що входить до комплексу документації.

Під час доливання необхідно застосовувати свіжовиготовлене дегазоване масло, що подається до розширника з герметичної ємкості. Якщо дегазоване масло не можна доставити в окремі герметичні ємкості, використовують дегазаційну установку. У цьому випадку її необхідно приєднати до розширника відповідно до схеми, наведеної в інструкції заводу-виробника з експлуатації трансформатора. Перед доливанням масла в розширник необхідно видалити повітря з маслопроводів для доливання та подавання масла. Для цього до закритого вентиля для заливання масла в розширник (установлений під розширником) потрібно приєднати маслопровід, не ущільнюючи розняття між вентилям і фланцем маслопроводу. Увімкнути дегазаційну установку на циркуляцію і подати дегазоване масло до розширника. Після появи масла з розняття ущільнити розняття, відкрити вентиль для заливання масла в розширник і заповнити його до максимальної відмітки маслом, аналогічним за характеристиками маслу, залитому в трансформатор.

Відрегулювати рівень масла в розширнику зливанням з нього масла до відмітки, що відповідає середній температурі масла в баці трансформатора.

14.3.2 Доливати масло в бак контактора пристрою РПН потрібно через його розширник згідно зі схемою рисунка установлення розширника трансформатора, та відповідно до інструкції з експлуатації пристрою РПН.

14.3.3 Доливати масло в герметичні вводи за необхідності потрібно дегазованим маслом згідно з вказівками інструкції з їх експлуатації.

14.3.4 Позапланове технічне обслуговування з повним зливанням масла з бака трансформатора, якщо не передбачається зняття верхньої частини бака, необхідно виконувати, керуючись РД 16.363, СОУ-Н ЕЕ 20.302 і СОУ-Н ЕЕ 46.603 у такій послідовності:

- підготувати обладнання, інструмент, пристосування та матеріали для проведення необхідних ремонтно-відновлювальних робіт;
- виконати захист ізоляції трансформатора від зволоження під час розгерметизації;
- відібрати проби масла з бака трансформатора і баків контакторів пристроїв РПН і виконати випробування і скорочений аналіз масла;
- виміряти характеристики ізоляції обмоток трансформатора (R_{60} , R_{15} , $\lg \delta$);
- закрити відсічний клапан і засувку на маслопроводі між газовим реле і розширником;
- розпочати зливання масла з бака трансформатора в заздалегідь приготовлені чисті ємкості, розгерметизувавши бак трансформатора відкриттям засувки на патрубку для приєднання трубопроводу від вакуумнасоса, при цьому одночасно забезпечити подавання сухого повітря з установки його осушування в бак трансформатора. Допускається не подавати в бак сухе повітря за умови, що температура активної частини не нижче 10°C і перевищує точку роси зовнішнього повітря протягом усього періоду розгерметизації (32 год - за відносної вологості до 75 % або 20 год - за відносної вологості до 85 %) не менше ніж на 10°C (за необхідності для виконання цієї вимоги трансформатор перед розгерметизацією потрібно нагріти до температури від 60°C до 80°C) за відносної вологості повітря не більше 85 %;
- виконати необхідні роботи на трансформаторі (відновлювальний ремонт, заміна ушкоджених вузлів і деталей) протягом не більше 100 год, з подаванням сухого повітря, і не більше ніж 32 год (за відносної вологості до 75 %) або не більше 20 год (за відносної вологості до 85 %) - без подавання сухого повітря;
- відібрати зразки твердої ізоляції товщиною 1 мм і перевірити їх вміст води (після закінчення ремонту). Якщо вміст води більше 1,0 %, виконати підсушування ізоляції або її сушіння. Результат сушіння визнають задовільним, якщо вміст води зразка товщиною 3 мм не перевищує 1,0 %;
- виконати герметизацію бака трансформатора при закритій засувці на маслопроводі між баком трансформатора і газовим реле і перевірити герметичність бака, підсушити ізоляцію;
- за необхідності (характеристики ізоляції, виміряні до та після ремонту, відрізняються в бік погіршення більше ніж на 30 %, вміст води зразків ізоляції перевищує зазначені вище значення, тривалість

розгерметизації перевищує зазначений вище час) виконати сушіння ізоляції трансформатора.

14.3.5 Після закінчення робіт, що виконувались на розгерметизованому трансформаторі на напругу 150 кВ і вище, виконати герметизацію бака трансформатора, зібрати схему вакуумування, перевірити герметичність бака за залишкового тиску - не більше 655 Па (5 мм рт.ст.), виконати вакуумування трансформатора - за залишкового тиску не більше 655 Па протягом не менше 20 год і скласти схему заливання, під'єднавши маслопровод до запірної арматури для зливання масла в нижній частині бака.

Заповнити трансформатор дегазованим маслом (використати під час заливання дегазаційні установки) згідно з вимогами 11.2.1.2.

Заливання трансформатора припинити, коли ізоляція активної частини повністю покриється трансформаторним маслом.

Закрити запірну арматуру маслопроводу, від'єднати маслопровод і вакуумувати надмасляний простір при залишковому тиску, що становить не більше 655 Па, протягом - не менше 2 год.

За від'єданого розширника (закриті відсічний клапан і затвор на маслопроводі) трансформатор потрібно залити дегазованим маслом, нагрітим до температури не нижче за 45°C , а потім вакуумувати.

Після заповнення газового реле маслом із розширника бака трансформатора (згідно з вимогами 14.1.3), відкрити затвор на маслопроводі між газовим реле і баком трансформатора та заповнити надмасляний простір в баці маслом із розширника при перекритому вакуумному трубопроводі.

За необхідності долити масло в розширник бака трансформатора.

14.3.6 Для контролю стану ізоляції трансформатора необхідно виміряти її характеристики.

Вимірювати характеристики ізоляції слід за температури не нижче 20°C за схемами, зазначеними в паспорті трансформатора, і не раніше ніж через 12 год після заповнення трансформатора маслом.

Перед вимірюванням характеристик поверхню ввідів трансформатора необхідно протерти.

14.3.7 Часткове зливання масла з бака трансформатора виконують під час робіт, пов'язаних із розгерметизацією бака. При цьому масло з бака може бути злите не нижче рівня пресувальних кілець. До таких робіт належать, наприклад, усунення протікання масла в рознімних з'єднаннях, розташованих вище рівня пресувальних кілець, заміна та ремонт трансформаторів струму тощо.

У разі часткового зливання масла потрібно виконати роботи, зазначені в 14.3.4.

Після закінчення робіт, пов'язаних із частковим зливанням масла, необхідно виконати герметизацію бака трансформатора, долити трансформатор маслом за показами, крім газовмісту, згідно з таблицею Б.1 (додаток Б) і дегазувати масло в трансформаторі дегазаційною установкою за замкнутим циклом «низ бака - розширник» згідно з таблицею Б.1 (додаток Б).

14.3.8 Якщо необхідно вийняти пристрій РПН з бака трансформатора, то для цього потрібно:

- злити масло з бака трансформатора згідно з 14.3.4;
- через найближчий до пристрою РПН люк проникнути в бак, від'єднати регульовальні відводи від контактів вибірника та відвести їх в сторони;
- зняти болти кріплення перехідного фланця пристрою РПН до бака трансформатора, трубопроводів до бака контактора та елементів, що з'єднують пристрій РПН з приводом;
- краном, вантажопідйомністю не менше 1,5 т, обережно підняти пристрій РПН над кришкою бака трансформатора на відстань від 200 мм до 300 мм і відвести його в бік;
- помістити пристрій РПН у ємкість із трансформаторним маслом, з пробивною напругою не нижче 45 кВ, якщо протягом 2 год після виймання з бака його не буде встановлено на своє місце.

14.3.9 У випадку, якщо газовміст масла перевищує норму, зазначену в додатку Б, а хроматографічний аналіз розчинених у маслі газів не свідчить про внутрішнє ушкодження, необхідно вжити заходів щодо виявлення та усунення можливого підсмоктування повітря. За необхідності потрібно дегазувати масло.

14.3.10 У разі збільшення вмісту води масла в баці трансформатора вище зазначеного в таблиці Б.1 (додаток Б) необхідно вжити заходів щодо виявлення та усунення несправностей.

До характерних несправностей, що можуть призвести до зволоження, відносять:

- порушення герметичності надмасляного простору (у розширнику, вводах ВН, СН і нейтралі), що призводять до прямого проникнення в трансформатор вологого повітря або води;
- підвищена вологість силікагелю в адсорбційних фільтрах;
- порушення герметичності маслонасосів.

До виведення трансформатора з роботи для усунення несправності рекомендується не допускати зниження температури масла нижче ніж 20 °С, в адсорбційних фільтрах необхідно замінити силікагель і частіше виконувати контроль за вмістом води масла.

Якщо після виведення трансформатора з роботи буде виявлено воду або вміст води у твердій ізоляції перевищуватиме допустимі

значення згідно з 14.3.4, необхідно виконати сушіння трансформатора та трансформаторного масла.

14.3.11 У разі погіршення електрофізичних властивостей масла, внаслідок накопичення механічних домішок і води, необхідно виконати його очищення та сушіння.

Очищати, сушити і дегазувати масло в трансформаторі рекомендується без зливання масла з бака на вимкнутому трансформаторі з використанням відповідного технологічного обладнання, приладів і апаратури.

14.3.12 У разі зниження пробивної напруги та збільшення вмісту води масла в баці контактора пристроїв РПН, зазначених у додатку Б, його потрібно замінити відповідно до інструкції з експлуатації пристрою РПН.

Після зливання масла з бака контактора потрібно демонтувати ту його частину, що зволожена і забруднена, промити її і бак контактора струменем гарячого масла (температура від 50 °С до 60 °С, $U_{пр} = 50$ кВ) для видалення продуктів горіння масла, установити частину, що виймалась, на місце і заповнити бак контактора маслом. При цьому пробивна напруга масла, що заливається, повинна бути не нижче за 50 кВ, а решта характеристик - не гірше зазначених у додатку Б.

Додаток А
(довідковий)
до п. 6.1 Інструкції "Трансформатори
силові. Типова інструкція з експлуатації"

ОСНОВНІ ПАРАМЕТРИ ТРАНСФОРМАТОРІВ

А.1 Перелік основних параметрів для конкретних груп або типів трансформаторів, щодо яких встановлено номінальні величини:

- номінальна потужність трансформатора, а також потужності основних обмоток триобмоткових трансформаторів і потужність обмотки НН триобмоткових автотрансформаторів;
- номінальні напруги всіх основних обмоток на всіх відгалуженнях;
- умовне позначення схеми і групи з'єднання обмоток;
- вид перемикачів відгалужень (РПН, ПБЗ), діапазон і кількість ступенів регулювання напруги;
- найбільший допустимий струм у спільній обмотці автотрансформатора;
- втрати неробочого ходу і короткого замикання на основному відгалуженні;
- напруга короткого замикання, приведена до номінальної потужності (для трансформаторів із РПН зазначають нормовані значення на основному та крайніх відгалуженнях, для інших трансформаторів - на основному відгалуженні):
 - струм неробочого ходу на основному відгалуженні;
 - повна маса;
 - маса масла;
 - транспортна маса;
 - питома маса;
 - габаритні розміри.

А.2 Для сухих трансформаторів з ізоляцією класів напівостійкості F, H, C, призначених для роботи на висоті, що перевищує 1000 м (але не більше 3500 м) над рівнем моря, потужність може бути знижена, залежно від висоти установки. Значення зниження потужності зазначено в стандартах або технічних умовах для сухих трансформаторів.

Для решти трансформаторів, призначених для роботи на висоті, що перевищує 1000 м (але не більше 3500 м) над рівнем моря, потужність зберігається незалежно від висоти установки.

А.3 Масляні трансформатори повинні бути розраховані на такі тривалі режими роботи:

а) для всіх трансформаторів - на тривале навантаження однієї або двох обмоток струмом, що перевищує на 5 % номінальний струм відгалуження, на яке ввімкнено відповідну обмотку, якщо напруга на жодній із обмоток не перевищує номінальної напруги відповідного відгалуження. При цьому струм навантаження не повинен перевищувати 1,05 номінального струму обмотки, в автотрансформаторі, струм, у спільній обмотці, не повинен перевищувати найбільший тривало допустимий струм цієї обмотки, а потужність трансформатора не повинна бути більше номінальної;

б) для триобмоткового трансформатора - будь-який розподіл тривалих навантажень по його обмотках, за умови, що жодна з трьох обмоток не буде навантажена струмом, що перевищує допустимий, згідно з А.3, а), а втрати трансформатора не перевищать суму його втрат неробочого ходу і найбільшого зі значень втрат короткого замикання пар обмоток;

в) для триобмоткового автотрансформатора - будь-який розподіл тривалих навантажень на його обмотках, за умови, що жодна з трьох обмоток, не буде навантажена струмом, що перевищує допустимий, згідно з А.3, а), а втрати автотрансформатора не перевищать суму його втрат неробочого ходу і максимальних навантажувальних втрат.

Примітка. Для обмотки, навантаженої струмом, що перевищує номінальний струм відповідного відгалуження, а також для верхніх шарів масла або іншого рідкого діелектрика та для інших обмоток розрахункове підвищення температури може бути вище від зазначеного в 10.1.14, але не більше ніж на 5 °С. Це відноситься також до розрахункових підвищень температури, відкоригованих за результатами випробувань на нагрівання.

У трансформаторах з розщепленою на дві частини обмоткою НН номінальна потужність кожної з її частин повинна дорівнювати 50 % номінальної потужності трансформатора.

А.4 Для трансформаторів з охолодженням Д (ONAF), у разі вимкнення електродвигунів вентиляторів допускається навантаження, що не перевищує 50 % номінальної потужності трансформатора.

А.5 Вводи та відводи нейтралі обмотки НН розраховано на тривале навантаження струмом, що дорівнює:

- для трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток Y/Y_n - 25 %;
- для трансформаторів зі схемами з'єднання обмоток Y/Z_n і D/Y_n - 75 % номінального струму обмотки НН.

А.6 Вводи та відводи нейтралі ВН трансформаторів, на напругу від 6 кВ до 35 кВ зі схемою з'єднання обмоток Y_n/D , і всіх трансформа-

торів, на напругу 110 кВ і вище, розраховано на тривале навантаження струмом, що дорівнює номінальному струмові обмотки ВН.

Вводи та відводи нейтралі СН триобмоткових трансформаторів, на напругу 110 кВ і вище, розраховано на тривале навантаження струмом, що дорівнює номінальному струмові обмотки СН.

А.7 Розрахункова температура, до якої необхідно приводити втрати та напругу короткого замикання, повинна дорівнювати:

- для трансформаторів з ізоляцією класів напівостійкості F, H, C - 115°C;

- для решти трансформаторів - 75 °С.

А.8 Категорія розміщення: для масляних трансформаторів, сухих герметичних трансформаторів - 1, 2, 3, 4, для сухих негерметичних трансформаторів - 4 згідно з вимогами ГОСТ 15150.

А.9 Трансформатори виконуються за схемами і групами з'єднання обмоток із числа зазначених у таблицях А.1-А.8.

Таблиця . 1 - Схеми і групи сполучення обмоток трифазних двобмоткових трансформаторів

Схема сполучення обмоток		Діаграма векторів напруг неробочого ходу		Умовні позначення
ВН	НН	ВН	НН	
				y/y_n-0
				$y_n/y-0$
				$y/\Delta-11$
				$y_n/\Delta-11$
				$y/\Delta-11$
				Δ/y_n-11
				$\Delta/\Delta-0$

Таблиця А.2 - Схема та група сполучення обмоток однофазних двообмоткових трансформаторів

Схема з'єднання обмоток		Діаграма векторів напруг неробочого ходу		Умовні позначення
ВН	НН	ВН	НН	
				1/1-0

Таблиця А.3 - Схеми та групи сполучення обмоток трифазних триобмоткових трансформаторів

Схеми з'єднання обмоток			Діаграми векторів напруг неробочого ходу			Умовні позначення
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
						$Y_n/Y_n/D-0-11$
						$Y_n/D/D-11-11$

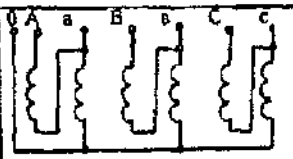
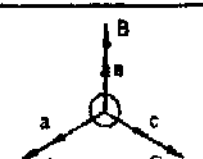
Таблиця А.4 - Схема та група сполучення обмоток трифазних триобмоткових автотрансформаторів

Схема з'єднання обмоток		Діаграма векторів напруг неробочого ходу		Умовні позначення
ВН і СН	НН	ВН і СН	НН	
				$Y_n/Y_n/D-0-11$

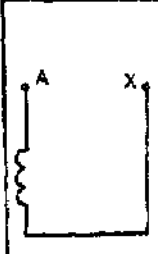


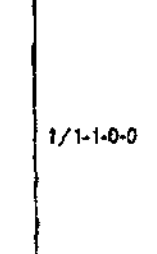
Таблиця А.5 - Схема та група сполучення обмоток однофазних триобмоткових автотрансформаторів

Схема з'єднання обмоток		Діаграма векторів напруг неробочого ходу		Умовні позначення
ВН і СН	НН	ВН і СН	НН	
				$Y_n/Y_n/D-0-0$


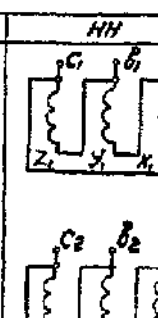
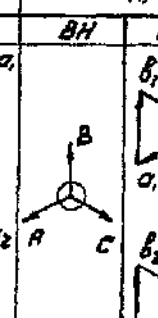
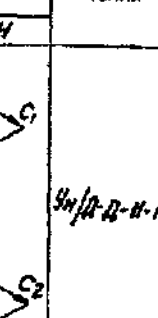

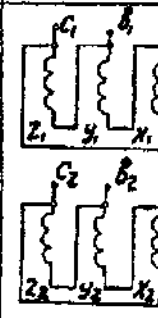
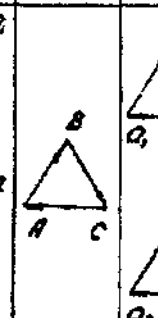
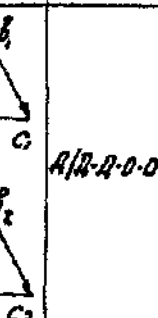
Таблиця А.6 - Схема та група сполучення обмоток трифазних двообмоткових автотрансформаторів

Схема з'єднання обмоток	Діаграма векторів напруг неробочого ходу	Умовне позначення
ВН і НН	ВН і НН	Y _а авто
		

Таблиця А.7 - Схема та група сполучення обмоток однофазних двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою НН

Схема з'єднання обмоток		Діаграма векторів напруг неробочого ходу		Умовне позначення
ВН	НН	ВН	НН	
				1/1-1-0-0

Таблиця А.8 - Схеми та групи сполучення обмоток трифазних двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою НН

Схеми з'єднання обмоток		Діаграма векторів напруг неробочого ходу		Умовне позначення
ВН	НН	ВН	НН	
				Y _n /D-d-H-H
				A/Y-d-0-0

Примітка. Зазначені в таблицях А.1-А.8 схеми з'єднання обмоток не відносяться до діючого розташування відводів активної частини та вводитів на кришці бака.

А.10 Граничні значення відхилень основних вимірювальних параметрів трансформаторів від нормованих не повинні перевищувати значень, зазначених у таблиці А.9.

Таблиця А.9 - Допустимі відхилення величин основних параметрів трансформатора

Вимірюваний параметр	Граничне відхилення, %	Галузь застосування
Коефіцієнт трансформації	$\pm 1,0$ $\pm 0,5$	Для трансформаторів з коефіцієнтом трансформації фазних напруг 3 і менше, а також на неосновному відгалуженні. Для решти трансформаторів на основному відгалуженні
Напруга короткого замикання	± 10	Для всіх трансформаторів
Втрати короткого замикання на основному відгалуженні	$+ 10$ $+ 20$	Для всіх двобмоткових і триобмоткових трансформаторів і для основної пари обмоток триобмоткових автотрансформаторів Для неосновних пар обмоток триобмоткових автотрансформаторів
Втрати неробочого ходу	$+ 15$	Для всіх трансформаторів
Сумарні втрати	$+ 10$	
Струм неробочого ходу	$+ 30$	
Повна маса	± 10	Для трансформаторів потужністю менше ніж 1,6 МВ·А
Примітка. Граничні значення відхилень деяких параметрів можна змінити згідно з ГОСТ 11677 за узгодженням між заводом-виробником і споживачем		

А.11 В даний час в енергосистемах і ПС електростанцій України експлуатується ряд динамічно нестійких трансформаторів. Для попередження їх пошкоджень необхідно:

- з метою зменшення кількості небезпечних впливів заборонити АПВ на близьке КЗ, що не усунуто;
- щорічно виконувати виміри Z_k ;
- приймати і інші заходи, узгоджені з заводом-виробником.

Додаток Б
(обов'язковий)
доп.п.8.1.9, 9.2.2, 11.2, 13.1, 13.9,
14.2, 14.3 Інструкції "Трансформатори
силові. Типова інструкція з експлуатації"

ГРАНИЧНО ДОПУСТИМІ ЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Гранично допустимі значення показників якості трансформаторного масла наведено в таблиці Б.1.

Таблиця Б.1 - Гранично допустимі значення показників якості трансформаторного масла

Показник	Значення показника якості масла			Метод випробування
	свіжого сухого перед заливанням в обладнання	після заливання в обладнання і перед введенням до експлуатації	експлуатаційного	
1	2	3	4	5
1 Пробивна напруга для обладнання на напругу, кВ, не менше				За ГОСТ 6581
- до 15 кВ	30	25	20	
- від 15 кВ до 35 кВ крім трансформаторів власних потреб;	35	30	25	
- від 15 кВ до 35 кВ для трансформаторів власних потреб	40/35	35/30	30/25	
- від 60 кВ до 110 кВ	50/45	45/40	40/35	
- 150 кВ	55/50	50/45	45/40	
- від 220 кВ до 500 кВ	60/55	55/50	50/45	
- 750 кВ	70/65	65/60	60/55	

Продовження таблиці Б. 1				
1	2	3	4	5
2 Вміст механічних домішок, % маси (г/т), не більше: - для трансформаторів до 220 кВ включно - для трансформаторів вище 220 кВ до 500 кВ включно - для трансформаторів на напругу 750 кВ - для реакторів на напругу від 500 кВ до 750 кВ	0,005 (50) 0,0008 (8) 0,0005 (5) (9) 0,0005 (5) (9)	0,005 (50) 0,001 (10) 0,0005 (5) (10) 0,001 (10) (10)	0,005 (50) 0,0015 (15) (11) 0,001 (10) (10)	За ГОСТ 6370 За ГОСТ 6370 (клас чистоти за ДСТУ ГОСТ 17216, не більше)
3 Вміст антиокисної присадки іонолу для негерметичних трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, обладнання з місткістю маслосистеми 10 т і більше, % маси, не менше	-	0,2	0,1	За ГҚД 34.43.101
4 Кислотне число, мг КОН на 1 г масла, не більше	0,01	0,01	0,1 ¹⁾ 0,25 ¹⁾	За ГОСТ 5985
5 Вміст водорозчинних кислот, мг КОН: - для силових трансформаторів потужністю вище 630 кВ·А, вимірювальних трансформаторів, маслонаповнених герметичних вводів - для негерметичних вводів	Відсутній		0,014	За ГОСТ 6307 перед заливанням масла в устаткування За РД 34.43.101 в експлуатації
6 Температура спалаху в закритому тиглі ²⁾ , °С, не нижче	135		Зниження не більше ніж на 5 °С від попередніх, але не більше ніж на 15 °С з початку експлуатації	За ГОСТ 6356

Продовження таблиці Б. 1				
1	2	3	4	5
7 Тангенс кута діелектричних втрат за температури 90 °С, %, для силових, вимірювальних трансформаторів, вводів на напругу, не більше ³⁾ , кВ: - 35 - 110 - 150 - 220 - 500 - 750				За ГОСТ 6581
8 Натрієва проба, оптична густина в кюветі 20 мм, не більше	0,4	-	-	За ГОСТ 19296
9 Стабільність проти окислення. Масова частка осаду, %, не більше, для масла: - ГК (ТУ38.101.1025) - Т 1500-750 (ГОСТ 982) - ТСп (ГОСТ 10121) - ТАп (ТУ38.101.281) - ТКп (ТУ38.101.890)	0,015 Відсутня Те саме 0,008 0,01	- - - - -	- - - - -	За ГОСТ 981 та ГҚД 34.43.101 (Б.3.5)
10 Кислотне число окисленого масла, мг КОН на 1 г масла, не більше, для масла: - ГК (ТУ38.101.1025) - Т 1500-750 (ГОСТ 982) - ТКп (ТУ38.101.890) - ТАп (ТУ38.101.281) - ТСп (ГОСТ 10121)	0,1 0,15 0,1 0,05 0,1	- - - - -	0,25 0,25 0,25 0,25 0,25	За ГОСТ 981 та ГҚД 34.43.101 (Б.3.5)

Закінчення таблиці Б. 1				
1	2	3	4	5
11 Вміст води, % маси (г/т), не більше:				
- для трансформаторів з азотним і плівковим захистом, герметичних трансформаторів струму та герметичних вводів	0,001 (10)	0,001 (10)	0,002 (20)	За ГОСТ 7822
- для ТН 110кВ-500кВ типу НКФ	0,001 (10)	0,0015 (15)	0,0025 (25)	В експлуатації дозволяється за ГОСТ 1547
- для решти обладнання всіх категорій	0,002 (20)	0,0025 (25)	Відсутній, якщо немає вимог заводу-виробника визначати кількісно	
12 Вміст газу, % об'єму ¹⁾ , не більше (для герметичного обладнання)	0,1	0,2	2	За інструкцією підприємства-виробника
13 Розчинений шлам (потенційний осад) для силових трансформаторів на напругу 220 кВ і вище за кислотного числа масла вище 0,15 мг КОН на 1 г масла	-	-	Відсутній	За ГҚД 34.43.101
¹⁾ Заміна сорбенту в термосифонних фільтрах. За кислотного числа, більшого ніж 0,1, та відсутності термосифонних фільтрів - визначення потенційного осаду. У разі наявності осаду - регенерація або заміна масла. ²⁾ Температура спалаху для масла ТСп (ГОСТ 10121) повинна бути до та після заливання не нижче 150 °С. ³⁾ Значення tgδ для масла ТКл (ТУ38.101.890) за 90 °С до заливання повинне бути 2,2 %, після заливання - не більше ніж 2,6 %; для масла ТСп (ГОСТ 10121) до заливання - не більше ніж 1,7 %, після заливання - не більше ніж 2,0 %. ⁴⁾ Перевіряти вміст газу експлуатаційного масла допускається за результатами аналізу розчинених у маслі газів хроматографічним методом, вміст газу після заливання - не більший ніж 0,3 %, для реакторів - 0,1 %.				
Примітка. У чисельнику наведені значення показника для трансформаторів, що введені до експлуатації після 01.01.99, а в знаменнику - до 01.01.99. Докладні відомості, показники якості та рекомендації для використання марок трансформаторних масел, що застосовуються, наведено в ГОСТ, ТУ, ГҚД 34.43.101 і СОУ-Н ЕЕ 20.302.				

Додаток В

(обов'язковий)

до п. 8.1.11 Інструкції "Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації"

ДОДАТКОВЕ ОБРОБЛЕННЯ ІЗОЛЯЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НАПРУГУ 35 КВ І НИЖЧЕ

В.1 У разі невідповідності характеристик ізоляції вимогам 8.2.7 або якщо вміст води масла, що відбирається з бака трансформатора згідно з 8.2.2, більший ніж 25 г/т, для оброблення ізоляції необхідно вжити додаткові заходи. Такими заходами є:

- контрольне підсушування ізоляції;
- сушіння ізоляції.

В.1.1 Контрольне прогрівання¹⁾ та підсушування у власному баці з маслом

Контрольне прогрівання та підсушування трансформаторів виконують:

- індукційним прогріванням за рахунок вихрових втрат у сталі бака;

- прогріванням постійним струмом;
- прогріванням струмами короткого замикання;
- прогріванням циркуляцією масла через електронагрівник.

Як додаткове джерело нагрівання рекомендується застосовувати електропечі закритого типу, що встановлюють під дно трансформатора.

Контрольне прогрівання потрібно виконувати з маслом, без вакууму до температури верхніх шарів масла вище 10 °С (під час вимірювання характеристик ізоляції) або до перевищення температури повітря, виміряної на верхньому ярі (під час ревізії трансформатора), на 10 °С і більше.

Контрольне підсушування необхідно виконувати з маслом за температури верхніх шарів масла 80 °С і максимальному вакуумі, передбаченому конструкцією бака, але не вище 0,054 МПа. Через кожні 12 годин підсушування необхідно виконувати циркуляцію масла через трансформатор протягом 4 годин шестерним масляним насосом продуктивністю не менше 4 м³/г.

¹⁾ Здійснюється з метою прогрівання активної частини для вимірювання характеристик ізоляції або під час ревізії трансформаторів.

У процесі підсушування необхідно періодично вимірювати характеристики ізоляції.

Підсушування необхідно припинити, якщо характеристики ізоляції відповідають вимогам 8.2.7 цієї інструкції, але не раніше ніж через 24 години після досягнення температури 80 °С. Тривалість підсушування не повинна перевищувати 48 годин, без врахування часу нагрівання.

В.1.2 Сушіння

В.1.2.1 Сушіння активної частини трансформаторів виконують без масла одним із наступних методів:

- у стаціонарній сушильній шафі під вакуумом (за максимально можливої величини останнього);
- у спеціальній камері без вакууму;
- у власних баках із вакуумом не вище 0,054 МПа або без вакууму (в останньому випадку з вентиляцією бака).

Демонтування та піднімання активної частини трансформатора, під час сушіння поза власним баком, виконують відповідно до вимог інструкції заводу-виробника.

В.1.2.2 Під час сушіння у власному баці нагрівати трансформатор можна індукційним методом або струмами нульової послідовності, а під час сушіння в спеціальних шафах - за допомогою теплового джерела, яким обладнано шафу.

Не допускається використовувати постійний струм і струми короткого замикання в обмотках як джерела тепла.

Температура обмоток під час сушіння повинна знаходитись у межах від 95 °С до 105 °С, магнітопроводу - у межах від 90 °С до 105 °С.

В.1.2.3 Закінчення сушіння визначається за кривою залежності опору ізоляції від часу.

Сушіння вважають закінченим, якщо опір ізоляції залишається незмінним протягом 6 годин, за практично незмінної температури обмоток, що знаходиться в межах, зазначених у В.1.2.2 та за незмінного вакууму (у разі його застосування).

Додаток Г

(обов'язковий)

до п.п.8.2.2, 12.3.5 Інструкції "Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації"

ЕЛЕКТРИЧНА МІЦНІСТЬ ТА ВМІСТ ВОЛОГИ МАСЛА В КОНТАКТОРАХ ПРИСТРОЇВ РПН

Г.1 Масло підлягає заміні, якщо його електрична міцність буде для відповідного класу ПП меншою за наведену в таблиці Г.1.

Таблиця Г.1 - Електрична міцність масла

Контактна напруга, кВ	Пробивна напруга, кВ
10	25
35	30
110	35
220	40

Г.2 Вміст води вимірюють згідно з вимогами ГОСТ 1547 (випробування на потіскування), якщо інше не передбачене інструкціями заводу-виробника.

Додаток Д

(обов'язковий)

до п.п.8.2.7, 9.2.2, 13.6 Інструкції
"Трансформатори силові. Типова
інструкція з експлуатації"

НАЙМЕНШІ ЗНАЧЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИК ІЗОЛЯЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІД ЧАС ВВЕДЕННЯ ДО ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Д.1 Допустимі значення $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток наведено в таблиці Д.1.

Таблиця Д.1 - Допустимі значення $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток трансформаторів на напругу до 35 кВ, залитих маслом

Потужність трансформатора	Значення $\text{tg}\delta$, %, за температури обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
до 6300 кВ·А	1,2	1,5	2,0	2,5	3,4	4,5	6,0
10 000 кВ·А і більше	0,8	1,0	1,3	1,7	2,3	3,0	4,0

Примітка. Значення $\text{tg}\delta$, зазначені в таблиці Д.1, відносяться до всіх обмоток даного трансформатора.

Д.2 Значення $\text{tg}\delta$, приведені до заводської температури, що дорівнюють або менші за 1 %, слід вважати задовільними (без порівняння з паспортними значеннями).

Д.3 Для приведення $\text{tg}\delta$, виміряного за температури при монтажі, до значення $\text{tg}\delta$, виміряного за температури на заводі, необхідно обрахувати дані вимірювань за допомогою коефіцієнта K_t , значення якого наведені в таблиці Д.2.

Таблиця Д.2 - Значення коефіцієнта K_t для перерахування значень $\text{tg}\delta$

Різниця температур $t_2 - t_1$, °С	Значення K_t	Різниця температур $t_2 - t_1$, °С	Значення K_t
1	2	3	4
1	1,03	10	1,31
2	1,06	15	1,51
3	1,09	20	1,75
4	1,12	25	2,00
5	1,15	30	2,30
6	1,18	-	-
7	1,21	-	-

Примітка 1. Значення K_t для різниці температур, яку не зазначено в таблиці Д.2, визначається множенням відповідних коефіцієнтів таблиці. Наприклад, коефіцієнт K_t , що відповідає різниці температур 8 °С, визначається 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.

Д.4 Опір ізоляції трансформаторів на напругу 35 кВ та нижче наведено в таблиці Д.3.

Таблиця Д.3 - Найменші допустимі значення опору ізоляції R_{60} обмоток трансформатора 35 кВ, залитого маслом

Потужність трансформатора	Значення R_{60} , МОм, за температури обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
до 6300 кВ·А	450	300	200	130	90	60	40
10000 кВ·А і більше	900	600	400	260	180	120	80

Примітка. Значення опору R_{60} відносяться до всіх обмоток даного трансформатора

Для трансформаторів на напругу від 110 кВ до 750 кВ опір R_{60} становить не менше 50 % значення, зазначеного в паспорті трансформатора.

Для приведення значень опору R_{60} , виміряних під час монтажу, до температури вимірювання опору R_{60} на заводі, необхідно перерахувати дані вимірювань за допомогою коефіцієнта K_2 , значення якого наведено в таблиці Д.4.

Таблиця Д.4 - Значення коефіцієнта K_2 для перерахунку значень опору 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	1,50
2	1,08	15	1,84
3	1,13	20	2,25
4	1,17	25	2,75
5	1,22	30	3,40
6	1,28	-	-
7	1,34	-	-

Приклад розрахунку: Опір R_{60} вимірюють згідно зі схемою ВН - (бак, НН).

Дані заводського протоколу: $R_{60} = 450$ МОм за температури $t_2 = 61$ °C.

Дані монтажного протоколу: $R_{60} = 420$ МОм за температури $t_1 = 58$ °C.

Різниця температур $t_2-t_1 = 3$ °C; $K_2 = 1,13$; значення опору $R_{60} = 420 : 1,13 = 372$ МОм.

Значення опору R_{60} , що дорівнює 372 МОм, більше ніж 50 % значення опору R_{60} , вимірюного на заводі ($450 \cdot 0,5 = 225$ МОм).

Д.5 Необхідно враховувати вплив масла, що заливається до силових трансформаторів, на $\text{tg}\delta$ і опір ізоляції R .

Якщо значення $\text{tg}\delta$ масла, залитого під час монтажу в трансформатор ($\text{tg}\delta_{м2}$, %), знаходиться в межах, допустимих ГОСТ, але відрізняється від заводського значення, слід враховувати поправку, після чого остаточно вирішувати питання про необхідність проведення додаткових заходів щодо поліпшення стану ізоляції.

Фактичні значення $\text{tg}\delta_{ф}$ і опору ізоляції $R_{60ф}$ з урахуванням впливу масла визначають за формулами

$$\text{tg}\delta_{ф} = \text{tg}\delta_{з} - K(\text{tg}\delta_{м2} - \text{tg}\delta_{м1}), \quad (\text{Д.1})$$

$$R_{60ф} = R_{60з} \cdot \frac{\text{tg}\delta_{м2}}{\text{tg}\delta_{м1}}, \quad (\text{Д.2})$$

де: $\text{tg}\delta_{з}$, $R_{60з}$ - 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;

$\text{tg}\delta_{м2}$ - значення $\text{tg}\delta$, %, масла, залитого під час монтажу, що приведене до температури вимірювання характеристик ізоляції за допомогою коефіцієнта K_3 (таблиця Д.5);

$\text{tg}\delta_{м1}$ - значення $\text{tg}\delta$, %, масла, залитого на заводі, що приведене до температури вимірювання характеристик ізоляції за допомогою коефіцієнта K_3 (таблиця Д.5).

Таблиця Д.5 - Значення коефіцієнта K_3 для перерахунку значень $\text{tg}\delta$ масла

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	3,40
3	1,13	35	4,15
4	1,17	40	5,10
5	1,22	45	6,20
10	1,50	50	7,50
15	1,84	60	11,20
20	2,25	-	-

Приклад розрахунку: Вихідні дані:

виміряні під час монтажу та приведені до температури заводу-виробника (55 °C) значення $\text{tg}\delta$ і R_{60} ізоляції становлять 1,6 % і 420 МОм;

виміряні значення $\text{tg}\delta$ масла за температури 90 °C становлять:

- на заводі ($\text{tg}\delta_{м1}$) - 2,15 %;

- під час монтажу ($\text{tg}\delta_{м2}$) - 2,50 %.

Розрахунок фактичного значення $\text{tg}\delta_{ф}$ і $R_{60ф}$ ізоляції:

- приводимо заводське значення $\text{tg}\delta_{м1}$ до температури вимірювання характеристик ізоляції (55 °C):

$$\text{tg}\delta_{м1} = \frac{2,15}{4,15} = 0,52,$$

($K_3 = 4,15$ - згідно з таблицею Д.5 та відповідає різниці температур $t_2-t_1 = 90 - 55 = 35$ °C);

- приводимо монтажне значення $\text{tg}\delta$ масла до температури вимірювання характеристик ізоляції:

$$\text{tg}\delta_{м2} = \frac{2,5}{4,15} = 0,6;$$

- визначаємо фактичне значення $\text{tg}\delta_{\text{ф}}$ ізоляції:

$$\text{tg}\delta_{\text{ф}} = 1,6 - 0,45 (0,6 - 0,52) = 1,56;$$

- визначаємо фактичне значення $R_{\text{всф}}$ ізоляції:

$$R_{\text{всф}} = 420 \cdot \frac{0,6}{0,52} = 485 \text{ МОм.}$$

Додаток Е

(обов'язковий)

до п. 10.2.6 Інструкції "Трансформатори
силові. Типова інструкція з експлуатації"

ДОПУСТИМІ ПЕРЕВАНТАЖЕННЯ МАСЛЯНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Допустимі аварійні перевантаження масляних трансформаторів
наведено в таблиці Е.1

Таблиця Е.1 - Допустимі аварійні перевантаження
без урахування попереднього навантаження

Тривалість переванта- ження про- тягом доби, год	Перевантаження щодо номінального струму, залежно від температури охолоджуючого середовища під час перевантаження, °С											
	-25			-20			-10			0		
	М	Д	ДЦ (Ц)	М	Д	ДЦ (Ц)	М	Д	ДЦ (Ц)	М	Д	ДЦ (Ц)
0,5	2,0	1,8	1,6	1,9	1,7	1,6	1,7	1,6	1,5	1,7	1,5	1,4
1,0	1,9	1,7	1,6	1,9	1,6	1,5	1,7	1,5	1,5	1,7	1,5	1,4
2,0	1,9	1,7	1,5	1,8	1,6	1,5	1,7	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4
4,0	1,8	1,6	1,5	1,7	1,6	1,5	1,6	1,5	1,4	1,6	1,4	1,4
8,0	1,7	1,6	1,5	1,7	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	1,6	1,4	1,4
24,0	1,7	1,6	1,5	1,6	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	1,5	1,4	1,4
Тривалість переванта- ження про- тягом доби, год	Перевантаження щодо номінального струму, залежно від температури охолоджуючого середовища під час перевантаження, °С											
	10			20			30			40		
	М	Д	ДЦ (Ц)	М	Д	ДЦ (Ц)	М	Д	ДЦ (Ц)	М	Д	ДЦ (Ц)
0,5	1,7	1,4	1,4	1,5	1,3	1,3	1,4	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
1,0	1,6	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
2,0	1,5	1,4	1,3	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,1
4,0	1,5	1,3	1,3	1,4	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1
8,0	1,5	1,3	1,3	1,4	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
24,0	1,5	1,3	1,3	1,4	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1

Примітка. Умовні позначення систем охолодження за МЭК наведені в таблиці 1.

Додаток Ж
(обов'язковий)

до п. 10.3.2 Інструкції "Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації"

КОНТРОЛЬ НАВАНТАЖЕННЯ СПІЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ОБМОТКИ АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ

Ж.1 Під час роботи автотрансформаторів, особливо підвищувальних з приєднаним до обмотки НН генератором або знижувальних, з приєднаним до обмотки НН синхронним компенсатором, у комбінованих режимах необхідно контролювати навантаження спільної частини обмотки автотрансформатора (обмотки, що умовно називається СН), щоб запобігти її перевантаження, якщо потужність передається в сторону СН або зі сторони СН. У цих режимах роботи струм у спільній частині обмотки автотрансформатора є векторною різницею між сумою струмів двох інших обмоток автотрансформатора та сторони СН.

Ж.2 Оскільки визначення струму в спільній частині обмотки розрахунком ускладнене (необхідність побудовання серії графіків або таблиць для різного поєднання навантажень), струм рекомендується контролювати за допомогою спеціально підключеного амперметра.

Ж.3 Для контролю струму спільної частини обмотки, якщо в ній відсутній трансформатор струму трифазного автотрансформатора, амперметр слід вмикати в одну з фаз на суму лінійних струмів сторін ВН та СН через трансформатори струму з однаковим коефіцієнтом трансформації або на трансформатор струму в спільній частині обмотки.

Ж.4 Для контролю струму спільної частини обмотки однофазних автотрансформаторів амперметр можна вмикати через трансформатор струму, встановлений на виводі нейтралі однієї з фаз автотрансформаторів групи.

Додаток И
(довідковий)

до п.11 Інструкції "Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації"

ПЕРЕЛІК ЗАВОДСЬКИХ ІНСТРУКЦІЙ НА ДОПОМІЖНЕ ОБЛАДНАННЯ СИЛОВИХ ТРАНС- ФОРМАТОРІВ, ЯКІ КОМПЛЕКТУЄ ВИРОБНИК ТРАНСФОРМАТОРА

И.1 Фільтри

И.1.1 Фільтри маслоочисні. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ОББ. 463.261.

И.1.2 Фільтри термосифонні. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ОББ. 463.218.

И.1.3 Фільтри адсорбційні. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ОББ. 463.260 ТО.

И.1.4 Повітроосушники. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ОББ. 463.217 ТО і ВБІЕ 670.120.020 ТО.

И.2 Установка азотна. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ОББ. 030.254 ТО.

И.3 Розширник з гнучкою оболонкою. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ВБІЕ. 307.243.002 ТО.

И.4 Пристрій перемикання відгалужень обмоток трансформатора без збудження типу П. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ВБІЕ. 642.285.001-01 ТО.

И.5 Клапани

И.5.1 Клапан запобіжний. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ВБІЕ. 494.155.001 ТО.

И.5.2 Клапан відсічний. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ВБІЕ. 494.155.003 ТО.

И.5.3 Затвори лопатні дискові. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ОББ. 140.385 ТО.

И.6 Система охолодження

И.6.1 Система охолодження силових трансформаторів видів М та Д. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ВБІЕ. 651.537.001 ТО.

И.6.2 Система охолодження трансформаторів ДЦ. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ВБІЕ. 651.537.036 ТО.

И.6.3 Система охолодження трансформаторів виду Ц. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ВБІЕ. 611.537.035 ТО.

И.7 Шафи охолодження

И.7.1 Шафи ШД. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ВБІЕ. 656.355.001 ТО.

И.7.2 Шафи ШАОТ-ДЦ. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ВБІЕ. 656.445.001 ТО і ВБІЕ. 656.446.001 ТО.

И.7.3 Шафи ШАОТ-ДЦН-П. Технічний опис та інструкція з експлуатації. ОВБ. 360.245 ТО.

И.7.4 Шафи ШАОТ-Ц (НЦ). Технічний опис та інструкція з експлуатації. ВБІЕ. 656.446.003 ТО.

Додаток К

(обов'язковий)

до п.п.11, 13.10, 13.11 Інструкції "Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації"

**ВІДБИРАННЯ ПРОБ, ОЧИЩЕННЯ
ТА РЕГЕНЕРАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА**

К.1 Для відбирання проб масла застосовують скляні банки з притертими пробками. Кількість масла, відібраного для випробування на пробій, повинна бути не менша за 0,5 л, а для фізико-хімічного випробування - не менша за 1,0 л.

Пробу необхідно відбирати дуже ретельно та акуратно для запобігання попадання в масло бруду, вологи, пилу, волокон тощо.

Проби масла з трансформаторів і реакторів, установлених на відкритому повітрі, потрібно відбирати влітку в суху погоду, взимку - у морозну. При відбиранні проби масла взимку, банку слід прогріти теплим маслом із трансформатора, і потім, швидко виливши, набрати масло для проби.

Якщо масло відбирають в нестандартний посуд (наприклад, пляшки), то його закривають пробкою (не гумовою), обернутою пергаментним папером, і заливають сургучем або парафіном.

Взимку, коли банки з маслом вносять з морозу до теплового приміщення, їх не можна розкривати раніше, ніж вони нагріються до температури приміщення, інакше в банці відбудеться конденсація парів вологи та пробиана напруга такого масла знизиться.

К.2 Перед відбиранням проби слід злити деяку кількість (не менше 2 л) брудного масла, яке зібралось у нижній частині трансформатора біля масловідбірного пристрою, потім обтерти чистою ганчіркою кран від пилу та бруду, відлити трохи масла для промивання крана, промити двічі банку маслом із трансформатора. Після цього взяти пробу масла та закрити банку скляною пробкою.

К.3 Проба масла звичайно відбирається з нижнього бокового масловідбірного пристрою бака. Якщо кран розташований так, що безпосередньо під нього не можна поставити банку (а в трансформаторах і реакторах на напругу 220 кВ і вище - в усіх випадках), необхідно відбирати проби через гнучкий чистий шланг, який надягають на кран. При цьому кінець шланга потрібно опустити до самого дна банки, щоб запобігти розбризкуванню масла та захоплення повітря.

К.4 У разі зниження під час експлуатації електричної міцності (пробивної напруги) масла та підвищення $\text{tg}\delta$ (проти встановлених норм), виявлення в ньому механічних домішок, шламу та води, масло в трансформаторах на напругу 110 кВ і нижче, можна очищати без зняття напруги з трансформатора. Рекомендується очищати масло за допомогою фільтр-преса, вакуумних дегазаційних установок із застосуванням сорбентів згідно з вимогами ГКД 34.43.101.

К.5 Роботу з очищення масла повинен виконувати спеціально навчений персонал із постійним чергуванням.

К.6 Масло під напругою потрібно очищати та оформляти згідно з вимогами НПАОП 40.1-1.01.

К.7 Про проведення очищення роблять запис у паспорті трансформатора із зазначенням початку та кінця очищення та додають протоколи аналізу масла з трансформатора до та після очищення.

К.8 Для безперервної автоматичної регенерації масла необхідно застосовувати термосифонні та адсорбційні фільтри, заповнені сорбентом (силікагелем, активним окисом алюмінію тощо), що має властивість забирати з масла продукти його старіння. Не рекомендується для цього використовувати цеоліт, оскільки він не адсорбує продукти старіння масла.

К.9 Безперервну регенерацію масла виконують природною циркуляцією масла через термосифонний фільтр на основі термосифонного ефекту, а в адсорбційному фільтрі - примусовою циркуляцією масла.

К.10 Кількість сорбенту, що засипають в термосифонний фільтр, становить близько 1 % маси масла в трансформаторі (для невеликих трансформаторів - близько 1,25 %, для великих - 0,75 %).

К.11 Щоб забезпечити відстій дрібних часток сорбенту, кінець нижньої трубки, що з'єднує термосифонний фільтр із трансформатором, потрібно установлювати на 20 мм - 30 мм вище дна фільтра. Для цього в адсорбційних фільтрах кришки фільтра (з боку виходу масла) виконуються із спеціальним фільтруючим шаром.

К.12 Сорбент для фільтра повинен бути розміром не більше 7 мм. Пил, що міститься в ньому, потрібно попередньо відсіяти.

К.13 За необхідності сорбент потрібно сушити до залишкового вмісту води 0,5 %. Щоб запобігти зволоженню, зберігають сухий сорбент у герметизованій тарі.

К.14 У разі установлення термосифонних фільтрів на трансформатори та реактори, не обладнані ними, необхідно керуватися таким: якщо масло містить шлам і відбулось його старіння, фільтр приєднують після ревізії з ретельним очищенням активної частини та бака від шламу та механічних домішок.

При сильно зниженій електричній міцності масла необхідно попередньо зневоднити за допомогою фільтрів (ФОН, ФГН, фторопластових) або цеолітової установки з фільтр-пресом. За умови нормованої електричної міцності фільтр після заміни сорбенту встановлюють або амікають без попередньої підготовки.

К.15 Для забезпечення найбільш ефективної стабілізації масла в трансформаторах і реакторах рекомендується одночасне застосування термосифонних або адсорбційних фільтрів і антиокислювальних присадок.

К.16 Адсорбційний фільтр заповнюють маслом через нижній патрубок у тому ж напрямку, в якому буде відбуватись циркуляція масла. Термосифонний фільтр заповнюють маслом знизу для кращого витиснення повітря з фільтра. Під час заповнення фільтра маслом повітровипускна пробка на його верхньому патрубку (або на маслоохолоднику) залишається на деякий час відкритою до повного витиснення повітря та закривається після того, як через неї піде масло. Включати в роботу адсорбційний фільтр необхідно після тривалого відстоювання (12 год) і неодноразового випускання повітря, що поступово виділяється з зерен сорбенту.

Масло можна одночасно заливати в систему охолодження, адсорбційні фільтри та бак, за узгодженням з заводом-виробником.

К.17 Сорбент у термосифонному фільтрі потрібно замінювати, якщо в пробі масла, що відбирається не рідше одного разу на три роки, виявлене збільшення кислотного числа до 0,10 мг КОН.

Вперше сорбент у адсорбційному фільтрі (в системі ДЦ - OFAF і Ц - OFWF) потрібно замінювати після одного року експлуатації, а потім, якщо у пробі відібраного масла, виявлено збільшення кислотного числа до 0,10 мг КОН, але не рідше одного разу на 3 роки.

У трансформаторах енергоблоків потужністю 150 МВт та більше і трансформаторах та реакторах на напругу 330 кВ та вище проби масла потрібно відбирати не рідше одного разу на рік, а сорбент слід замінювати за досягнення кислотного числа 0,10 мг КОН.

Для контролю стану сорбенту необхідно також використовувати дані характеристик ізоляції та хімічного аналізу масла. Погіршення цих показників свідчить про втрату сорбентом його адсорбційних властивостей. У трансформаторах і реакторах із системою охолодження ДЦ (OFAF) і Ц (OFWF) рекомендується замінювати відпрацьований сорбент сорбентом, попередньо витриманим у сухому свіжому трансформаторному маслі протягом доби.

К.18 Для осушування повітря, що надходить до трансформатора та реактора, потрібно застосовувати повітросушник, у якому осушником є силікагель марки КСМГ (КСКГ) або цеоліт марки NaA. Для приго-

тування індикаторного силікагелю осушника застосовують силікагель із просоченням хлористим кобальтом і хлористим кальцієм.

Осушник, приготовлений таким чином, слід поміщати в невеликій кількості (тільки проти оглядового вікна фільтру), увесь же фільтр заповнюють осушником без його просочення хлористим кобальтом. Це дає можливість відновлювати осушник за більш високої температури (від 400 °С до 500 °С), за якої хлористий кобальт розкладається. Рекомендується використовувати готовий індикаторний силікагель, виготовлений згідно з вимогами ГОСТ 8984.

К.19 Контроль за осушником під час експлуатації передбачає нагляд за забарвленням сорбенту та рівнем масла в масляному затворі. У разі посвітління кольору окремих зерен слід посилити нагляд за фільтром, а коли декілька зерен сорбенту набудуть рожевого кольору, його слід замінити, бо за зволоженого сорбенту повітря у фільтрі не сушиться. Незалежно від кольору індикаторного силікагелю сорбент слід замінювати не рідше одного разу на шість місяців.

К.20 Осушник, насичений хлористим кобальтом, для повторного використання потрібно відновлювати прогріванням за температури від 115 °С до 120 °С протягом від 15 год до 20 год до набуття ним блакитного кольору.

К.21 Під час заміни сорбенту в повітроосушнику слід замінити також масло в масляному затворі. Замінювати сорбент слід у суху погоду, вимикаючи повітроосушник з роботи не більше ніж на 3 год.

Додаток Л

(обов'язковий)

до п.п.11.2.3, 14.1.2 Інструкції "Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації"

ОБСЯГ І ПЕРІОДИЧНІСТЬ РОБІТ З ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТА ЇХ СКЛАДОВИХ ЧАСТИН

Обсяг і періодичність робіт з технічного обслуговування трансформаторів та їх складових частин наведено в таблиці Л.1.

Таблиця Л. 1

Найменування робіт	Операції контролю	Регламентні та ремонтні операції	Періодичність
1	2	3	4
1 Трансформатор			
1.1 Зовнішній огляд	+	-	Відповідно до інструкції підприємства
1.2 Контроль рівня масла	+	-	Те саме
1.3 Контроль температури масла	+	-	"
1.4 Відбирання проб масла для випробування та аналізу	-	+	Відповідно до таблиці 8 цієї інструкції
1.5 Періодичні випробування ізоляції	-	+	Відповідно до СОУ-Н ЕЕ 20.302
1.6 Поточний ремонт	-	+	За 14.1
1.7 Капітальний ремонт	-	+	За 14.2.1
2 Система охолодження			
2.1 Зовнішній огляд	+	-	Під час зовнішнього огляду трансформатора
2.2 Контроль тиску масла, вибрації електронасосів і вентиляторів	+	-	Один раз на 6 місяців
2.3 Поточний ремонт ¹⁾	-	+	Щорічно

Продовження таблиці Л. 1			
1	2	3	4
2.4 Перевірка стану підшипників, ущільнень, стану щільного ущільнення робочих коліс електронасосів	-	+	Після встановлення на працювання (наприклад для електронасосів серії МТ після напруження 20 тис.год)
2.5 Заміна підшипників у електродвигунах маслососів і вентиляторів	-	+	Після закінчення встановленого ресурсу підшипників (наприклад, для електронасосів серії МТ після напруження 50 тис.год)
2.6 Очищення фільтруючих пакетів маслососних фільтрів	-	+	Перше - через 72 год, друге - через один рік і далі - через три роки
2.7 Огляд автоматичних вимикачів і контактних поверхонь магнітних пускачів	+	-	Один раз на рік, а також після кожного вимкнення струму пошкодження
2.8 Перевірка опору ізоляції електричних кіл	-	+	Один раз на три роки
3 Розширники, стрічкові маслоспожачики, повітряосушники			
3.1 Очищення внутрішньої порожнини розширника від забруднень	-	+	Під час ремонту зі зливанням масла
3.2 Перевірка технічного стану стрічкового маслоспожачика	-	+	Під час поточного ремонту трансформатора, а також під час огляду гнучкої оболонки розширника
3.3 Контроль стану силікагелю та рівня масла в масляному затворі	+	-	Під час зовнішнього огляду трансформатора
3.4 Заміна силікагелю в повітряосушнику	-	+	У разі зміни кольору індикаторного силікагелю
3.5 Перевірка стану гнучкої оболонки розширника	-	+	Один раз на два роки під час поточного ремонту трансформатора, у разі збільшення газовмісту масла, а також після спрацювання газового захисту на вимкнення.
4 Пристрої РПН			
4.1 Зовнішній огляд і перевірка положення приводів	+	-	Під час зовнішнього огляду трансформатора

Продовження таблиці Л. 1			
1	2	3	4
4.2 Контроль кількості здійснених перемикачів	+	-	Один раз на місяць
4.3 Відбирання проб масла для випробування та аналізу	-	+	Відповідно до таблиці 8 цієї інструкції
4.4 Ревізія контактора	-	+	Після кожного спрацювання захисного реле
4.5 Заміна масла в баці контактора	-	+	Відповідно до інструкції 3 експлуатації пристрою РПН
4.6 Заміна контактів контакторів	-	+	Те саме
4.7 Періодичні випробування	-	+	...
4.8 Знімання оксидної плівки з поверхонь контактів	-	+	Згідно з 12.3.8 цієї інструкції
4.9 Перевірка змащення шарнірів і тертьових деталей передачі пристрою РПН	-	+	Один раз на шість місяців
4.10 Поточний ремонт	-	+	Щорічно, а також після певної кількості перемикачів відповідно до інструкції 3 експлуатації пристрою РПН
4.11 Заміна мастила в редукторах приводів пристроїв РПН	-	+	Відповідно до інструкції 3 експлуатації пристрою РПН
5 Адсорбційні фільтри			
Заміна силікагелю	-	+	Перша - через один рік після ввімкнення, в подальшому - за станом масла, зокрема, у разі збільшення тиску масла до значення, що дорівнює 0,7 гранично допустимого
6 Маслонаповнені вводи			
6.1 Зовнішній огляд	+	-	Під час зовнішнього огляду трансформатора
6.2 Контроль тиску масла у вводи з фіксацією в експлуатаційних документах споживача значень тиску у вводи, температури верхніх шарів масла в трансформаторі і температури зовнішнього повітря	+	-	Не менше 12 разів на рік

Продовження таблиці Л. 1			
1	2	3	4
6.3 Регулювання тиску масла у ввіді і відбирання проб масла для випробування і аналізу	-	+	За необхідності на вимкненому трансформаторі відповідно до інструкції з експлуатації вводу.
6.4 Перевірка надійності заземлення спеціальних та вимірювальних виводів	-	+	Один раз на два роки під час поточного ремонту трансформатора
6.5 Перевірка стану верхніх ущільнень і надійності контактних з'єднань	-	+	Те саме
6.6 Заміна верхніх ущільнень	-	+	Під час капітального ремонту, а також у разі порушення герметичності
6.7 Випробування ввідів	-	+	Згідно з COY-H EE 20.302, а також під час ремонту. Позачергові випробування у разі підвищення тиску у ввіді (герметичні)
6.8 Перевірка манометрів	-	+	Згідно з COY-H EE 20.302 один раз на рік.
7 Газовий захист трансформатора і захист контактора пристрою РПН			
7.1 Зовнішній огляд	+	-	Відповідно до методичних вказівок з технічного обслуговування
7.2 Поточний контроль	-	+	Перший - через один рік після ввімкнення, в подальшому - через три роки
7.3 Поточне відновлення	-	+	Через шість років
8 Термометр манометричний конденсаційний показуючий/сигналізуючий			
8.1 Перевірка технічного стану	-	+	Один раз на два роки
9 Відсічний клапан			
9.1 Зовнішній огляд	+	-	Під час зовнішнього огляду трансформатора
9.2 Перевірка і випробування	-	+	Один раз на два роки під час поточного ремонту трансформатора
10 Запобіжний клапан			
10.1 Перевірка стану	-	+	Під час капітального ремонту трансформатора

Закінчення таблиці Л. 1			
1	2	3	4
11 Пристрій для відбирання проб газу			
11.1 Перевірка відсутності витікання масла	-	+	Під час зовнішнього огляду трансформатора і відбирання проб газу
11.2 Відбирання проб газу з газового реле	-	+	Після дії газового захисту на сигнал або вимкнення
12 Вбудовані трансформатори струму			
12.1 Перевірка опору ізоляції вторинних обмоток	-	+	Перша - через один рік після ввімкнення, в подальшому - через шість років під час поточного ремонту трансформатора.
12.2 Зняття характеристик намагнічування на робочому коефіцієнті трансформації	-	+	Перший раз - через один рік після ввімкнення, в подальшому - через шість років під час поточного ремонту трансформатора
13 Перевірка стану контрольних кабелів	-	+	Під час поточного ремонту трансформатора (один раз на два роки)
" Полягає в контролі зовнішнього забруднення трубного пучка охолоджувачів виду "ДЦ (OFAP)" та його очищення			