

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня «магістр»

на тему:
«Дослідження методів діагностування маслонаповненого трансформаторного
обладнання»
08-13.МКР.004.00.075 ПЗ

Виконав: студент 6 курсу, групи ЕСМ-18м
спеціальності 8.05070102 – «Електричні системи і
мережі»

Григорук А.І. _____

Керівник:

к.т.н., доц.,

Бурикін О.Б. _____

«___» _____ 20__ р.

Консультант з ОП та БНС:

д.т.н., професор

Бондаренко Є.А. _____

Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій та систем
 Ступінь магістр
 Галузь знань 0507 – «Електротехніка та електромеханіка»
 Спеціальність 8.05070102 – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
 завідувач кафедри ЕСС
 д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

 «__» _____ 2019 р.

З А В Д А Н Н Я НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Григоруку Анатолію Іллічу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: дослідження методів діагностування маслонаповненого обладнання.

керівник проекту Бурикін Олександр Борисович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь,
 вчене звання)

затверджені наказом ВНТУ від «__» _____ 2019 року №__.

2. Строк подання студентом проекту (роботи): _____

3. Вихідні дані до проекту (роботи): параметри схеми фрагменту транзитної ЕЕС 110-330 кВ.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):
Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування роботи.

2. Конструкцію та призначення високовольтного маслонаповненого трансформаторного обладнання 3. Види дефектів силових трансформаторів 4. Методи діагностування трансформаторного обладнання та їх покращення. 5. Охорона праці та безпека життєдіяльності в надзвичайних ситуаціях. 6. Техніко-економічна частина.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

Конструкція та типи магнітопровода, обмоток, ввідів та РПН; Типи та будова силових трансформаторів; трикутник Дюваля та ключові гази; осцилограми та кутова діаграма РПН автотрансформатора 330/110/35 кВ.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата
		завдання видав
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Бондаренко Є. А., д.т.н., професор	

7. Дата видачі завдання « ___ » _____ 2019 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ. Техніко-економічне обґрунтування проекту		
2	Призначення та будова високовольтного маслонаповненого трансформаторного обладнання		
3	Види дефектів силових трансформаторів		
4	Методи діагностування трансформаторного обладнання		
5	Техніко-економічна частина ДР		
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях		
7	Оформлення пояснювальної записки		
8	Виконання графічної частини ДР		

Студент

(підпис)

Григорук А.І.

Керівник проекту

(підпис)

Бурикін О.Б.

ЗМІСТ

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН	3
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ	8
ВСТУП.....	9
1. Техніко-економічне обґрунтування	10
2. СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ТИПИ, КЛАСИФІКАЦІЯ ТА ПРИЗНАЧЕННЯ.....	11
2.1. Силові трансформатори	11
2.2. Типи та класифікація силових трансформаторів.	12
2.2.1 Види охолоджень трансформатора.....	22
2.3 Конструкція силових трансформаторів.....	28
2.3.1 Будова магнітопровода силового трансформатора.....	31
2.3.2. Будова обмоток силового трансформатора.	32
2.3.3. Будова високовольтних введів силового трансформатора.	35
2.3.4. Будова РПН силового трансформатора.	36
2.4. Висновки.....	38
3. ВИДИ ДЕФЕКТІВ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.	38
3.1. Пошкодження ізоляції силових трансформаторів.	39
3.2. Пошкодження магнітопроводів силових трансформаторів.	40
3.3 Пошкодження перемикаючих пристроїв трансформаторів.....	41
3.4 Пошкодження введів силових трансформаторів.	41
3.5. Захист трансформаторів від внутрішніх пошкодження	41
3.6.Контроль за станом трансформаторів і виявлення у них ушкоджень з аналізу газів, розчинених у маслі	41
4. МЕТОДИ ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	45
4.1. Види діагностичної цінності методів контролю	46
4.2. Хроматографічний аналіз розчинених газів у маслі (ХАРГ).....	46

4.3. Оцінювання розвитку іонізаційних процесів в ізоляції силових трансформаторів методом вимірювання часткових розрядів(ЧР).....	50
4.4. Діагностика дефектів трансформаторного обладнання за допомогою ультразвукових локаторів.....	53
4.5 ХАРГ при діагностуванні силових трансформаторів.....	54
4.5.1. Діагностика трансформатора на основі індивідуальних і сумарних концентрацій розчинених характерних газів. ю.....	57
4.5.2. Діагностика трансформатора на основі ключових газів.....	60
4.5.3 Як використовувати ТрикутникДюваля.....	65
4.5.4. Фізико-хімічні випробування масла.....	67
4.5.5. Кислотне число.....	70
4.5.4. Фізико-хімічні випробування масла.....	73
4.6. Випробування трансформаторного обладнання.....	76
4.6.1. Інфрачервоний температурний контроль.....	79
4.6.2 Ультразвукова та звукова дефектоскопія.....	83
4.6.3. Віброаналізи	87
4.6.4. Вимірювання коефіцієнта трансформації.....	89
4.6.5. Вимірювання опору обмоток постійному струму.....	92
4.6.6. Опір ізоляції активної частини	95
4.7. Висновки.....	95
5. ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	96
5.1 Розрахунок економічного ефекту від зміни оптимального місця приєднання транзитної потужності	97
6. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	98
6.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	99
6.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	101
6.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи діагностичного обладнання трансформаторів в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	110

6.4 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи діагностичного обладнання в умовах надзвичайних ситуацій.....	114
ВИСНОВКИ	117
1.СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	119
2.ДОДАТОК А	124
3.ДОДАТОК Б.....	127
4.ДОДАТОК Г.....	130

АНОТАЦІЯ

Григорук А.І.: «Дослідження методів діагностування маслонаповненого обладнання». Магістерська кваліфікаційна робота - Вінниця: ВНТУ, 2019. – 139 с., Таблиць: 21, Рисунків : 15, Бібліографія: 37.

В представленій магістерській кваліфікаційній роботі приділено увагу методам діагностування масла наповненого трансформаторного обладнання. Описано будову та призначення трансформаторного обладнання. Досліджено методи діагностування високовольного трансформаторного обладнання, що дозволяє підвищити ефективність його технічно правильну експлуатацію . Покращено метод технічного діагностування. Працездатність і ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів перевірена шляхом проведення обчислювального експерименту.

Ключові слова: електроенергетична система, трансформаторне обладнання, технічне діагностування, ХАРГ, трансформаторне масло, силові трансформатори.

ANNOTATION

Grigoruk AI ..: "Investigation of methods of diagnosing oil-filled equipment". Master's qualification work - Vinnitsa: VNTU, 2019. - 139 p., Tables: 21, Figures: 15, Bibliography: 37.

The presented master's qualification work paid attention to the methods of diagnosing oil-filled transformer equipment. The structure and purpose of the transformer equipment are described. The methods of diagnostics of high-voltage transformer equipment, which allows to increase, are investigated its technically correct operation. Technical diagnostics method improved The efficiency and effectiveness of the methods and algorithms proposed in the work were tested by performing a computational experiment.

Keywords: power system, transformer equipment, technical diagnostics, HARG, transformer oil, power transformers.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

ЕЕС - електроенергетична система;

е.р.с. - електрорушійна сила;

АТ– автотрансформатор;

ВН – вища напруга;

НН – нижча напруга;

РПН – регулювання напруги під навантаженням;

РП – регулювальний пристрій;

ЕС – електрична система;

ОЕС – об'єднана енергосистема;

АСДУ - автоматизована система диспетчерського управління;

ПБЗ - перемикання регулювальних відгалужень без збудження;

ЛЕП - лінія електропередачі;

ХАРГ- хроматографічний аналіз розчинених газів

ІК- інфрачервоний контроль;

ПЗЕС – південно-західна електроенергетична система.

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток промисловості в останні роки обумовлює збільшення споживання електричної енергії і, як наслідок ріст навантаження на електроенергетичне обладнання. Для забезпечення потрібного рівня надійності роботи електрообладнання, що вичерпало визначений ресурс, особливу увагу потрібно приділити контролю його технічного стану. Таким чином, на даному етапі розвитку енергетики підвищується нагальність та актуальність питань технічної діагностики силових трансформаторів.

Конструювання силових трансформаторів передбачає їх тривалу безперебійну роботу протягом 25-30 років. Для забезпечення впродовж цього часу надійної безаварійної роботи експлуатація трансформаторів повинна проводитися з дотриманням його номінальних параметрів за потужністю, рівнем напруги і режимом охолодження. Порухення цих правил може призвести до підвищення нагріву трансформатора, прискореного старіння його ізоляції та передчасного виходу з ладу.

Рішення про доцільність і можливість продовження експлуатації силових трансформаторів залежить, передусім, від показників основних діагностичних параметрів: номінальної потужності, напруги, струму; напругу КЗ; струм ХХ; втрати ХХ та КЗ.

Таким чином, через велику важливість дослідження та покращення методів технічної діагностики силових трансформаторів для енергосистеми України є актуальною проблемою енергетики України, що потребує дослідження.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є дослідження залежності часу функціонування силового трансформатора від правильної та своєчасної технічної діагностики.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі основні задачі:

1. Дослідження діагностичних параметрів силових трансформаторів.
2. Аналіз методів технічної діагностики силових трансформаторів енергосистеми України.

Об'єктом дослідження є силові трансформатори енергосистеми України, а предметом дослідження є методи технічної діагностики силових трансформаторів.

1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Україна є енергодефіцитною країною та імпортує близько 70 відсотків обсягу природного газу власного споживання. Водночас енергоємність вітчизняної економіки в 3—4 рази перевищує відповідні показники економічно розвинутих країн, що робить Україну надзвичайно чутливою до умов імпортування природного газу та унеможлиблює гарантування нормальних умов життєдіяльності громадян та установ бюджетної сфери.

В умовах паралельної роботи енергосистем у складі об'єднаних енергетичних систем для реалізації міжсистемного ефекту, раціонального використання енергопотужностей і енергоресурсів, а також для покриття дефіцитів потужності і електроенергії в окремих регіонах виникає необхідність в значних перетіканнях електроенергії транзитом через мережі енергосистем.

При цьому має місце додаткова (порівняно з режимом без транзитної передачі) технологічна витрата електроенергії в мережах - втрати електроенергії від адресних перетікань.

Економія від реалізації міжсистемного ефекту під час паралельної роботи енергосистем у всіх випадках значно перевищує витрати електроенергії, що викликаються втратами, від адресних перетікань [1].

Втрати електроенергії від адресних перетікань не характеризують економічності режиму роботи об'єднаної енергосистеми в цілому, оскільки останній розробляється службою оптимізації режимів ОЕС і реалізується черговим диспетчером НЕК "Укренерго", виходячи з критерію мінімуму сумарних витрат палива з врахуванням втрат в основних системоутворюючих електричних мережах.

Адресне перетікання і, відповідно, втрати електроенергії від нього не залежать від енергосистеми, через мережі якої він проходить.

Приріст (або зниження) втрат електроенергії від адресних перетікань в порівнянні із заданим значенням може бути викликаний зміною перетікання по економічним міркуванням або за умовами енергоресурсів, а також аварійними ситуаціями в суміжних енергосистемах [2].

Як показують розрахунки, приріст (зниження) втрат електроенергії від адресних перетікань у багатьох випадках співрозмірний з економією електроенергії, що

отримується за рахунок заходів, які проводяться енергосистемою, щодо зниження втрат електроенергії в мережах.

Втрати електроенергії в мережах енергосистем є плановим показником. За результатами його виконання оцінюється робота персоналу енергосистеми і нараховуються фонди матеріального заохочення.

Для досягнення більшої об'єктивності оцінки діяльності персоналу енергосистеми по зниженню втрат електроенергії в мережах виникає необхідність виділення з них втрат електроенергії від адресних перетікань.

Енергосистема, розробляючи плани заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах, зобов'язана спільно з службою оптимізації режимів ОЕС передбачати також і заходи щодо зниження рівня втрат електроенергії від адресних перетікань в міжсистемних лініях, виходячи з їх ефективності по мінімуму приведених витрат [3].

Одним з таких заходів є вибір оптимального місця приєднання адресного перетікання. Таким чином математичне моделювання оптимальних режимів транзитних ЕЕС є актуальною задачею.

2. СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ТИПИ, КЛАСИФІКАЦІЯ ТА ПРИЗНАЧЕННЯ.

2.1. Силові трансформатори

Силові трансформатори

Силовий трансформатор — це електричний апарат, який призначений для перетворення змінної напруги одного значення у змінну напругу іншого значення тієї ж частоти.

Силові трансформатори, встановлені в електростанціях і підстанціях призначені для перетворення електроенергії з одного значення напруги в інше. Найбільше розповсюдження отримали трифазні трансформатори, так як втрати в них на 12—15% менше, а витрати активних матеріалів і вартість на 20—25% менше ніж у групі трьох однофазних трансформаторів такої сумарної потужності.

Трифазні трансформатори на напругу 220 кВ виготовляють потужністю до 1000 МВ*А, на 330 кВ— 1250 МВ*А, на 500 кВ—1000 МВ*А. Гранична одинична потужність трансформаторів обмежується масою, розмірами, умовами транспортування

Однофазні трансформатори використовуються якщо неможливо виготовити трифазні трансформатори потрібної потужності або не має можливості для їх транспортування.

Найбільша потужність групи однофазних трансформаторів напругою 500 кВ— 533 МВ*А, напругою 750 кВ— 3*417 МВ*А, напругою 1150 кВ— 3*667 МВ*А.

По кількості обмоток різної напруги на кожен фазу трансформатори поділяються на двообмоткові та триобмоткові. Крім того, обмотки однієї і тієї ж напруги, зазвичай низької, можуть складатись з двох або більше паралельних гілок, відокремлених один від одного та від заземлених частин.

Такі трансформатори називаються трансформаторами з розщепленою обмоткою.

2.2. Типи та класифікація силових трансформаторів.

Класифікація силових трансформаторів

Трансформатори поділяються:

1) За кліматичним виконанням:

- Трансформатори призначені для роботи в нормальних умовах

- Трансформатори призначені для роботи в спеціальних умовах

2) За видом ізолювального та охолоджуючого середовища :

- Масляні

- Сухі

3) За типами , що характеризують призначення та особливості конструкції:

- Однофазні

- Трифазні

4) З можливістю регулювання під навантаженням:

- з РПН

- з ПБЗ

2.2.1 Умовне позначення трансформатора.

Кожний трансформатор має умовне позначення, яке містить у собі наступні дані:

1) Число фаз (для однофазних — О, для трифазних — Т);

2) Вид охолодження ;

3) Число обмоток, працюючих на різні мережі (якщо воно більше двох); для триобмоткового трансформатора Т; для трансформатора з розщепленою обмоткою — Р (після числа фаз);

4) буква Н в позначенні при виконанні однієї з обмоток з пристроєм РПН

5) Буква А на першому місці позначення вказується для позначення автотрансформатора.

За літерним позначенням вказуються номінальна потужність , кВ*А; клас напруги обмотки ВН; кліматичне виконання та клас розміщення У1.

Автотрансформатор трифазний масляний з примусовою циркуляцією повітря і масла з неспрямованим потоком масла , триобмоткового, з регулюванням напруги під навантаженням, потужністю 200000 кВ*А , класу напруги ВН— 330 кВ , класу напруги СН — 110кВ, виконання У категорії 1 за ГОСТ 15150:

АТДЦТН-200000/330/110-У1.

2.2.1 Види охолоджень трансформатора

<i>Сухі трансформатори:</i>	
- природне повітряне при відкритому виконанні	С
- природне повітряне при захищеному виконанні	СЗ
- природне повітряне при герметичному виконанні	СГ
- повітряне із дуттям	СД
<i>Масляні трансформатори:</i>	
- природна циркуляція повітря і масла	М
- природна циркуляція повітря і природна циркуляція масла	Д
- природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з неспрямованим потоком масла	МЦ
- природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла із спрямованим потоком масла	ТМЦ
- примусова циркуляція повітря і масла з неспрямованим потоком масла	ДЦ
- примусова циркуляція повітря і масла із спрямованим потоком масла	НДЦ
- примусова циркуляція води і масла з неспрямованим потоком масла	Ц
- примусова циркуляція води і масла із спрямованим потоком масла	НЦ

2.3 Конструкція силових трансформаторів

Потужний трансформатор високої напруги - це пристрій, який складається з великої кількості конструктивних елементів, основними з яких є: магнітна система (магнітопровід), обмотки, ізоляція, виводи, бак, охолоджувальний пристрій, механізм регулювання напруги, захисні та вимірювальні пристрої, візок.

Силовий трансформатор – це складний пристрій, що має багато вузлів, деталей та металоконструкцій, який зображено на рисунку 1. Основними частинами трансформатора є магнітна система (кістяк) та обмотки.

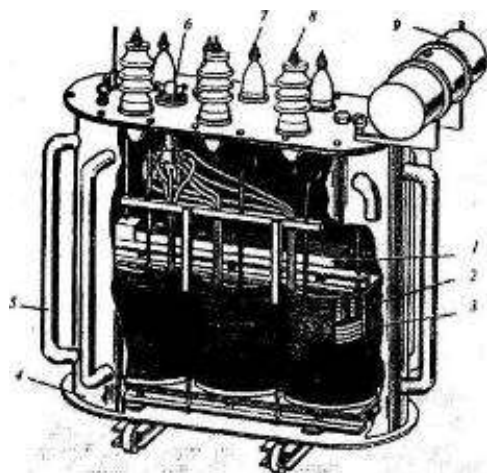


Рис.1. Конструкція трансформатора з масляним охолодженням:

1 - магнітопровід; 2\3 - обмотки; 4 - бак; 5 - труби радіатора; 6 - рукоятка перемикача напруги; 7 і 8 - вводи для під'єднання обмоток трансформатора до зовнішнього кола; 9 - розширювальний бачок

Магнітопровід у трансформаторі виконує подвійну функцію: по-перше, він складає магнітне коло, по якому замикається магнітний потік, а по-друге, на ньому кріпляться обмотки, відводи, перемикачі та інші деталі і вузли.

У трансформаторах потужністю до 20-30 кВ/А використовують баки з гладкими стінками. Щоб збільшити поверхню потужніших трансформаторів, яка охолоджується, стінки бака виготовляють ребристими або використовують трубчасті баки. Масло нагрівається, піднімається догори, а охолоджуючись, опускається вниз. При цьому масло циркулює в трубах, що сприяє більш швидкому його охолодженню.

Для компенсації об'єму масла при зміні температури, а також для захисту масла від окислення і зволоження при контакті з повітрям в трансформаторах використовують розширювальний бачок 9, що є циліндричною посудиною, яка розміщується над кришкою бака і сполучається з ним трубами. Коливання рівня масла із зміною його температури відбувається не в баку, який завжди заповнений маслом, а в розширювальному бачку, який сполучений через вивід з атмосферою.

Трансформатор має дві або три обмотки, які розміщені на спільному магнітопроводі (осерді), що виготовлений з феромагнітного матеріалу (рис.8). Одна з обмоток (первинна w_1 приєднується до генератора змінного струму, який потрібно перетворити. Струм первинної обмотки створює в магнітопроводі змінний магнітний потік Φ .

Магнітопровід трансформатора виготовляють завжди замкнутим, щоб магнітний потік проходив по осерді і не розсіювався в повітрі. Змінний магнітний потік індукуює у вторинній обмотці змінну ЕРС, яка залежить від кількості витків цієї обмотки та швидкості зміни магнітного потоку згідно з законом електромагнітної індукції.

Ізоляція трансформатора є відповідальною частиною, так як надійність роботи трансформатора визначається надійністю його ізоляції. В масляних трансформаторах основною ізоляцією є: папір, електрокартон, гетинакс, дерево (маслобар'єрна ізоляція).

Значний ефект дає використання ізоляції із спеціально обробленого паперу (стабілізованого), який є менш гігроскопним, має більш високу електричну міцність та допускає більший нагрів. В сухих трансформаторах широко використовуються нові види ізолюючих матеріалів підвищеної температурної стійкості на основі кремнійорганічних матеріалів.

Активну частину трансформатора разом з виводами та перемикаючими пристроями для регулювання напруги переміщують у бак. Основні частини бака – стінки, дно та кришка. Кришку використовують для встановлення ввідів, вихлопної труби, кріплення розширника, термометрів та інших деталей. На стінці бака прикріплюють охолоджувальні пристрої – радіатори.

В трансформаторах невеликої потужності бак виконують з верхнім роз'ємом: при ремонтах необхідно зняти кришку трансформатора, а потім підняти активну частину з бака.

Якщо маса активної частини більше 25 т, то вона встановлюється на донну частину бака, а потім накривається дзвіноподобною верхньою частиною бака та заливається маслом.

Такі трансформатори з нижнім роз'ємом не потребують важких вантажопідіймальних пристроїв для дістання активної частини, так як при ремонтах після злива масла підіймається верхня частина бака, відкриваючи доступ до обмоток та магнітопроводу.

Для зменшення втрат від потоків розсіювання сталеві баки екрануються з внутрішньої сторони пакетами з електротехнічної сталі або пластинами з немагнітних матеріалів (мідь, алюміній)

Розширник трансформатора являє собою циліндричної форми ємність, з'єднану з баком трубопроводом і потрібен для зменшення площі дотику масла та повітря. Бак трансформатора повністю залитий маслом, зміна об'єма масла при нагріві та охолодженні приводить до коливання рівня масла у розширнику; при цьому повітря витісняється з розширника або всмоктується в нього. Масло дуже гігроскопічне, і якщо розширник безпосередньо пов'язаний з атмосферою, то волога з повітря поступає у масло, різко зменшуючи його ізоляційні властивості. Для запобігання цьому розширник зв'язаний з навколишнім середовищем через силікагелевий повітряосушник. Силікагель поглинає вологу з поглинутого повітря. При різких коливаннях напруги силікагелевий фільтр повністю не осушує повітря, тому поступово зволоженість повітря в розширнику підвищується. Для запобігання цьому використовують герметичні баки з газовою подушкою з інертного газу або вільний простір у розширнику заповнюється інертним газом (азотом), що поступає з спеціальних еластичних ємностей. Можливе використання спеціальної плівки – мембрани на кордоні масло-повітря. Осушення повітря у розширнику здійснюють термозаморожувачами.

В баку трансформатора кріпиться термосифонний фільтр, заповнений силікагелем або іншою речовиною, поглинаючою продукти окислення масла.

При циркуляції масла через фільтр відбувається безперервна його регенерація.

Для контролю за роботою трансформатора передбачено контрольні-вимірювальні та захисні пристрої. До контрольних пристроїв відносяться масловказівник та термометри.

Масловказівник встановлюється на розширнику, термометр – на кришці бака. До захисних пристроїв відносяться реле пониження рівня масла та газове реле.

На потужних трансформаторах 330-750 кВ додатково використовуються пристрої контролю ізоляції вводів (КІВ) та манометри, контролюючі тиск масла в герметичних в герметичних вводах ВН.

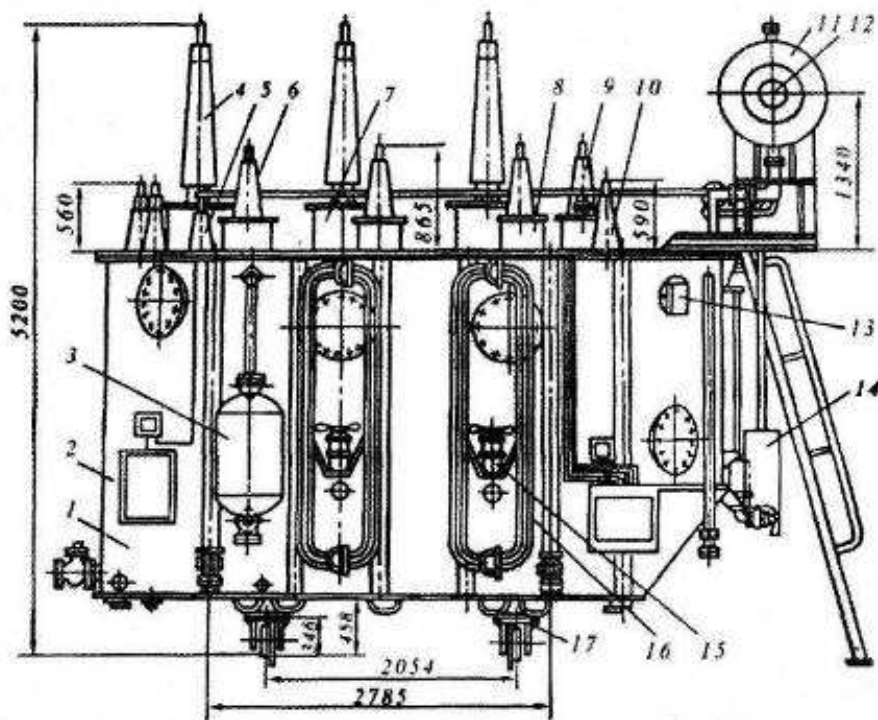


Рис. 2. Трансформатор трифазний триобмотковий ТДТН - 16000/110 - 80 У1: 1 - бак; 2 - шафа автоматичного керування видуванням; 3 - термосифонний фільтр; 4 - ввід ВН; 5 - ввід НН; 6 - ввід СН; 7 - установка трансформаторів струму 110кВ; 8 - установка трансформаторів струму 35кВ; 9 - ввід 0 ВН; 10 - ввід 0 СН; 11 - розширювач; 12 - маслопоказчик стрілочний; 13 - клапан запобіжників; 14 - привод регулятора напруги; 15 - електродвигун системи охолодження; 16 - радіатор; 17 - каретка з катками.

Магнітопровід має шихтовану конструкцію, тобто набирається із окремих пластин електротехнічної сталі товщиною від 0,28 до 0,35 мм, ізолюваних одна від одної ізоляційною плівкою. Така конструкція дозволяє знизити втрати від вихрових струмів, а якість сталі від гістерезисну, що, в кінцевому результаті, підвищує коефіцієнт корисної дії трансформатора.

Обмотки трансформаторів виконуються із обмоткових дротів круглого чи прямокутного перерізу, ізолюваних бавовняною пряжею або кабельним папером і призначені для створення ЕРС. Як правило, обмотки намотуються на паперово-бакелітові циліндри і насаджуються концентрично одна другій на стрижень осердя, при цьому, для зниження ізоляційних проміжків, обмотка НН розташовується безпосередньо на стрижні, а

обмотка ВН на ній, зовні. За конструктивно-технологічними ознаками обмотки бувають: циліндричні багатошарові, безперервні, гвинтові, дискові та переплетені.

Відводи служать для з'єднання обмоток із виводами і перемикаючим пристроєм, а перемикаючий пристрій – для регулювання напруги трансформатора.

Активна частина трансформатора поміщається в бак, заповнений трансформаторним маслом. Трансформаторне масло служить для відводу тепла від активної частини трансформатора.

Крім того, трансформаторне масло, як гарний діелектрик, забезпечує високу електричну міцність.

У трансформаторів незначної потужності до 20...30 кВ*А застосовуються баки з гладкими стінками. У більш потужних – трубчасті баки або баки з навісними радіаторами.

Призначення основних елементів трансформатора:

- відводи ВН та НН з'єднання обмоток трансформатора з мережею та навантаженням;
- перемикач, призначений для ступінчастої зміни числа витків в обмотці, як правило, ВН;
- розширник, яким компенсується об'єм масла при зміні температури і зменшується площа дотику масла до повітря;
- масловказівник – скляна трубка, що з'єднана обома кінцями з розширником та вказує на рівень масла при фіксованій температурі;
- газове реле призначене для подачі сигналу і відмикання трансформатора від мережі при аварійних режимах, які супроводжуються виділенням газу з масла; з цією метою газове реле має дві пари контактів, розміщених в спеціальних поплавках;
- викидна труба забезпечує захист трансформаторів, потужність яких 1000 кВ*А і більше, від розриву бака при зростанні тиску в середині бака у аварійних випадках; з цією метою викидна труба закінчується фланцем зі скляним диском, який лопається при зростанні тиску;

- термосифонний фільтр призначений для регенерації (очищення) трансформаторного масла та сполучається з баком патрубками, які заповненні крупним пористим силікагелем (КСК);
- повітроосушник застосовується для запобігання окислення та передчасного старіння масла;
- радіатори – для штучного збільшення поверхні охолодження.

Сучасний трансформатор – складний пристрій, який складається із багатьох вузлів, деталей та металоконструкцій. Основними частинами трансформатора є магнітна система і обмотки. Магнітна система призначена для локалізації в ній основного магнітного поля трансформатора. Зібрана конструкція, що складається з магнітної системи з усіма деталями для її складання та кріплення обмоток називається кістяком.

Магнітна система плоска, тобто осі всіх стрижнів та ярем розташовані в одній площині і складається із стрижнів та ярем. Стрижні призначені для розташування обмоток трансформатора. Ярма призначені для сполучення стрижнів. Стяжка стрижнів виконується склобандажами, ярем – ярмовими балками. Магнітна система виконується із легованої електротехнічної сталі товщиною від 0,28 до 0,35 мм.

Обмотка – сукупність витків, що утворюють електричне коло.

У трансформаторах невеликої потужності бак має верхню знімну кришку, тому під час ремонту необхідно зняти цю кришку, а потім підняти активну частину з бака.

Якщо маса активної частини перевищує 25т, вона встановлюється на донну частину бака, а потім накривається дзвоникоподібною верхньою частиною бака і заливається маслом. Такі трансформатори з нижнім рознімним дном не потребують вантажопідйомних пристроїв, щоб вийняти активну частину, тому що після зливання масла верхня частина бака піднімається, відкриваючи доступ до обмоток і магнітопровода. Для зменшення втрат від потоків розсіювання сталі баки екрануються з внутрішньої сторони пакетами з електротехнічної сталі або пластинами з немагнітних матеріалів (мідь, алюміній).

У *магнітній системі* наявний магнітний потік трансформатора (звідси назва "магнітопровід"). Магнітопровід є конструктивною і механічною основою

трансформатора. Слід зазначити, що якість електротехнічної сталі впливає на допустиму магнітну індукцію та втрати в магнітопроводі.

Магнітопровід і його конструктивні деталі є основою трансформатора, на якій встановлюють обмотки і кріплять провідники, що з'єднують обмотки з вводами, створюючи активну частину.

Магнітопровід з насадженими на його стержні обмотками - *це активна частина трансформатора*. Інші елементи трансформатора називаються *неактивними (допоміжними) частинами*. Розглянемо детальніше конструкцію основних частин трансформатора.

2.3.1 Будова магнітопровода силового трансформатора.

Магнітопровід є конструктивною та механічною основою трансформатора.

Він виконується з окремих листів електротехнічної сталі, ізольованих один від одного. Якість електротехнічної сталі впливає на допустиму магнітну індукцію і втрати у магнітопроводі.

Протягом багатьох років застосовували гарячекатану сталь ЭЧ1, ЭЧ2 з товщиною листів 0,5-0,35 мм, що допускала індукцію 1,4-1,45 Тл, з питомими втратами 2,5-3,5 Вт/кг. Зараз використовується холоднокатана сталь марок 3405, 3406, тобто сталь з визначеним орієнтуванням зерна, що допускає індукцію до 1,7 Тл, з питомими втратами 0,9-1,1 Вт/кг. Використання такої сталі дозволило значно зменшити переріз магнітопровода за рахунок більшої допустимої магнітної індукції, зменшити діаметр витків, зменшити масу та габарити трансформаторів. Маса трансформаторів на одиницю потужності у 1930р. досягала 3,33 т/(МВА), а зараз 0,74 т/(МВА).

Зменшення питомих втрат у сталі, ретельна збірка магнітопровода, використання безшпилевих конструкцій, з'єднання стержнів з ярмом за допомогою косоного шихтування дозволяють зменшити втрати холостого ходу і струм намагнічування трансформатора. У сучасних потужних трансформаторах струм намагнічування складає 0,5-0,6% номінального струму, тоді як у трансформаторі з холоднокатаною сталлю струм досягає 3%; втрати холостого ходу зменшилися вдвоє.

Листи трансформаторної сталі повинні бути ретельно ізольовані один від одного. Спочатку використовувалась паперова ізоляція – листи обклеювались з однієї сторони

тонким шаром спеціального паперу. Папір створює повну електричну ізоляцію між листами, але легко пошкоджується при збірці і збільшує розміри магнітопровода. Широко використовується ізоляція листів лаком з товщиною шара 0,01 мм. Лакова плівка створює достатньо надійну ізоляцію між листами, забезпечує хороше охолодження магнітопровода, має високу температурну стійкість і не пошкоджується при збірці. Останнім часом все частіше використовуються двостороннє жаростійке покриття листів сталі, що наноситься на металургійному заводу після проката. Товщина покриття менше 0,01 мм, що забезпечує кращі властивості магнітної системи. Стяжка стержнів здійснюється склобандажами, ярм- сталевими півбандажами або бандажами. Магнітопровід і його конструктивні деталі складають остов трансформатора. На остові встановлюють обмотки і закріплюють провідники, що з'єднують обмотки з вводами, складаючи активну частину.

Магнітопровід в трансформаторі виконує дві функції: по-перше, він утворює магнітне коло, по якому замикається основний магнітний потік трансформатора, а по-друге, є основою для встановлення та кріплення обмоток, виводів, перемикачів. Магнітопровід має шихтовану конструкцію, тобто він виготовляється з тонких (товщиною близько 0,5 мм) штампованих пластин з електротехнічної сталі або залізонікелевих сплавів, покритих ізолюючою плівкою (наприклад лаком). Така конструкція магнітопровода зменшує вихрові струми, які індукуються в ньому змінним магнітним потоком, і тим самим, зменшує втрати енергії в трансформаторі. Використовують також феритові магнітопроводи (осердя) з двох однакових половинок. Стержневі сердечники застосовують в трансформаторах потужністю понад 1кВт.

Силові трансформатори залежно від конструкції магнітопровода бувають трьох типів: *стержневі, броньові, бронестержневі*, а також *тороїдальні*.

У трансформаторах з тороїдальними магнітопроводами найбільш повно використовуються магнітні властивості матеріалу. Тороїдальні трансформатори мають малі потужності розсіювання і створюють слабкі зовнішні магнітні поля.

Магнітопровід у тороїдальних трансформаторів має форму кільця, що виготовлене із сталевий стрічки. Ці трансформатори мають меншу масу, оскільки для їхнього виготовлення потрібно менше сталі та провода для обмоток. У них також майже

відсутнє магнітне розсіювання. Індукція в тороїдальних осердях більша ніж у броньових або стержневих, тому можна зменшити розміри і вагу трансформаторів. Трансформатори з тороїдальним осердям мають кращі умови для охолодження обмоток, тому що витки розміщені по всьому тороїду. При цьому зменшується довжина витка, відповідно витрачається менше міді та підвищується коефіцієнт корисної дії трансформатора.

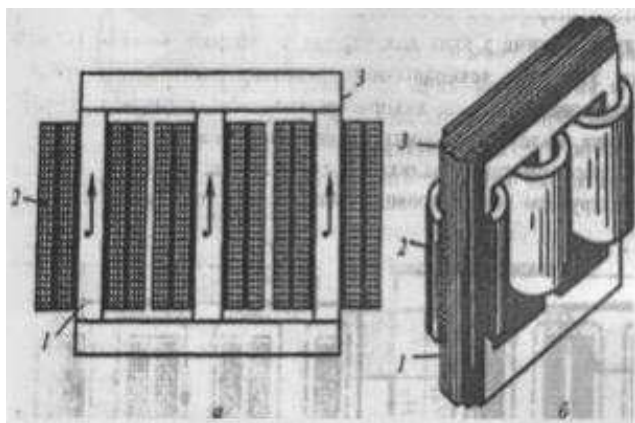
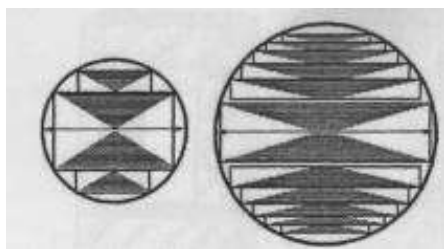


Рис.3. Магнітопровід трифазного трансформатора стержневого типу з обмотками:

а - вертикальні стержні, на яких розміщені обмотки, зверху і знизу замкнені ярмами; *б* - зовнішній вигляд магнітопровода; 1 - вертикальні стержні; 2 - обмотки; 3 - ярмо

У магнітопроводі стержневого типу (рис.1, *а*) вертикальні стержні 1, на яких розміщені обмотки 2, зверху і знизу замкнені ярмами 3. На кожному стержні розміщені обмотки відповідної фази, де проходить магнітний потік цієї фази: у крайніх стержнях - потоки Φ_A і Φ_C , а в середньому стержні - потік Φ_B . На рис.1, *б* показано зовнішній вигляд Магнітопровода. При цьому стержні мають ступінчатий переріз, що вписується в круг діаметром d (рис.2).



а) б)

Рис.4. Форма перерізу стержнів: *а* - трансформаторів малої і середньої потужності; *б* - трансформаторів великої потужності; d - діаметр круга, в який вписуються стержні ступінчатого перерізу

Стержні трансформаторів великої потужності мають багато ступенів, що забезпечує краще використання площі круга всередині обмотки. Для поліпшення тепловіддачі інколи між окремими пакетами стержня залишають повітряні зазори 5-6мм, що служать вентиляційними каналами.

Магнітопровід броньового типу - це розгалужена конструкція з стержнем та ярмами, які частково прикривають обмотки (бронюють). Магнітний потік у стержні магнітопровода броньового типу в два рази більший, ніж в ярмах, кожне з яких має переріз, у два рази менший від перерізу стержня. Унаслідок технологічних труднощів виготовлення магнітопроводів броньового типу, їх використовують лише у силових трансформаторах дуже малої потужності (радіотрансформатори).

У трансформаторах великої потужності застосовують бронестержневу конструкцію магнітопровода, яка хоч і вимагає збільшених витрат електротехнічної сталі, але дає змогу зменшити висоту магнітопровода ($H_{Бс} < H_e$) і висоту трансформатора.

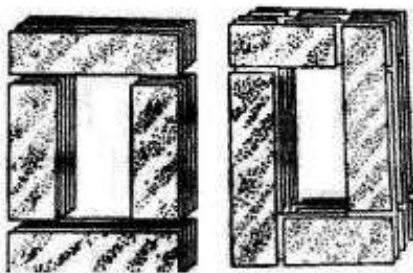


Рис.5. Стикова (а) і шихтована (б) конструкції магнітопроводів

За способом спряження стержнів з ярмами розрізняють стикову і шихтовану конструкцію стержневого магнітопровода (рис.3).

При стиковій конструкції (рис.3, а) стержні і ярма збирають окремо. Обмотки накладають на стержні, а після цього прикладають верхнє і нижнє ярма, підклавши перед цим ізолюючі прокладки між стикуючими елементами, які зменшують вихрові струми, що виникають при взаємному перекритті листів стержнів і ярм. Після встановлення двох ярм всю конструкцію пресують і стягують вертикальними шпильками.

Шихтована конструкція магнітопроводів силових трансформаторів показана на (рис.3, б), в якій стержні та ярма збирають на перепліт. Зазвичай шар складається з 2-3 листів. У наш час магнітопроводи силових трансформаторів виготовляють з холоднокатаної

електротехнічної сталі, в якій магнітні властивості вздовж напрямку прокатки листів кращі ніж уперек. Тому при шихтованій конструкції в місцях повороту листів на 90° появляються "зони несуміщення" напрямку прокатки з напрямом магнітного потоку. На цих ділянках спостерігається збільшення магнітного опору і зростання магнітних втрат. Для послаблення цього явища використовують для шихтовки пластини зі скошеними краями. У цьому випадку замість прямого стику (рис.4, а) одержують косий стик (рис.4, б), у якого "зона несуміщення" набагато менша.

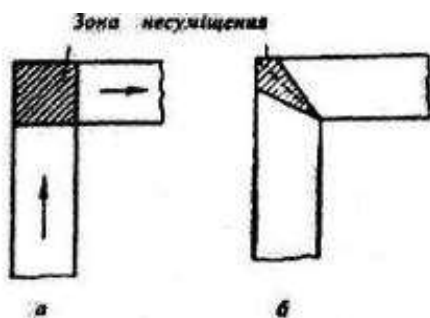


Рис.6. Зони несуміщення при прямому (а) і косому (б) стиках

Недоліком магнітопроводів шихтованої конструкції є деяка складність збирання, оскільки для насадження обмоток на стержні потрібно розшихтовувати верхнє яро, а після насадження обмоток знов його зашихтовувати.

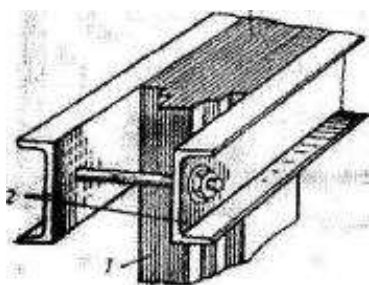


Рис.5. Опресування ярма:

1 - стержні; 2 - ярмові балки; 3 - яро

Стержні магнітопроводів для запобігання розхитування обпресовують (закріплюють), накладаючи на стержні бандаж із склострічки або сталевого дроту. Для обпресування ярем (рис.5) з та місць їх спряження з стержнями використовують ярмові балки 2, які в місцях, що виходять за крайні стержні стягують шпильками.

Щоб запобігти виникненню різниці потенціалів між металевими частинами під час роботи трансформатора, що може викликати пробій ізоляційних проміжків, які розділяють ці частини, Магнітопровід і деталі його кріплення обов'язково заземлюють.

Заземлення виконують мідяним" стрічками, які вставляють між сталевими пластинами магнітопровода одними кінцями та прикріплюють їх до ярмових балок другими кінцями.

2.3.2. Будова обмоток силового трансформатора.

Обмотки. У сучасних трансформаторах для обмотки використовують транспонований провід, в якому окремі провідники в паралельному пучку періодично змінюють своє положення. При цьому вирівнюється опір елементарних провідників, збільшується механічна міцність, зменшується товщина ізоляції та розміри магнітопровода.

Широко використовуються броньові трансформатори, які мають розгалужений магнітний потік (рис.9 б). У них магнітопровід з середнім більш широким стержнем і двома боковими стержнями меншої ширини нагадують букву Ш, що замикається додатково пластинкою. Обмотки розміщують на катушці, що натягується на середній стержень. Найчастіше використовують циліндричні обмотки.

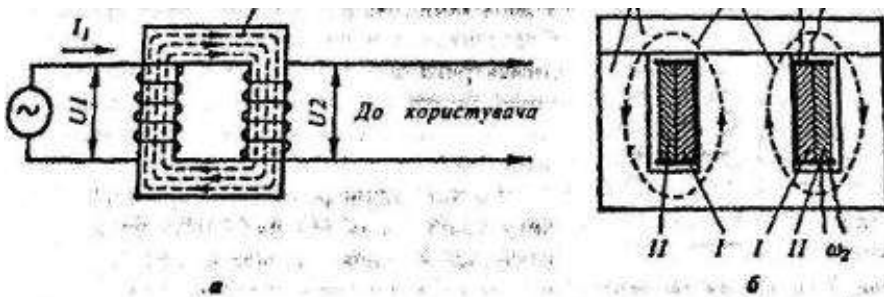


Рис.6. Циліндричні обмотки:

Обмотки трансформаторів можуть бути виконані концентричними або чергуючимися. В першому випадку обмотки ВН та НН виконують у вигляді циліндрів і розташовують на стержні концентрично одна відносно іншої. Таке виконання прийняте у більшості силових трансформаторів. У другому випадку силові обмотки ВН та НН виконуються у вигляді невисоких циліндрів з однаковими діаметрами і розташовуються на стержні одна над іншою. В такій обмотці значна кількість пайок, вона менш компактна і

використовується для спеціальних електропічних трансформаторів або для сухих трансформаторів, так як забезпечує краще охолодження обмоток.

Обмотки трансформатора повинні мати достатню електричну та механічну міць. Ізоляція обмоток і виводів від неї повинна без пошкоджень витримувати комутаційні та атмосферні перенапруги. Обмотки повинні витримувати електродинамічні зусилля, які з'являються при протіканні струмів КЗ. Необхідно передбачити надійну систему охолодження обмоток, задля того, щоб не виникав недопустимий перегрів ізоляції.

Для провідників обмотки використовують мідь та алюміній. Як відомо, мідь має малий електричний опір, легко піддається пайці, є механічно міцною, що і дозволяє широко використовувати мідь для обмоток трансформатора. Алюміній дешевше, має меншу густину, але має більший питомий опір, потребує нової технології виконання обмоток. Зараз трансформатори з алюмінієвою обмоткою виготовляються на потужність до 6300 кВА.

У сучасних трансформаторах для обмотки використовується транспонований провід, у якому окремі провідники в паралельному пучці періодично змінюють своє положення.

Це вирівнює опір елементарних провідників, збільшує механічну міць, зменшує товщину ізоляції та розміри магнітопровода.

Обмотки трансформаторів повинні мати достатню електричну та механічну міцність. Ізоляція обмоток і відводів від неї мають бути без пошкоджень, витримувати комутаційні й атмосферні перенапруги. Обмотки повинні витримувати електродинамічні зусилля, які з'являються при протіканні струмів КЗ (короткого замикання). Необхідно передбачити надійну систему охолодження обмоток, щоб не виникав недопустимий перегрів ізоляції.

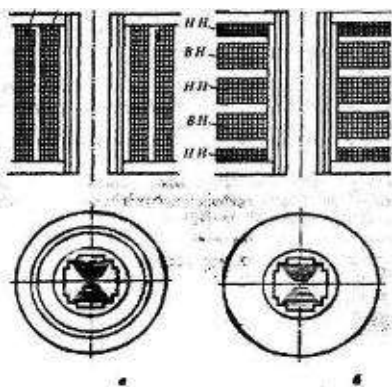


Рис.7. Обмотки трансформаторів а) концентричні; б) дискові

За взаємним розміщенням на стержні обмотки трансформаторів можуть бути *концентричними* та *дисковими*. У першому випадку обмотки низької напруги *НН* і високої напруги *ВН* виконують у вигляді циліндрів і розташовуються на стержні концентрично одна відносно іншої (рис.6, *а*). Така конструкція прийнята в більшості силових трансформаторів. У другому випадку обмотки *ВН* и *НН* виконуються у вигляді невисоких циліндрів з однаковими діаметрами і розташовують на стержні одна над іншою (рис.6, *б*).

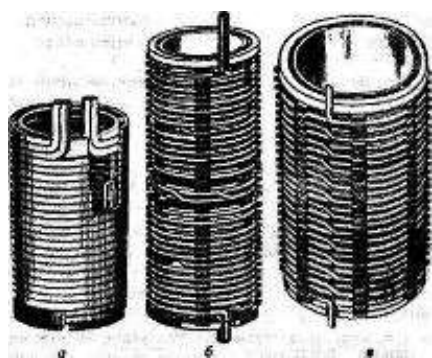


Рис.8. Конструкція концентричних обмоток: *а* - циліндричні одношарові та двошарові обмотки; *б* - гвинтові обмотки; *в* - неперервні обмотки

Для того, щоб всі паралельні проводи мали однакове струмове навантаження, виконують транспозицію (перекладку) цих проводів.

У трансформаторах з масляним охолодженням магнітопровід з обмотками розміщується у баку з трансформаторним маслом (рис.7).

Трансформаторне масло відбирає тепло від обмоток і магнітопровода, які нагрілись внаслідок проходження по них струму. Трансформаторне масло, володіючи більш високою теплопровідністю ніж повітря, через стінки бака 4 і труби радіатора 5 віддає тепло в навколишнє середовище. Наявність трансформаторного масла забезпечує більш надійну роботу високовольтних трансформаторів, оскільки електрична міцність масла набагато більша від повітря. Масляне охолодження інтенсивніше від повітряного, тому габарити та вага масляних трансформаторів менші, ніж сухих трансформаторів такої ж потужності.

2.3.3. Будова високовольтних вводів силового трансформатора.

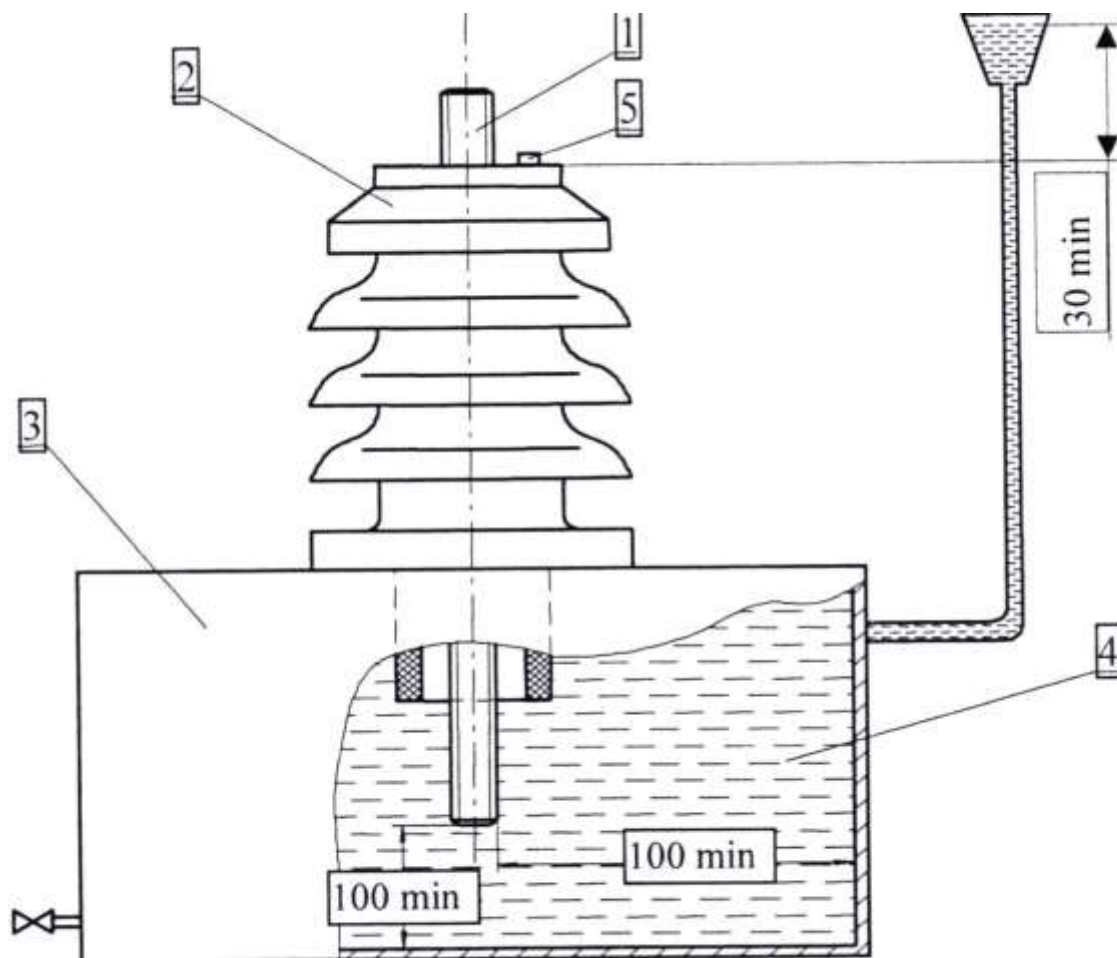


Рис. 19 Високовольтний ввід

Схема ввода 6 - 35 KV

- 1-шпилька струмоведуча
- 2-ізолятор
- 3-технологічний бак
- 4-масло трансформаторне
- 5-пробка для випуску повітря

Таблиця випробування вводів

Клас напруги кВ	3	6	10	15	20	24	27	35
Випробувальна напруга кВ	24	32	42	55	65	75	80	95

Високовольтні вводи мають зовнішню і внутрішню ізоляцію. Зовнішня ізоляція складається з верхньої фарфорової покритишки, яка перебуває в повітрі і герметично

з'єднана із нижньою фарфоровою покривкою за допомогою металевої сполучної втулки. У верхній частині герметичного вводу розташовано компенсатор тиску. Компенсатор тиску призначено для компенсації температурних змін об'єму масла, яке перебуває усередині вводу. Негерметичні вводи замість компенсатора тиску мають маслорозширник. Деякі вводи на напруги 220-750 кВ мають компенсатор тиску у вигляді виносного бака тиску, приєднаного до вводу гнучкою металевою трубкою.

2.3.4. Будова РПН силового трансформатора.

Види пристроїв РПН та їх класифікація

РПН відрізняються між собою за такими класифікаційними ознаками:

- 1) тип струмообмежувального елемента – реакторі та резисторні пристрої РПН ;
- 2) наявність контактора – пристрої з контакторами чи без контакторів. Головна конструктивна особливість швидкодійних резисторних перемикальних пристроїв – це наявність швидкодійного пружинно-акумуляуючого механізму, який не забезпечує завершення перемикавання контактора без зупинки в проміжному положенні, незалежно від наявності електроспоживання привідного механізму;

Тип комутації струму в контакторі РПН:

Гасіння дуги в трансформаторному маслі: зазвичай застосовують дугогасильні контакти, які гасять дугу у вільному об'ємі масла контактора без спеціальних пристроїв форсованого дугогасіння (дутьтя);

Розрив дуги у вакуумі: для цього застосовують вакуумні дугогасильні камери загальнопромислового призначення;

Бездугове виникнення струму: за допомогою тиристорів ;

Змішані способи комутації: наприклад, вмикання струму контактними та вимикання тиристорами;

Інші способи комутації (наприклад, розрив дуги в газовому середовищі) поки що не набули широкого поширення .

Істотним недоліком як реакторних, так і резисторних РПН з гасінням дуги у маслі , є необхідність досить часті зміни масла, що особливо незручно в електроустановках з великою інтенсивністю використання. Цього недоліку не мають перемикальні пристрої з розривом дуги в спеціальних вакуумних дугогасних камерах. Швидка конденсація пари тугоплавкого металу в момент переходу струму через нуль і практична відсутність

іншого газового іонізуючого середовища забезпечують надзвичайно високу швидкість відновлення електричної міцності. Тому практично за будь-яких неаварійних навантажень дуга гасне за першого переходу струму через нуль, причому (що особливо суттєво) як у резисторних, так і у реакторних перемикальних пристроях. Застосовуючи вакуумні дугогасні камери, слід мати на увазі, що через дуже швидке відновлення електричної міцності дугового проміжку в них може відбуватися передчасний розрив струму до його переходу через нуль (так званий «зріз» струму), що може призвести до перенапруг. Раніше застосовували вакуумні дугогасильні камери із досить високими (до кількох амперів) і навіть ненормованими струмами зрізу. Однак і в цьому разі захист від перенапруг не завдає особливих труднощів. У резисторних пристроях для цього застосовують конденсатори, а в реакторних- нелінійні резистори (варистори). Сьогодні випускаються вакуумні дугогасильні камери із зниженим, обов'язково нормованими струмами зрізу, що полегшує захист, а в ряді випадків дає можливість від нього відмовитися.

Будова та призначення.

Пристрій для регулювання під навантаженням (РПН) обов'язково містить два струмовідні кола, причому ні за яких умов вони не повинні бути одночасно розімкненими, навпаки, обов'язково існує таке проміжне положення («міст»), у якому обидва ці кола виявляються замкненими одночасно і два сусідні відгалуження регулювальної обмотки виявляються з'єднаними між собою.

Щоб уникнути короткого замикання між зазначеними відгалуженнями, одне з кіл РПН або обидва його кола повинні містити струмообмежувальний елемент (реактор, резистор). Опір струмообмежувального елемента вибирають таким чином, щоб циркулюючий струм у контурі, утвореному ділянкою обмотки між відгалуженнями (щаблем, який комутують) і колами вибірника контактора, був одного порядку із струмом навантаження (зазвичай, 50-100 % від номінального струму).

Відгалуження регулювальної обмотки комутуються вибірником, який має як мінімум дві контактні системи; найчастіше вони перемикаються у знеструмленому стані, такий вибірик являє собою, по суті два пристрої ПБЗ

РПН, який приводиться у дію електроприводом, має ще одну частину – контактор, який в свою чергу також має дві контактні системи, призначені для попереднього

знеструмлення кіл контактів вибірника перед їх увімкненням в коло струму після такого переходу. Випускаються також РПН, які не мають окремого контактора, їх вибірник комутують під навантаженням

(у цьому разі він називається вибірником під навантаженням)

Принцип роботи РПН потребує виконання таких вимог до його конструкції:

- повинна бути забезпеченою суворо послідовність спрацювання контактів вибірника та контактора. Цю послідовність описують кутовою (чи часовою) діаграмою РПН, на якій фіксують моменти спрацювання контактів за визначених кутів повороту механізму привода РПН або за визначеного часу, який відлічують від початку його перемикавання;
- комутація контактів вибірника відбувається без струму, тобто ці контакти повинні як завгодно довго проводити струм, але не розмикати та не замикати його (вони працюють як роз'єднувач);
- контакти контактора або вибірника під навантаженням повинні безпосередньо вмикати або вимикати струм, при цьому між ними виникає електрична дуга. Час горіння дуги не повинен бути надмірно високим
- щоб не викликати порушення фактичної послідовності комутаційних операцій. Крім цього, цей час обмежується вимогами до зносостійкості контактів (робота контактора або вибірника аналогічна роботі вимикачів навантаження);

З попереднього пункту випливає, що контакти вибірника можуть знаходитися всередині бака трансформатора, тоді як контакти контактора або вибірника навантаження слід розташовувати в окремій ємності (наприклад, в окремому масляному баку), щоб продукти горіння дуги не могли потрапити всередину баку трансформатора.

2.4. Висновки.

Трансформатор — статичний електромагнітний пристрій із двома або більшим числом індуктивно зв'язаних обмоток, який служить для перетворення за допомогою електромагнітної індукції змінного струму однієї напруги в змінний струм іншої напруги. За призначенням трансформатори поділяються на силові, узгоджувальні та імпульсні.

Силові трансформатори призначені для перетворення електричної енергії в електричних мережах та в установках для її приймання і використання.

Потужні силові трансформатори встановлюють на електростанціях для підвищення електричної енергії генераторів. Передача електроенергії по лінії електропередачі високою напругою і малими струмами значно зменшує втрати потужності, що дає можливість зменшити переріз проводів та істотно знизити витрати кольорового металу.

У кінці лінії електропередачі встановлюють трансформатори, які знижують напругу до рівня, необхідного для розподілу її між великими споживачами (міста, населені пункти, промислові підприємства, цехи підприємств та ін.).

У місцях споживання електроенергії встановлюють трансформатори, які знижують напругу до експлуатаційної. Більшість споживачів працюють при напрузі 220. 380 і 660 В.

3. ВИДИ ДЕФЕКТІВ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.

Пошкодження трансформаторів, як правило, є наслідком порушення діючих правил експлуатації, аварійних і нештатних режимів роботи, старіння ізоляції обмоток і ін. Досвід монтажу і ремонту трансформаторів показує, що дві третини пошкоджень виникають в результаті незадовільного ремонту, монтажу і експлуатації, а одна третина - унаслідок заводських дефектів. Основні пошкодження падають на обмотки, відведення, введення і перемикаючі пристрої.

Серйозні несправності трансформаторів виникають при пошкодженні магнітопровода (мал.4.1), унаслідок порушення ізоляції між окремими листами електротехнічної сталі і стягуючими їх болтами. У стикових магнітопроводах причиною аварії буває порушення ізоляції в стиках між ярмами 6; 8 і стрижнями 1. Місцеві нагриви сталі магнітопровода виникають в результаті руйнування або зносу ізоляції стягнутих шпильок 4, пошкодження міжлистової ізоляції і поганого електричного контакту.

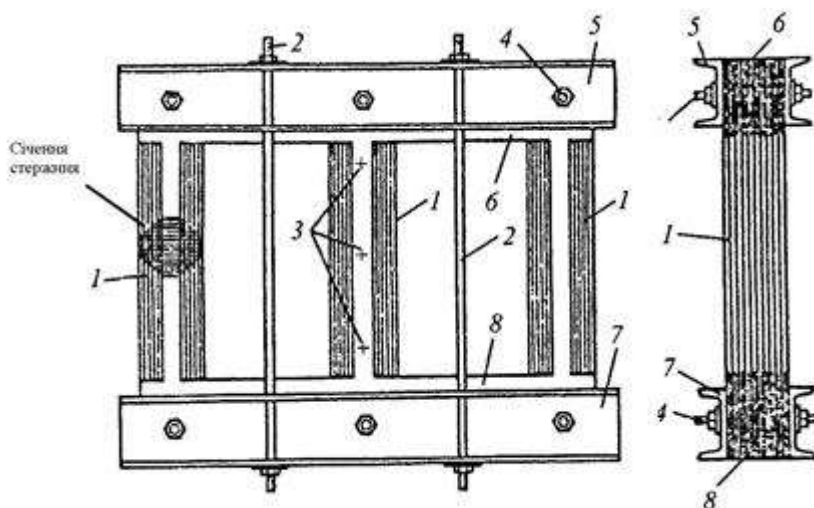


Рисунок 10. Схематичне зображення магнітопровода: 1 – стержень; 2 – вертикальна стяжна шпилька; 3 – місця пресуючих шпильок стержня; 4 - стяжна шпилька; 5 – верхня ярмова балка; 6 – верхнє ярмо; 7 – нижня ярмова балка; 8 – нижнє ярмо

Частота і серйозність пошкоджень сердечника трансформатора залежать від якості ізоляції сталевих пластин. При пошкодженні міжлистової ізоляції і, як наслідок, об'єднанні вихрових струмів можуть вигоряти пластини електротехнічної сталі. Це

явище називають «пожежа стали»; дефект усувається за-5 би міною вигорілих пластин. Ізоляцію листів краще всього проводити малостійкими ізоляційними лаками (наприклад № 202,302). Лакова плівка володіє високою механічною міцністю, нагревостійкостію і значним електричним опором. Пошкодження або руйнування ізоляції ізоляційних трубок стягнутих шпильок вимагає їх заміни бакелітовими або паперовий-бакелітовими трубками.

Обриви заземлення магнітодроту приводять до його пошкодження, тому всі металеві частини, окрім стягнутих шпильок, повинні бути заземлені. Способи заземлення залежать від конструкції сердечника.

Обмотки - найуразливіша частина трансформатора, пошкодження їх ізоляції створює небезпека КЗ. Вельми значно знижують електричну міцність ізоляції хімічні процеси, що відбуваються в трансформаторі із-за наявності в ній сторонніх домішок: волога (недостатня сушка обмоток після ремонту, зволоження охолоджуючого масла); залишку розчинника просочувального лаку; повітря або газів, що залишилися в ізоляції після заливки бака маслом; сторонніх механічних домішок і твердих частинок.

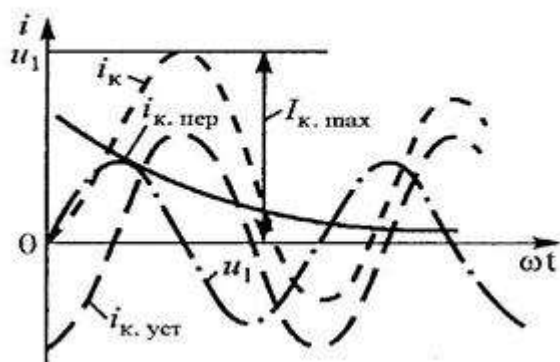


Рисунок 11. Графік перехідних процесів при КЗ

При підвищеному нагріві внутрішніх частин трансформатора хімічні процеси стають інтенсивнішими і їх негативна дія на ізоляцію різко зростає.

Найчастіше зустрічаються наступні пошкодження: коротке замикання між витками, а також обмотки на корпус; міжсекційні пробойі; обрив ланцюга; електродинамічні руйнування.

Під час експлуатації не виключено виникнення різного роду дефектів і неполадок трансформаторів, різною мірою відбиваються на їх роботі. З одними неполадками трансформатори можуть довго залишатися в роботі, при інших потрібен негайний виведення їх з роботи. У кожному випадку можливість подальшої роботи визначається характером ушкодження.

Неоперативність персоналу, несвоєчасне вжиття заходів, спрямованих на усунення деколи незначних дефектів, призводять до аварійних відключень трансформаторів.

Причини пошкоджень полягають в незадовільних умовах експлуатації, неякісному ремонті та монтажі трансформаторів. Чималу роль грають дефекти окремих елементів конструкції сучасних трансформаторів, застосування недостатньо високої якості ізоляційних матеріалів.

Типовими є пошкодження ізоляції, магнітопроводів, переключачаючих пристроїв, відводів, маслонаповнених і порцелянових ввідів.

3.1. Пошкодження ізоляції силових трансформаторів.

Головна ізоляція часто пошкоджується через порушення її електричної міцності при зволоженні, а також за наявності дрібних вад. У трансформаторах 220 кВ і вище ушкодження пов'язують з появою так званого повзе розряду, що представляє собою поступове руйнування ізоляції місцевими розрядами, що поширюються по поверхні діелектрика під дією робочої напруги. На поверхні ізоляції з'являється сітка струмопровідних каналів, При цьому скорочується розрахунковий ізоляційний проміжок, що і веде до пробоя ізоляції з утворенням потужної дуги всередині бака.

До інтенсивному тепловому зносу виткової ізоляції призводить набухання додаткової ізоляції котушок і пов'язане з цим припинення циркуляції масла через часткового або повного перекриття масляних каналів.

Механічні пошкодження виткової ізоляції нерідко відбуваються при коротких замиканнях у зовнішній електричній мережі і недостатньою

електродинамічної стійкості трансформаторів, що є результатом ослаблення зусиль запресовування обмоток.

3.2. Пошкодження магнітопроводів силових трансформаторів.

Магнітопроводи пошкоджуються через перегрів внаслідок руйнування лакової плівки між листами і спікання листів сталі, при порушенні ізоляції пресуючих шпильок, при виникненні короткозамкнутих контурів, коли окремі елементи муздратеатру виявляються замкнутими між собою і на бак.

3.3 Пошкодження перемикаючих пристроїв трансформаторів.

Пошкодження перемикаючих пристроїв ПБЗ відбувається при порушенні контакту між рухомими контактними кільцями і нерухомими струмоведучими стрижнями. Погіршення контакту відбувається при зниженні контактного тиску та освіті оксидної плівки на контактних поверхнях.

Перемикаючі пристрої РПН є досить складними пристроями, що вимагають ретельної наладки, перевірки та проведення спеціальних випробувань. Причинами пошкодження РПН є порушення в роботі контакторів і перемикачів, подгара контактів контакторних пристроїв, заклинювання механізмів контакторів, втрата механічної міцності сталевими деталями і паперово-бакелітовим валом. Повторюються аварії, пов'язані з пошкодженням регулювальної обмотки в результаті перекриття зовнішнього проміжку захисного розрядника.

Пошкодження відводів від обмоток до перемикальним пристроям і вводам викликаються головним чином незадовільним станом пайок контактних з'єднань, а також наближенням гнучких відводів до стінок баків, забрудненням олії провідними механічними домішками, у тому числі оксидами і частками металу з систем охолодження.

3.4 Пошкодження вводів силових трансформаторів.

Пошкодження вводів 110 кВ і вище пов'язані в основному з зволоженням паперової основи.

Попадання вологи всередину вводів можливо при неякісному виконанні ущільнень, при

доливці вводів трансформаторним маслом із зниженою діелектричної міцністю. Зауважимо, що пошкодження вводів, як правило, супроводжуються пожежами трансформаторів, які приносять значний збиток.

Характерною причиною пошкодження порцелянових вводів є нагрів контактів у різьбових з'єднаннях складових струмоведучих шпильок, або в місці приєднання зовнішніх шин.

3.5. Захист трансформаторів від внутрішніх пошкодження

Захист трансформаторів від внутрішніх пошкоджень здійснюється пристроями релейного захисту.

Основними швидкодіючими захистами є диференціальний струмовий захист від усіх видів

коротких замикань в обмотках і на висновках трансформатора, газовий захист від замикань, що відбуваються всередині бака трансформатора і супроводжуються виділенням газу і від {пониження рівня масла, струмове відсічення без витримки часу від пошкоджень в трансформаторі, що супроводжуються проходженням порівняно великих струмів короткого замикання.

Всі захисту від внутрішніх пошкоджень діють на відключення всіх вимикачів трансформатора, а на підстанціях, виконаних за спрощеними схемами (без вимикачів з боку ВН), на включення короткозамикача або на відключення вимикача живильної лінії.

3.6. Контроль за станом трансформаторів і виявлення виникають у них ушкоджень з аналізу газів, розчинених у маслі

Для виявлення ушкоджень трансформаторів на якомога більш ранніх стадіях їх виникнення, коли виділення газу може бути ще дуже слабким, в експлуатаційній практиці широко користуються

Методом хроматографічного аналізу газів, розчинених у маслі.

Справа в тому, що при розвиваються пошкодженнях трансформаторів, що викликаються високотемпературним нагріванням, відбувається розкладання масла і твердої ізоляції з утворенням легких вуглеводнів і газів (цілком певного складу і концентрації), які розчиняються в олії і накопичуються в газовому реле трансформатора.

Період накопичення газу в реле може бути досить тривалим, а накопичився в ньому газ може істотно відрізнитися від складу газу, відібраного поблизу місця його виділення. Тому діагностика пошкодження на основі аналізу газу, відібраного з реле, є утрудненою і може бути навіть запізнілою.

Аналіз проби газу, розчиненого в олії, крім більш точної діагностики ушкодження дає можливість спостереження за його розвитком до спрацьовування газового реле. І навіть у разі великих пошкоджень, коли газова захист спрацьовує на відключення трансформатора, порівняння складів газу, взятого з реле і розчиненого в олії, може бути корисним для більш правильної оцінки серйозності пошкодження.

Встановлені склад і граничні концентрації газів, розчинених у маслі, справних трансформаторів і при характерних видах ушкоджень. Так, наприклад, при розкладанні масла під дією електричної дуги (перекриття в перемикачі) виділяється переважно водень. З ненасичених вуглеводнів переважає ацетилен, який в даному випадку є характерним газом.

Оксид і двооксид вуглецю присутні в незначних кількостях.

А от газ, вьделяюційся при розкладанні масла і твердої ізоляції (Междувітковое замикання в обмотці), відрізняється від газу, що утворюється при розкладанні тільки масла, помітним вмістом оксиду і діоксиду вуглецю

З метою більш ранньої діагностики ушкоджень з трансформаторів періодично (2 рази на рік) відбирають проби масла для хроматографічного аналізу газів, розчинених у маслі, при цьому для відбору проб масла користуються медичними шприцами.

Відбір проби масла проводиться таким чином: очищають від забруднень патрубок крана, призначений для відбору проби, на патрубок надягають гумовий шланг. Відкривають кран і шланг промивають маслом з трансформатора, кінець шланга піднімають вгору для видалення бульбашок повітря.

На кінці шланга встановлюють затискач; голку шприца вколюють у стінку шланга. Забирають масло в шприц і потім! зливають масло через голку для промивання шприца, повторюють операцію заповнення шприца маслом, заповнений маслом шприц вколюють голкою в гумову пробку і в такому вигляді відправляють у лабораторію.

Аналіз проводиться в лабораторних умовах із застосуванням хроматографа. Результати аналізу зіставляються з узагальненими даними складу і концентрації газу, що виділяється при різних видах ушкоджень трансформаторів, і видається висновок про справність трансформатора або його пошкодженні і ступеня небезпеки цього пошкодження.

За складом розчинених у маслі, газів можливе визначення перегріву струмопровідних з'єднань і елементів конструкції кістяка трансформатора, часткових електричних розрядів в олії, перегріву і старіння твердої ізоляції трансформатора.

4 Методи технічної діагностики трансформаторного обладнання.

Останнім часом стає актуальним проведення комплексного дослідження трансформаторного обладнання (ТО) з метою оцінювання його технічного стану, при плануванні строків ремонту, можливості подальшої експлуатації. Усі ці аспекти були викладені в матеріалах семінару “Сучасні рішення в проектуванні, будівництві і експлуатації електричних мереж”, який пройшов у листопаді 1999 року на ВВЦ у Москві.

При діагностиці трансформаторного обладнання важливим є опис можливих дефектів у системі високоінформативних показників. Використання неінформативних показників виявляється не тільки не корисним, викликаючи необґрунтовані витрати на їх вимірювання, але й знижує ефективність самого процесу діагностики, що приводить до прийняття помилкових рішень під час оцінювання технічного стану.

Один з головних принципів технічної діагностики – діагностична цінність ознаки, що визначається інформацією, яка вноситься ознакою в систему станів (діагнозів). У зв'язку з цим вірне формування множини ознак та їх сукупностей є основою для

визначення технічного стану обладнання та прийняття рішень про його подальшу експлуатацію.

Сьогодні технічний стан силових трансформаторів оцінюється великою кількістю нормованих параметрів. При цьому сутність принципу контролю технічного стану полягає в перевірці відповідності ознак вимогам діючого нормативного документу [3]. Однак просте використання всієї інформації, що надходить при оцінюванні технічного стану трансформаторів, може призводити до непорозуміннь, оскільки рівень інформації, яка отримується під час вимірювання того чи іншого параметра, нерідко вважають більш високим, ніж це є в реальності.

Згідно з теорією інформації, один з найбільш об'єктивних показників, що дозволяють чисельно оцінити корисність (інформативність) отриманої ознаки – діагностична цінність. При наявності статистичних даних цей показник являє собою чисельну оцінку інформації про стан обладнання, яка входить до інтервалу значень параметра, що вимірюється.

Треба окремо відзначити, що під час аналізу діагностичної цінності тієї чи іншої ознаки принципово важливе значення мають такі аспекти:

- чи є показник, що контролюється, функцією фізико-хімічного стану ізоляції або він відстежує супутні зміни при розвитку процесів, які призводять до пошкоджень;
- наявність точної монотонності безперервного коливання величини вимірюемого параметра в часі при розвитку дефекта, який ним характеризується;
- наявність значних відмінностей між значеннями вимірюемого показника й рівнем розвитку процесу.

Виконання чи невиконання даних умов визначає вид діагностичної цінності (наявність детермінованої або випадкової діагностичної цінності) у тих ознак, які використовуються

Таблиця - Види діагностичної цінності методів контролю

Метод контролю	Аналізуємий процес	Вид діагностичної цінності
1	2	3
Хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі	Перегрів струмоведучих з'єднань і елементів конструкції внутрішньої ізоляції, електричний розряд у маслі	Супутній показник фізико-хімічного розпаду ізоляції. Монотонність зміни у часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання ступеня полімеризації паперової ізоляції	Знос паперової ізоляції	Функція фізико-хімічного розпаду ізоляції. Монотонність зміни у часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання вмісту фуранових сполучень у маслі	Старіння паперової ізоляції	Супутній показник фізико-хімічного розпаду ізоляції. Відсутність монотонності і значних відмін зміни вмісту від строку експлуатації й ступеня зносу ізоляції. Випадкова діагностична цінність.
Вимірювання каламутності масла	Колоїдно-дисперсні процеси у високо-вольтних герметичних вводах	Функція фізико-хімічного стану колоїдно-дисперсної системи. Монотонність у часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання	Старіння масла	Функція полярності

поверхневого натягу		рідини. Монотонність у часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
ІЧ-спектрометрія	Старіння масла	Супутній показник наявності продуктів старіння масла. Монотонність у часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Тепловізійний контроль	Локальні зони перегріву	Супутній показник теплового стану трансформатора і струмоведучих частин. Монотонність у часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання часткових розрядів	Іонізаційні процеси в ізоляції	Супутній показник фізико-хімічного розпаду ізоляції. Відсутність монотонності зміни у часі при розвитку процесу. Випадкова діагностична цінність.
1	2	3
Вимірювання опору короткого замикання	Деформація обмоток	Супутній показник зміни геометрії обмоток. Монотонність у часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Метод низьковольтних імпульсів	Деформація обмоток	Супутній показник зміни геометрії обмоток. Монотонність у часі при розвитку процесу.

		Детермінована діагностична цінність.
Визначення зусиль пресовки обмоток транс-форматора по частоті особистих коливань системи пресовки при зовнішній імпульсній механічній дії	Розпресовка обмоток	Супутній показник ступеня пресовки обмоток. Монотонність у часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.

У таблиці 1.1 наведено оцінку виду діагностичної цінності методів контролю процесів, які призводять до пошкоджень трансформатора. Треба відзначити, що ознаки з випадковою діагностичною цінністю, яка визначається відсутністю монотонності зміни значень при розвитку процесу, що ними контролюється, не можуть бути використані для прийняття рішень про стан обладнання, а тільки в деяких випадках можуть свідчити про необхідність більш детального дослідження.

4.1 ЗАСОБИ ПРОВЕДЕННЯ ДІАГНОСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ

Шостим виданням документу, що видано у 1998 році, разом з традиційними випробуваннями, які позитивно зарекомендували себе за багато років, уведено нові, зокрема, хроматографічний аналіз розчинених газів у маслі, оцінка стану паперової ізоляції обмоток по наявності фуранових сполучень у маслі, по ступеню полімеризації, а також відносно не новий засіб тепловізійного контролю електрообладнання.

4.2. Хроматографічний аналіз розчинених газів у маслі (ХАРГ).

Оцінювання стану та визначення характеру можливих дефектів по ХАРГ проводяться згідно з документом .

У Росії накопичено достатньо великий досвід ефективного застосування ХАРГ і сьогодні вже розроблена нова редакція “Методических указаний...”, яка базується на досвіді створення вже діючого документа, який оснований на результатах розкриття та виявлення дефектів біля 200 трансформаторів з використанням ХАРГ; на даних

десятирічного позитивного застосування з обліком відгуків і пропозицій, отриманих від енергопідприємств; на працях “ВНИИЭ” по дослідженню трансформаторів за період від 1996 по 1998 роки (понад 200 одиниць трансформаторного обладнання, в тому числі високо-вольтні вводи), пошкодженості високовольтних вводів за даними заводу “Мосизолятор” і досвіді «Свердловэнерго».

В новій редакції уточнено граничні концентрації газів, запропоновано методику визначення прогресуючого дефекта графічним засобом з використанням номограм, розроблено разом з заводом “Мосизолятор” розділ по діагностиці прогресуючих дефектів у високовольтних вводах трансформаторів за результатами ХАРГ.

Треба відзначити, що при виявленні та оцінюванні розвитку за допомогою ХАРГ таких дефектів силових трансформаторів, як електричні розряди в маслі, перегріву в струмоведучих з’єднаннях і елементах конструкції остова, разом з ознаками, які мають незалежну детерміновану діагностичну цінність (концентрації водню, метану, етану, етилену й ацетилену), використовуються ознаки з умовною діагностичною цінністю (відношення концентрацій різних пар названих газів, швидкість зростання концентрації газів, відношення концентрацій оксиду й діоксиду вуглецю).

У 1986 році ХАРГ був запропонований як контрольний метод для вводів і призначався головним чином для виявлення пошкоджень у масляному каналі вводів, залитих маслом марки Т-750. З 1988 року інтерпретація результатів ХАРГ і відбраковка вводів регламентується у відповідності з протиаварійним циркуляром Ц-06-88(э) “О мерах по повышению надёжности герметичных вводов 110-750 кВ”. Однак спроба зменшити ступінь ушкодження провідів, використовуючи ХАРГ, не призвела до суттєвого зменшення їх відмов, але значно підвищила затрати труда на обслуговування й викликала ризик додаткового зниження надійності через частини відбирання масла та, відповідно, його підкачки.

Зокрема, дані СКБ заводу “Мосизолятор”, “Пермьэнерго”, “Челябэнерго”, “Тюменьэнерго” та інших свідчать про те, що пошкодження вводів чинились при нормальних показниках ХАРГ, отриманих незадовго до аварії. При цьому дослідження фізико-хімічних процесів у герметичних вводах трансформаторів і досвід експлуатації

вказують на те, що відбраковка вводів по вмісту водня й суми вуглецевих газів у відповідності з нормованими в циркулярі Ц-06-88(9) відверто необґрунтована.

Разом з тим ті ж дослідження ізоляції, досвід експлуатації, результати розкриття вводів на заводі “Мосизолятор”, оцінювання діагностичної цінності ХАРГ з урахуванням результатів досліджень понад 600 вводів, виконаних “ВНИИЭ”, та дані діагностики, що отримані в “Свердловэнерго”, дозволяють стверджувати, що за допомогою ХАРГ у високовольтних герметичних вводах трансформаторів можна відшукати пошкодження контактних з’єднань, проявлення гострих країв деталей, послаблення контактної з’єднання верхньої контактної шпильки й локальні дефекти остова.

При цьому використовуються дві основні діагностичні ознаки: концентрація ацетилену й сума вуглецеводневих газів. Однак при відкладенні осадів (продуктів окисації масла або вимивання компонентів із конструктивних матеріалів) на внутрішній поверхні фарфору та остові, а також у випадку колоїдного старіння масла (появи та росту металомістких колоїдних часток) хроматографічні ознаки відсутні.

Між тим, саме ці дефекти – одна з головних причин пошкоджень високовольтних герметичних вводів трансформаторів. Для оцінки їх розвитку у «ВНИИЭ» розроблено і застосовано метод вимірювань каламутності трансформаторного масла, який дозволяє судити про розвиток колоїдно-дісперсних процесів, що призводять до зниження електричної стійкості масляного каналу.

Застосування оптичної каламутності масла для оцінки стану високовольтних герметичних вводів трансформатора.

Процес погіршення стану ізоляції високовольтних герметичних вводів трансформаторів під дією експлуатаційних факторів, як вказано в [6-8], пов’язаний з утворенням у трансформаторному маслі металомістких колоїдних часток, у першу чергу нафтенатів міді й заліза. Зростання концентрації й збільшення розмірів колоїдних часток в результаті процесу коагуляції, пов’язаний з наявністю в маслі кислот, смол і мил, призводить до виформовування зон підвищеної концентрації часток у місцях найбільшої напруженості електричного поля та активації процесу седиментації, який призводить до насичення відкладень на внутрішній поверхні нижньої фарфорової кришки. При цьому

найбільша роль у зниженні електричної стійкості масляного каналу належить часткам, що мають розміри понад 100 ангстрем.

Розвиток методів контролю стану масляного каналу для виявлення дефектів герметичних високовольтних вводів на ранній стадії їх розвитку потребує вести пошук методів і засобів, основаних на дослідженні колоїдно-дисперсних процесів, що мають місце в трансформаторному маслі при експлуатації. Застосування оптичних методів, основаних на явищі розсіяння малими частками (Релеєвське розсіяння), є універсальним і ефективним засобом визначення стану колоїдно-дисперсних систем, який дозволяє визначати кількісні показники, що характеризують наявність колоїдних часток у досліджуваній рідині. За допомогою Релеєвського розсіяння, теорії технічної діагностики і аналізу статистичних даних вимірювань каламутності трансформаторного масла вводів у роботі [15] отримано чисельну оцінку діагностичної цінності використання даного показника.

Оцінка стану паперової ізоляції обмоток по наявності фуранових сполучень в маслі.

Виявлення небезпечних деформацій, розпресовки обмоток та оцінка

механічної стійкості виткової ізоляції в комплексі визначають стан основного елемента – обмотки. В зв'язку з цим посилюється можливість оцінки спрацьовування паперової ізоляції обмоток трансформатора. Для цього останнім часом в енергосистемах отримала розповсюдження методика оцінки стану паперової ізоляції по наявності фуранових сполучень у маслі.

Відомо, що на старіння ізоляції впливають температура, час експлуатації, вологість, вміст кисню. Присутність ув ізоляційному маслі фурфурола, його похідних, монооксиду вуглецю є прямим наслідком розкладання ізоляції.

При виділенні з масла фуранових сполучень застосовують рідиново-рідинову або твердофазну хроматографію й аналізують прямофазною або обернено-фазною високоефективною рідинною хроматографією, якою можна визначити згідно МЕК п'ять фуранових речовин: фурфурол (2-фурфурол), 5-гідроксиметілфурфурол, фурфуриловий спирт (2-фурфуриллакооль), 2-ацетілфуран, метілфурфурол (5-метіл-2-фурфураль).

Фурфурол можна також визначити спектрофотометрично у вигляді його кольорового комплексу з ацетиланіліном. Фуранові похідні визначають капілярною газовою хроматографією за допомогою head-space накопичувача.

Також для визначення фуранових сполучень в трансформаторному маслі може бути застосовано метод високоефективної тонкошарової хроматографії (ВЕТШХ), де за допомогою використання різних рухомих фаз можна визначити як сумарну кількість фуранових речовин, так і окремо: фурфурол, оксиметілфурфурол та фурфуриловий спирт.

Згідно полярності 80% фурфурола розчинюється в ізоляційному маслі, а гідроксиметілфурфурол адсорбується здебільшого на паперовій ізоляції, ніж переходить у масло. Таким чином, в маслі хроматографічним методом в основному визначається саме фурфурол.

В зарубіжній літературі запропоновано вміст основних фуранових сполучень (фурфурола й гідроксиметілфурфурола), розчинених у маслі, оцінювати як сумарну кількість фуранових речовин – для цього введено термін “total furans”.

Також деякі джерела демонструють, що застосування різновиду рідинної хроматографії в тонкому шарі при використанні хлористого метілену як рухомої фази, оцінку вмісту сумарних фуранових сполучень можна детектувати у вигляді однієї фракції, так як індекси утримання альдегідів, спиртів і гідроксифірів при використанні запропонованої фази співпадають. При використанні еталонних розчинів фурфурола різної концентрації, які дозволяють скласти спеціальну шкалу, можна провести не тільки якісну, а й кількісну оцінку вмісту фуранових речовин у трансформаторному маслі.

МЕК стандартизовано узагальнені дані меж визначення фуранових сполучень:

- 0,05 мг/кг при використанні методик високоефективної рідинної хроматографії (ВЕРХ), виконаних на зарубіжних хроматографах високої якості;

- 0,1 мг/кг фурфурола можна визначити спектрофотометрично;
- 0,5 мг/кг фурфурола виявляються методом газової хроматографії (ГХ) із застосуванням head-space накопичувача або методом ВЕТШХ;

- 5 мг/кг визначають речовини протилежної полярності: фурфуроловий спирт, гідроксиметілфурфурол, ацетілфуран.

На нараді в Санкт-Петербурзі представники “ОРГРЭС”, “Ленэнерго”,

АТ “ВНИИЭ” доповіли, що межа визначення фуранових сполучень складає 0,5 мг/кг. Усі роботи були виконані на обладнанні невисокого ступеню точності, так як підрозділи “Минтопэнерго” хроматографічним обладнанням імпортного виробництва не забезпечені. В експлуатації при оцінюванні остаточного ресурсу трансформаторів зручно користуватись визначенням місткості фуранових речовин. Статистичний огляд понад 500 трансформаторів по усій території Європи показав, що в ізоляційному маслі устаткування спостерігається концентрація фуранових речовин, здебільшого понад 1 мг/кг.

Треба однак відзначити, що лабільні фуранові сполучення розкладаються під дією кислого середовища на продукти нефуранового ряду. При наявності в трансформаторі термосифонного фільтру фуранові продукти, що утворились, адсорбуються і розкладаються із-за кислого середовища на сілікогелі, а інформація про старіння ізоляції може надходити тільки після встановлення динамічної рівноваги між продуктами поглинання й виділенням сорбента. Тільки в цьому випадку процес розпаду паперової ізоляції може проявлятися в накопиченні фуранових сполучень у маслі, тому їх відсутність не свідчить про задовільний стан паперової ізоляції. Найбільш ефективний показник оцінки зносу паперової ізоляції – ступінь полімерізації, яка характеризує в основному її механічну стійкість на розтягання й злам.

Оцінка ступеню старіння ізоляції обмоток силових трансформаторів по вимірюванню ступеня полімерізації.

Шостим виданням РД 34.45-51.300-97 для оцінки стану паперової ізоляції обмоток силових трансформаторів передбачено вимірювання ступеню полімерізації її зразків. При цьому вказано, що ресурс паперової ізоляції обмоток вважається вичерпаним при зниженні ступеню полімерізації паперу до 250 одиниць.

Для оцінки зносу паперової ізоляції ступінь полімерізації є досить об’єктивним показником. При цьому зниження ступеню полімерізації паперової ізоляції має

монотонну залежність на протязі усього строку експлуатації, що зумовлює високу діагностичну цінність даного показника.

Як відомо, теплове старіння паперу при відсутності інших зовнішніх впливів практично не змінює її короточасну електричну стійкість. Проте в реальних умовах експлуатації водночас з нагрівом ізоляції вона підлягає також впливу механічних зусиль, особливо під час коротких замикань. Тому зниження механічної стійкості паперу в результаті теплового старіння завжди призводить до механічного ушкодження ізоляції та вже, як наслідок, до електричного пробою.

Умови роботи виткової чи бар'єрної ізоляції, з точки зору три-ваючих у ній фізико-хімічних процесів, істотно розрізняються. Так, для бар'єрної ізоляції, температура якої не перевищує 90°C , найбільш характерним в процесі старіння є кислотний алкоголіз (гідроліз) під дією карбоксилісткого сполучення, що утворюється під час окислення масла. Цей процес може бути підсилений зольними елементами, які містяться в паперовій ізоляції. Температура найбільш нагрітої точки виткової ізоляції в процесі експлуатації трансформатора може перевищувати 90°C і тоді істотно зростають процеси понадповільних молекулярних коливань полімеру, які підсилюють алкоголіз у аморфних і мезоморфних областях і призводять до деструкції в кристалічній частині целюлози за рахунок дифузії радикальних станів шляхом переносу їх на макромолекули сусіднього полімерного кола, а також до реалізації дефектів у макро-молекулах, які викликані утворенням карбонільних і карбоксильних груп. За даними довідника "Трансформаторное масло" (під редакцією Шахновича) гранична температура розвитку деструктивного процесу, що визначається по точці перегину Арренісоуської залежності, складає 110°C . Таким чином, залежність вміщеного в трансформатор зразку целюлозної ізоляції в відношенні досягнутого рівня деструкції ізоляції не забезпечується в повній мірі, оскільки такі зразки, доступні для аналізу, розташовані в баку трансформатора в умовах, не відповідаючих най-більш нагрітій зоні.

2%. □ Різниця між бар'єрною та витковою ізоляцією у фізико-хімічних процесах старіння полягає також у істотно більшому впливі фізико-хімічних факторів на виткову ізоляцію внаслідок її більш розвинутої поверхні, меншій кількості компонентів, що інгибирують деструктивні процеси, істотно меншого ступеня полімерізації та механічної стійкості. У тому ж разі, морфологія целюлози в обох видах ізоляції, мабуть,

однакова, оскільки в існуючих виробництвах індекс кристалічної деревесної целюлози промислових різновидів розрізняється незначно й складає 73

Для об'єктивного оцінювання стану ізоляції трансформатора необхідно проводити вимірювання ступеню полімерізації зразку виткової ізоляції. Взяття проби зразку може бути виконано на вимкненому трансформаторі як під час капітального ремонту, так і під час підливу масла крізь люки. З зовнішньої сторони обмотки вирізається зразок масою 3 – 5 грам,. Після чого чиниться підмотка ізоляції висушеною локотканиною або папером. Зразок паперової ізоляції повинен бути взятим із найбільш нагрітого місця в одній із верхніх котушок. Дано з цього приводу деякі пояснення.

Керівництво по навантажувальній можливості трансформаторів МЕК пропонує наступну теоретичну модель:

- температура масла, що оточує обмотку, лінійно зростає по висоті обмотки від значення T_n навпроти верхньої частини обмотки;
- температура провідників обмотки зростає по її висоті також лінійно, слідуючи за температурою масла з перевищенням на постійну величину Δ , яка визначається за тепловим потоком від обмотки в масло з урахуванням теплової провідності ізоляції обмотки;
- температура T_n дорівнює температурі, з якою масло приходить із охолоджувача;
- для верху обмотки, враховуючи додаткові втрати, наприклад, від віхорових втрат, МЕК визначає дещо підвищене значення температури провідників над маслом у вигляді $\Delta \Delta$, де коефіцієнт Δ більший за одиницю;

Така модель є дуже приблизною, але під час її реального застосування дає достатню точність. У «ВНИИЭ» розроблено більш детальну методику для оцінки ступеню старіння (полімерізації) ізоляції. Не приводячи усіх викладок, розглянемо тільки загальні висновки цієї роботи. По-перше, знос виткової ізоляції в процесі роботи трансформатора значно вищий, ніж бар'єрної. По-друге, масло в вертикальних каналах проти верхніх котушок обмоток має більш високу температуру плавлення, ніж верхні шари масла в трансформаторі. По-третє, для оцінки стану паперової ізоляції обмоток трансформатора необхідно проводити вимірювання ступеню полімерізації зразку

виткової ізоляції, що береться з верхніх котушок обмотки. І останнє: зразки паперової ізоляції, закладені в верхньому шарі масла трансформатора, не є цінними з точки зору зносу виткової ізоляції обмоток.

4.3.Оцінювання розвитку іонізаційних процесів в ізоляції силових трансформаторів методом вимірювання часткових розрядів(ЧР).

Для відшукування іонізаційних процесів в ізоляції силових трансформаторів під час їх експлуатації останнім часом роблять спроби використати метод ЧР для оцінки бездефектного стану при виготовленні трансформаторів, бо він має статистичний розподіл при розвитку дефектів у процесі їх експлуатації.

Аналіз результатів вимірювання ЧР у режимі моніторингу демонструє, що, на відміну від, наприклад, ХАРГ, концентрації яких зростають монотонно під час послідовного розвитку дефекта, який має відповідні ознаки, динаміка зростання величини уявного заряду ЧР такою монотонністю не володіє. Уривчатість у часі процесу часткових розрядів супроводжується значними відмінами значень їх інтенсивності.

Також відомо, що ЧР, які з'являються в різних місцях по довжині обмотки трансформатора, призводять до різноманітних деструктивних значень величини уявного заряду внаслідок згасання сигналу при його проходженні по обмотці. Таким чином, наявність випадкової діагностичної цінності ознак, які отримуються при вимірюванні ЧР, стає на перешкоді нормованих граничних значень, а виміряні ЧР малої інтенсивності не можуть бути використані як ознака, об'єктивно демонструюча стан устаткування.

Одним із перспективних напрямків розвитку застосування даного методу є безперервний контроль характеристик ЧР для індикації передпробивних процесів із метою вдосконалення захисту. Взагалі діагностика методом ЧР є ефективним засобом вияву не тільки ЧР у ізоляційних конструкціях трансформатора, але й у будь-яких інших деталях, якщо в останніх мають місце процеси іскрування (поява короткозамкнених контурів, порушення в схемі заземлення, погані контакти та ін.). Разом з тим ідентифікація ЧР у обладнанні супроводжується щонайменше двома проблемами: розрізнюванням із зовнішніми перешкодами й виявленням джерел внутрішнього шуму.

Вимір (ЧР) дозволяє одержати одну з найважливіших характеристик ізоляційних систем трансформаторів. При цьому ефект ЧР характеризується трьома показниками: хімічним, що проявляється в появі розчинених газів, електромагнітним і акустичним. Чутливість методу розчинених газів залежить від часу ЧР, що для контрольних вимірів звичайно велика, і чутливість методу при цьому висока. Однак при виникненні ЧР на початку (часи) чутливість мала, якщо ЧР не дуже великі. Для випадків, коли чутливість цього методу недостатня, повинні застосовуватися інші методи. Так, за допомогою вимірів у високочастотному діапазоні визначаються ЧР в зазорах і на поверхні ізоляційних конструкцій, коронний розряд з гострих крайок і кутів, іскровий і дуговий розряди між елементами конструкції трансформатора та ін. При цьому тільки даним методом можна визначити ЧР у внутрішніх замкнутих порожнинах трансформатора.

Перешкоди при вимірюванні ЧР, що викликані наявністю значних внутрішніх та зовнішніх завад одного рівня з корисним сигналом, труднощі з інтерпретацією результатів вимірювань і визначення місця ЧР у значній мірі знижуються при використанні акустичних методів контролю ЧР.

Дефектами, які виявляються акустичними датчиками, звичайно є наступні:

- обрив шин заземлення активної частини або електростатичних екранів;
- порушення кріплення екранів вводу трансформатора;
- порушення ізоляції пресуючих обмотку гвинтів, замикання активної частини на бак;
- пошкодження контактів РПН, а також порушення з'єднань між частинами відбирача та інші.

Тому розробка і впровадження акустичних датчиків є і зараз задачею досить актуальною.

Діагностика за допомогою ультразвуку дозволяє виявити компоненти з порушеною ізоляцією в розподільному обладнанні та взагалі в обладнанні, що знаходиться під напругою, в тому числі трансформаторному. Ультразвукова технологія зручна для тестування устаткування на відкритих підстанціях та повітряних лініях електропередачі. Можлива також перевірка закритих пристроїв. Аналіз спектру ультразвукового сигналу дозволяє проводити відділення потрібного звуку від ультразвуку з загальної полоси шумів, яка містить звуки з інших джерел ув апаратурі.

Ультразвук, вільно проникаючи крізь отвори, не може пройти крізь тверді тіла й поверхні. На трансформаторі слуховий отвір можна зробити, знявши, наприклад, болт заливки масла. При наявності іскріння або коронного розряду (на ізоляторах введів тощо) оператор чує чіткий дзижчачий звук. Якщо апаратура закрита повністю, треба висвердлити в корпусі отвір діаметром чотири дюйми та встановити заглушку на нього, щоб знімати під час діагностування. Але застосування останнього способу для роботи з трансформаторами неможливе, власне це й є основний недолік – ультразвук в цьому випадку має обмежені рамки використання.

Комбінація інфрачервоної та ультразвукової технології часто використовується під час перевірки високовольтного обладнання. Ультразвукова апаратура спроможна виявляти ушкодження ізоляторів на вводах у самому початку їх виникнення.

А техніки малого підприємства “Диагност” (Росія) за допомогою приладу “Ультрапроб 2000” почули сильні звуки від іскріння та витоку струму в отворі напруги вторинної обмотки. Коли контакти було демонтовано, на них знайшли нарости графітної пилу й сліди іскріння. □ Випадки перегріву отводів напруги трансформаторів важко виявити інфрачервоними приборами, оскільки температура корпусу трансформатора вища за температуру нещільного з’єднання. Приклад з практики: під час перевірки трансформатора потужністю 1500 кВ

4.4. Тепловізійний контроль трансформаторного обладнання.

Цей вид діагностики відносно не новий, хоч масове виробництво приладів тепловізійного контролю – тепловізорів - розвинулось досить недавно. Принцип роботи тепловізора оснований на здатності вловлювати інфрачервоне випромінювання від досліджуваних об’єктів і визначати температуру або перетворювати його у візуальну картину розподілення теплових полів на поверхні об’єктів. Отримана картина називається термограмою й може бути подана як кольоровою (додаток В), так і чорно-білою, або інвертованою. Оператор бачить термограму в видопошукачу або на моніторі комп’ютера та може визначити температуру в будь-якій точці об’єкта. На практиці іноді навіть невелика різниця в температурах на одному й тому ж об’єкті свідчить про недоліки (недостатній рівень масла у ввіді трансформатора чи погано затягнутий контакт), які можуть серйозно зашкодити виробництву.

В "Мосэнерго" надбано досвід пошуку внутрішніх дефектів трансформаторів на основі даних ХАРГ та знайдення їх місця за допомогою тепловізорів. Результати тепловізійного обстеження трансформаторів на основі ХАРГ поділяються на три групи.

До першої відносяться випадки, коли за допомогою тепловизора вдається знайти чітко помітні локальні нагриви на стінках баку трансформатора. Розкриття вказує, що стається це із-за пошкодження ізоляції шпилек, обриву шин заземлення та ряду інших причин.

Друга група об'єднує результати обстеження випадків, коли навіть при діагностуванні по даним ХАРГ термічного дефекту високої температури (понад 700° С) не вдається знайти локальний нагрів на стінці баку трансформатора. Це пояснюється відсутністю проекції точки нагріву на стінку баку. На жаль, на сьогодні не існує методів однозначного визначення таких дефектів.

Третя група – це дефекти, зумовлені конструктивними особливостями трансформаторів.

Тепловізійне обстеження використовується для виявлення локальних нагрівів баків трансформаторів вже при появі газів, характерних для нагріву масла і ізоляції. Тим більш це обстеження необхідно при діагностуванні термічних пошкоджень по результатам ХАРГ. Тепловізійне обстеження трансформаторів ефективно доповнює діагностику ультразвуком та ХАРГ, а також традиційні методи електричних випробувань трансформаторів.

4.5 ВИСНОВКИ

4.6. ХАРГ при діагностуванні силових трансформаторів.

В першу чергу, як демонструє досвід, при безаварійній роботі трансформатора не слід розраховувати на обов'язковий ефект від проведення нетрадиційних або дорогих видів досліджень. Спочатку треба спиратись на існуючі норми і об'єми випробувань трансформаторів разом з поступовим, продуманим і зваженим їх вдосконаленням у процесі роботи. При цьому всі найбільш перевірені нетрадиційні та нові методи досліджень і випробувань увійшли в нові норми та об'єми їх проведення.

Водночас, як свідчить досвід, розумне сумісне застосування різних технологій та засобів (як давно затверджених, так і нових) може приносити непогані результати.

Прикладом можуть бути відомості про комплексні дослідження трансформаторів російського підприємства "Свердловэнерго", наведені ув праці [14]. Частково ці дані наведено в таблиці 1 додатку А. Слід зазначити, що в обох описах випадків трансформатори було виведено в ремонт за результатами дослідження характеристик ЧР, а вже під час ремонту застосовувались інші види досліджень.

Хроматографічний аналіз розчинених газів (ХАРГ) - це найбільш важливий інструмент у визначенні стану трансформатора. Він є першим індикатором проблеми і може ідентифікувати погіршення ізоляції і масла, перегрів, гарячі точки, часткові розряди і дугу. Стан " здоров'я " масла - є відображення здоров'я самого трансформатора.

Найважливішими показниками є індивідуальні та сумарні концентрації горючих газів.

Попередження:

Інформація щодо ХАРГ в цьому документі-це неповний короткий виклад.

Теорія HARG трансформатора і методологія більш докладно описана в розділі 10.2 інструкції "Обслуговування силових трансформаторів" [1], міжнародними стандартами МЕК 60567 і МЕК 60599. Національний нормативний документ в даний час розробляється. Діючими є застарілі РД 34.46.303-89 та РД 34.46.302-89.

4.5.1 Діагностика трансформатора на основі індивідуальних і сумарних концентрацій розчинених характерних газів.

У стандарті IEEE (Std). C57-104™ [3] для класифікації ризиків експлуатації трансформаторів визначено чотири стани за ХАРГ.

Як індикатори для визначення станів в керівництві використовуються як комбінації індивідуальних газів, так і суми концентрацій горючих газів.

Це керівництво не є універсальним і використовується як один з використовуваних інструментів для оцінки стану трансформаторів по розчиненим в маслі газам.

Чотири стани по IEEE® описані нижче, а рівні концентрацій газів, відповідні станам наведені в таблиці 1.

Таблиця 1. – Граничні концентрації розчинених характерних газів у ppm

Статус	Водень (H ₂)	Метан (CH ₄)	Ацетилен (C ₂ H ₂)	Етилен (C ₂ H ₄)	Етан (C ₂ H ₆)	Чадний Газ (CO)	Вуглекислота (CO ₂)	Σ
Стан 1	100	120	35	50	65	350	2 500	720
Стан 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2 500-4 000	721-1 920
Стан 3	701-1 800	401-1 000	51-80	101-200	101-150	571-1 400	4 001-10 000	1 921-4 630
Стан 4	>1 800	>1 000	>80	>200	>150	>1 400	>10 000	>4 630

¹ CO₂ не входить в додавання чисел для Σ тому, що не є горючим газом.

Таблиця 2. – Дії в залежності від концентрацій розчинених газів горючих газів

Стан	Рівень Σ або Найбільш високий індивідуальний газ (табл. 1)	Діапазон виростання Σ (ppm за день)	Інтервали відбора проб и робочі дії для діапазона наростання концентрації газів	
			Інтервал відбора	Робочі процедури
Стан 1	Σ <720 ppm або найвищий стан заснований на індивідуальному горючому газі з Таблиці 1.	<10	Щорічно	Продовжуйте нормальну експлуатацію.
		10-30	Щоквартально	
		>30	Щомісячно	Підвищена увага. Проаналізуйте індивідуальні гази Щоб знайти причину.

				Визначте залежність від навантаження.
Стан 2	Σ 721–1 920 ppm або найвищий стан заснований на індивідуальному горючому газі з Таблиці 1.	<10	Щоквартально	Підвищена увага.
		10-30	Щомісячно	
		>30	Щомісячно	Проаналізуйте Індивідуальні гази Щоб знайти причину. Визначте залежність від навантаження
Стан 3	Σ 1 941–2 630 ppm або найвищий стан заснований на індивідуальному горючому газі з Таблиці 1.	<10	Щомісячно	Підвищена увага.
		10-30	Щотижня	
		>30	Щоденно	Проаналізуйте Індивідуальні гази Щоб знайти причину. Визначте залежність від навантаження. Плануйте відключення . Викличте виготовника або іншого

				консультант а для розслідуван ня
Стан 4	$\Sigma >4\ 639\ \text{ppm}$ або найвищий стан заснований на індивідуальному горючому газі з Таблиці 1.	<10	Щотижня	Підвищена
		10-30	Щотижня	увага. Проаналізуй те Індивідуаль ні газі Щоб знайти причину. Визначте залежність від навантажен ня. Плануйте відключення . Викличте виготовника або іншого консультант а для розслідуван ня
		>30	Щотижня	Погодьте вивід з експлуатації . Викличте виготовника або іншого консультант а для розслідуван

				ня
--	--	--	--	----

Стан 1: Сумарна концентрація розчинених горючих газів (Σ) нижче цього рівня вказує на те, що трансформатор діє задовільно. Будь-яка індивідуальна концентрація пального газу, що перевищує рівень, зазначений у таблиці 1 повинна бути додатково досліджена.

Стан 2: Σ в межах цього ряду вказує більше, ніж нормальний рівень горючих газів. Будь індивідуальний горючий газ, з концентрацією, що перевищує зазначені рівні в Таблиці 1, повинен додатково досліджуватися. Дефект може бути присутнім. Відбирайте проби ХАРГ якомога часто, щоб вирахувати кількість наростання за день для кожного газу.

(Див. в таблиці 2 рекомендовану частоту проб і дії.)

Стан 3: Σ в межах цього ряду вказує на високий рівень розпаду целюлозної ізоляції та/або масла. Будь індивідуальний горючий газ, що перевищує зазначену в Таблиці 1 концентрацію, повинен бути додатково досліджений. Дефект або дефекти є безумовно. Відбирайте проби ХАРГ якомога часто, щоб вирахувати кількість наростання за день для кожного газу.

Стан 4: Σ в межах цього ряду вказує на надмірний розпад целюлозної ізоляції та/або масла. Продовження роботи може призвести до відмови трансформатора.

Попередження:

Трансформатори генерують деякі горючі гази в нормальній роботі і стану за розчиненим газів, надані в IEEE C-57-104-1991™ [3] (див. Таблицю 1 вище) надзвичайно помірні.

Трансформатори можуть працювати безпечно з концентраціями індивідуальних газів в Змозі 4 без проблем, за умови, що вони стійкі і гази не наростають або наростануть дуже повільно.

Якщо індивідуальні гази зростають істотно (більше 30 ppm за день) прогресує Активний дефект. Трансформатор потрібно відключати, коли досягнуті рівні Стану 4.

Раптове зростання рівня характерних для газів і обсягу генерації газу більш важливо при оцінці трансформатора, ніж акумульоване кількість газу. Один з найбільш важливих показників - ацетилен (C_2H_2). Генерація будь-якої кількості цього газу вище декількох ppm вказує на утворення дуги високої енергії. Кількість сліду (кілька ppm) може бути генерувати дуже гарячим тепловим дефектом (500 градусів Цельсія або вище). Короткочасна дуга, викликана сусіднім розрядом блискавки або високовольтної хвилею напруги, може також генерувати невелику кількість C_2H_2 . Якщо C_2H_2 виявлено в ХАРГ, проби масла повинні відбиратися щотижня або навіть щодня, щоб визначити, чи генерується додатковий C_2H_2 . Якщо додатковий ацетилен не знайдений і рівень концентрації нижче Стану 4, трансформатор може продовжувати працювати. Однак якщо ацетилен продовжує наростати, трансформатор має внутрішню активну дугу високої енергії і повинен негайно виводитися з експлуатації. Подальша робота надзвичайно небезпечна і може призвести до вибуху з пошкодженням бака і розливу палаючого масла на великій території

ПРИМІТКА:

1. І найвище умова, засноване на індивідуальному нафтовий газ, і Σ може визначити стан (1,2,3 або 4) трансформатора.

Наприклад, якщо Σ знаходиться між 1 941 ppm і 2 630 ppm, це вказує на Стан 3. Однак, якщо водород-так більше, ніж 1 800 ppm, трансформатор знаходиться в Стані 4, як показано в Таблиці 2.

2. Коли таблиця говорить "визначте залежність від навантаження", це означає з'ясувати, наростає або падає обсяг генерації газу в ppm / день зі зміною навантаження.

Трансформатор може бути перевантажений або мати проблему охолодженням. Відбирайте проби масла кожен раз зі зміною навантаження; якщо навантаження змінюється занадто часто, це може бути неможливо.

3. Щоб отримати обсяг генерації Σ , розділіть зміна Σ на число днів між пробами, коли трансформатор був навантажений. Дні без навантаження не повинні включатися. Обсяг генерації індивідуальних газів в ppm/день визначається тим же методом.

Таблиця 2 припускає, що попередні випробування ХАРГ на трансформаторі не були зроблені або, що ніяка недавня історія не існує. Якщо попередній ХАРГ існує, потрібно визначити з його урахуванням, стійка ситуація (гази не зростають істотно) або нестійка (гази зростають істотно). Дивіться в таблиці 3 норми генерації, щоб вирішити чи зростають гази істотно

4.5.2 Діагностика трансформатора на основі ключових газів

У документі РД 153-34.0-46.302-00 "Методичні вказівки по діагностиці, що розвиваються дефектів трансформаторного обладнання за результатами ХАРГ" [4] Пропонується методика ОЦІНКИ стану трансформаторного обладнання на основі відношень концентрації характерних газів.

Вид та характер Розвиваючий ся в трансформаторі пошкоджень визначається по відношенню концентрацій Наступний газів: H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄ і C₂H₆.

При цьому рекомендується використовувати такі результати ХАРГ, в яких кон-центрація хоча б одного газу (з п'яти перерахованих вище газів) була більше відповідного граничного значення в 1.5 раз

Таблиця 3. - Граничні концентрації розчинених в маслі газів

(адаптирована из РД 153-34.0-46.302-00)

Обладнання	Концентрації газів, ppm.					
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO
Трансформатори напругою 110-500 кВ	100	100	10	100	50	<u>500*</u> 600

* для CO - в чисельнику наведено значення для трансформаторів з азотною або плівковою захистами олії, в знаменнику - для трансформаторів з вільним диханням; для CO₂ - у чисельнику приведені значення для трансформаторів з вільним диханням при терміні експлуатації до 10 років, у знаменнику - понад 10 років, у дужках наведені дані для трансформаторів з плівковим або азотної захистами масла

5.3.1 Вид розвиваються в трансформаторах дефектів (тепловий чи електричний) можна орієнтовно визначити по відношенню концентрацій пар з чотирьох газів: H₂, CH₄, C₂H₂ і C₂H₄.

5.3.1.1 Умови прогнозування "розряду":

$$\geq 1 \text{ і } \leq 0.5$$

5.3.1.2 Умови прогнозування "перегріву":

$$< 0.1 \text{ і } > 0.5$$

Якщо при цьому концентрація CO < 0.05%об, то прогнозується "перегрів масла", а якщо кон-центрація CO > 0.05%- "перегрів твердої ізоляції".

5.3.1.3 Умови прогнозування "перегріву" і "розряду":

$$\geq 0.1 \text{ і } > 0.5$$

або

$$< 0.1 \text{ і } \leq 0.5$$

5.3.2. Характер розвиваються в трансформаторах дефектів визначається згідно Таблиці 4 по відношенню концентрацій пар з п'яти газів: H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄ і C₂H₆.

5.3.3. Відношення CO_2 / CO додатково уточнює характер дефектів, наведених в Таб-
особі 4 :

- якщо пошкодженням не порушена тверда ізоляція, то

$$5 \leq CO_2 / CO \leq 13;$$

- якщо пошкодженням порушена тверда ізоляція, то

$$CO_2 / CO < 5 \text{ або } CO_2/CO > 13$$

Слід мати на увазі, що CO_2 і CO утворюються в маслі трансформаторів при нормальних робочих температурах в результаті природного старіння ізоляції.

**Таблиця 4. - Визначення характеру дефекта в трансформаторі по відношенню
концентрацій пар газів**

N п/п	Характер прогнозованого дефекта	Відношення концентрацій характерних газів			Типові приклади
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
1.	Нормально	<0.1	0.1-1	≤ 1	Нормальне старіння
2.	Часткові разряди з низькою густиною енергії	<0.1	<0.1	≤ 1	Розряди в заповнених газом порожнинах, що утворилися внаслідок не повного просочення або вологості

					ізоляції .
3.	Часткові розряди з високою густиною енергії	0.1-3	< 0.1	≤1	Те ж, що і в л. 2, але веде до залишення сліду або пробою твердої ізоляції .
4.	Розряди малої потужності	> 0.1	0.1-1	1-3	Безперервне іскріння в маслі між сполуками різних потенціалів або плаваючого потенціалу. Пробій масла між твердими матеріалами
5.	Розряди великої потужності	0.1-3	0.1-1	≥3	Дугові розряди; іскріння; пробою масла між обмотками або котушками або між котушками на землю.
6.	Термічний дефект низької температури (<150°C)	< 0.1	0.1-1	1-3	Перегрів ізольованого провідника .
7.	Термічний дефект в діапазоні низьких	< 0.1	≥1	< 1	Місцевий перегрів сердечника

	температур (150-300°C)					через концентрацію потоки. Зростання температури "гарячої точки".
8.	Термічний дефект в діапазоні середніх температур (300-700°C)	< 0.1	≥ 1	1-3		Те ж, що і в п. 7, але веде до залишення сліду або пробою твердої ізоляції
9.	Термічний дефект високої температури (>700°C)	< 0.1	≥ 1	≥ 3		Гаряча точка в осерді; перегрів міді через вихрових струмів, поганих контактів; циркулюючі струми в осерді або баку.

З метою завдання меж граничних концентрацій характерних газів для формування умов стану обладнання в корпоративній базі даних холдингу, на базі таблиць 1 і 3 побудована Таблиця 5:

Таблиця 5. - Граничні концентрації розчинених характерних газів в ppm

Статус	Водень (H ₂)	Метан (CH ₄)	Ацетилен (C ₂ H ₂)	Етилен (C ₂ H ₄)	Етан (C ₂ H ₆)	Чадний Газ (CO)	Вуглекис лота (CO ₂) ¹	TDCG
Стан 1	50	50	<2	50	<25	<450	<2500	<3127
Стан 2	50-100	50-100	2-10	50-100	25-50	450-	2500-	3127-

						600	4000	4960
Стан 3	100- 500	100- 500	10-30	100- 250	50-100	600- 1000	4000- 8000	4 960- 10380
Стан 4	>500	>500	>30	>250	>100	>1000	>8000	>1038 0

¹ CO₂ не входить в добавлення чисел для TDCG тому, що не являється горючим газом.

Стан 1. Нормальна експлуатація.
Стан 2. Незначні проблеми,що потребують розширеного розгляду.
Состояние 3. Имеется серьезная проблема, требующая устранения. Учащенный контроль до планового отключения
Состояние 4. Эксплуатация опасна. Необходимо отключение для ремонта или замены.

5.4 діагностування проблеми трансформатора з використанням аналізу розчинених газів і трикутника Дюваля.

Попередження:

Не використовуйте трикутника Дюваля, для визначення має або і не має проблему трансформатор.

Майте на увазі, що в трикутнику немає області для трансформатора, що не має проблеми.

Трикутник покаже дефект для кожного трансформатора не залежно, чи має він дефект чи ні.

Використовуйте згаданий вище Метод IEEE® або Таблицю 6, щоб визначити, чи існує проблема перед застосуванням Трикутника Дюваля. Трикутник Дюваля використовується тільки для ідентифікації проблеми. Цей метод буде дійсний коли вже присутня значна кількість газу (як мінімум ліміти L1 і норми генерації G2 в Табл. 6).

5.4.1 Походження Трикутника Дюваля. Майкл Дюваль з Hydro Quebec, розробив цей метод в 1960х р. використовуючи базу даних тисяч ХАРГ і діагнозів проблем трансформаторів. Ще недавно цей метод був включений у версії 4 програмного забезпечення аналіти-ка Масла Трансформатора (ТОА 4), розроблений Дельта Х Ресерч і використовувався в промисловості для діагностики проблем трансформаторів. За багато років виявилось, що цей метод точний і надійний і зараз набуває популярності. Метод і як його використовувати наводиться нижче.

4.5.3 Як використовувати Трикутник Дюваля.

1. Для початку визначте, чи існує проблема за допомогою методу IEEE® описаного вище, і / або таблиці 6 см. нижче (див. [1] для пояснення цієї таблиці). Як мінімум один з вуглеводневих газів або водень (H₂) повинен бути в межах стану 3, і наростання в межі (G2) таблиці 6, щоб проблема підтвердилася. Щоб використовувати Таблицю 6 без IEEE® методу, як мінімум один з індивідуальних газів повинен знаходитися на рівні L1 або вище і обсяг генерації газу як мінімум у G2. Ліміти L1 і норми генерації газ з Таблиці 6 нижче більш надійні, ніж IEEE® метод; однак, потрібно використовувати обидва методи, щоб підтвердити існування проблеми.

Якщо є раптове зростання H₂ тільки з чадним (CO) і вуглекислим (CO₂) газом і ні одного або мала кількість вуглеводнів, використовуйте нижче наведений розділ 17 (Зі-ставлення CO₂/CO) для того, щоб визначити, чи є термічне розкладання целюлозної ізоляції.

2. Якщо існування проблеми однозначно встановлено, використовуйте сумарна кількість трьох газів Трикутника Дюваля і отчертайте область на трикутнику в відсотках від сум-ми, щоб поставити діагноз. Приклад показаний нижче. Також Вирахуйте кількість трьох га-зів, використовуваних в трикутнику Дюваля,що з'явився з моменту початку раптового зростання. Віднімання кількості газу генерованого до раптового зростання покаже кількість газів, генерованих до початку дефекту. Детальні інструкції і приклад поки-зани нижче.

а. Візьміть кількість (ppm) метану (CH_4) в ХАРГ і відніміть кількість CH_4 від більш раннього ХАРГ.

Це дасть кількість генерованого метану з початку проблеми.

б. Повторіть цю дію для решти двох газів, етилену (C_2H_4) і ацетилену (C_2H_2)

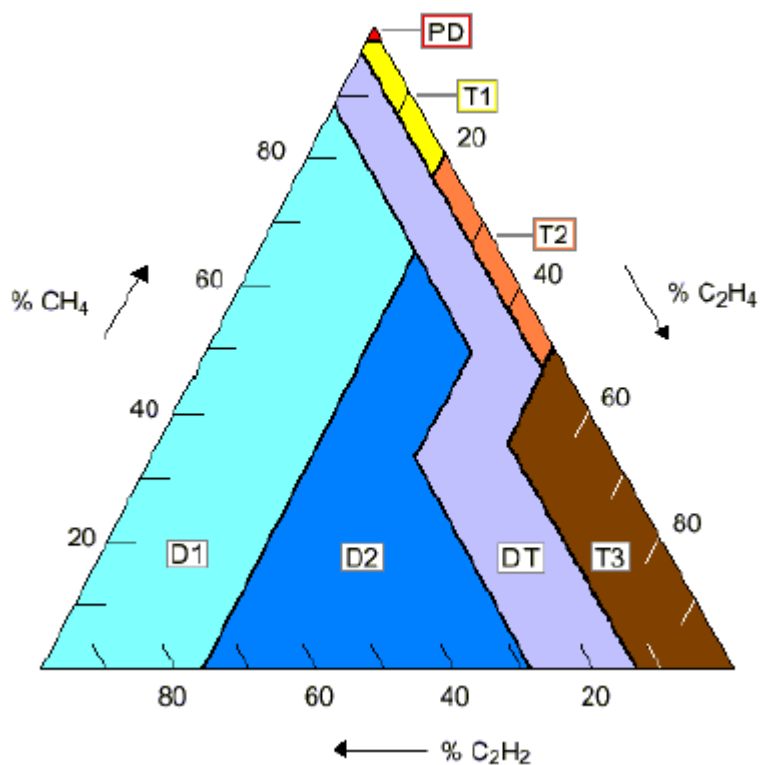


Рис.12 Трикутник Дюваля.

Легенда:

PD = часткові розряди

T1 = Перегрів менш ніж $300\text{ }^\circ\text{C}$

T2 = Перегрів між $300\text{ }^\circ\text{C}$ і $700\text{ }^\circ\text{C}$

T3 = Перегрів більш, ніж $700\text{ }^\circ\text{C}$

D1 = Часткові розряди низької енергії (іскріння)

D2 = Часткові розряди високої енергії (дуга)

DT = змішування теплових та електричних дефектів

Таблиця 6.— Лімити L1 і граничні концентрації за місяць

Газ	Предел L1	Предел G1 (ppm за місяць)	Предел G2 (ppm за місяць)
H ₂	100	10	50
CH ₄	75	8	38
C ₂ H ₂	3	3	3
C ₂ H ₄	75	8	38
C ₂ H ₆	75	8	38
CO	700	70	350
CO ₂	7 000	700	3 500

3. Додайте три величини (відмінності), одержаних в результаті кроку 2 див. вище. Це дасть 100 відсотків (%) трьох характерних генеруються газів, використовуваних в трикутнику Дюваля, з початку дії дефекту.

4. Поділіть кожен індивідуальну різницю газу на повну різницю газу, отриману в кроці 3 см. вище. Це покаже процентне зростання кожного газу від загального зростання.

5. Позначте область, відповідну відсотку кожного газу на трикутнику Дюваля, починаючи на стороні, відповідної газу. Проводите через трикутник паралельні сторонам трикутника лінії для кожного газу. Приклад показаний нижче.

ПРИМІТКА:

У більшості випадків, ацетилен (C₂H₂) буде - нуль, і результат буде розташовуватися з пра-вої сторони Трикутника Дюваля.

Порівняйте діагноз на основі повної суми газів і діагноз, отриманий з використанням тільки концентрацій газів зрослих після дефекту. Якщо дефект існував якийсь час, або якщо обсяги генерації високі, два діагнози будуть однакові. Якщо діагнози раз-ві, завжди використовують діагноз по наростанню газів, що генеруються дефектом, який є з двох більш суворим. Подивіться нижче приклад обстеженого трансформатора, де використання діагнозу по наростанню газів більш суворо, ніж при використанні повного акумульованого газу.

Рис.4 Діагностичний приклад рекламацийного трансформатора

і Трикутника Дюваля.

Приклад: З використанням Малюнка 4 і нижче наведеної інформації, були отримані два діагнозу досліджуваного трансформатора. Перший діагноз (Точка 1), був отриманий з використанням суми трьох газів Трикутника Дюваля. Другий діагноз (Точка 2) був отриманий з використанням тільки наростання газів між двома ХАРГ. Концентрації CO і CO₂ використовуються для оцінки стану целюлози.

Таблиця 7:

Газ	ХАРГ №1	ХАРГ №2	Наростання
CH ₄	142	192	50
C ₂ H ₄	84	170	86
C ₂ H ₂	4	7	3
Всього	230	369	139

Газ	ХАРГ №1	ХАРГ №2	Наростання
CO	176	199	23
CO ₂	1 009	2 326	1 317

Кроки отримання Першого діагнозу (Точка 1) по Трикутнику Дюваля(Малюнок 4).

1. Використовуйте суму газів з ХАРГ 2 = 369.
2. Розділіть кожен газ на суму, щоб знайти відсоток кожного газу від суми.

$$\% \text{ CH}_4 = 192/369 = 52\%; \quad \% \text{ C}_2\text{H}_4 = 170/369 = 46\%; \quad \% \text{ C}_2\text{H}_2 = 7/369 = 2\%$$

3. Проведіть через трикутник Дюваля три лінії, що починаються у відсотках, отриманих в кроці 2. Ці лінії повинні бути проведені паралельно відповідній стороні. По-дивіться на чорні пунктирні лінії на Малюнку 4.
4. Точка 1 отримано там, де лінії перетинаються в межах діагностичної області T₂ тре-кутника, який вказує теплової дефект в межах між 300 і 700 °С. См. Малюнок 3, Легенда, вище

Кроки отримання Другого діагнозу (Точка 2) по Трикутнику Дюваля (Малюнок 4).

1. Використовуйте загальне наростання газів = 139.

2. Розділіть наростання кожного газу на загальне наростання, щоб знайти відсоток кожного газ від суми.

% наростання $\text{CH}_4 = 50/139 = 36\%$; % наростання $\text{C}_2\text{H}_4 = 86/139 = 62\%$;

% наростання $\text{C}_2\text{H}_2 = 3/139 = 2\%$.

3. Проведіть через трикутник Дюваля три лінії, що починається у відсотках, отриманих в кроці 2. Ці лінії повинні бути проведені паралельно відповідній стороні. По-дивіться на білі пунктирні лінії на Малюнку 4. Відзначте, що C_2H_2 був тим самим відсотком (2%) обидва рази і, таким чином, обидві лінії збігаються.

4. Точка 2 отримано там, де лінії перетинаються в межах діагностичної області ТЗ тре-кутника, який вказує теплової дефект більш, ніж $700\text{ }^\circ\text{C}$. См. Малюнок 3, Легенда, вище.

ПРИМІТКА:

1. Точка 2 - це більш суворий діагноз, отриманий за допомогою використання наростання кожного газу а не суми акумульованих газів. Корисно виконувати обидва методи як про-Верку; часто обидва діагнозу будуть однакові.

2. CO і CO_2 включаються, щоб показати, що дефект не спричиняє серйозної деструкції целюлозної ізоляції. Дивіться розділ 17 для пояснення співвідношення CO_2 / CO .

Співвідношення акумульованих газів $\text{CO}_2/\text{CO} = 2326/199 = 11.7$.

Співвідношення наростань $\text{CO}_2/\text{CO} = 1317/ 23 = 57$.

Жодне з цих відносин не досить низьке, щоб викликати занепокоєння. Це показує, що тепловий дефект не досить близький до целюлозної ізоляції, щоб викликати теплову деструкцію ізоляції. Велике наростання CO_2 може означати атмосферну неплотність бака.

Ймовірний дефект-це погане під'єднання в нижній частині введення, поганий контакт або під'єднання в перемикаючому пристрої, або проблему в заземленні активної частини. Такі проблеми можливо поправити в польових умовах. Кожна з цих проблем може дати результати, виявлені вище діагностикою з використанням

Трикутника Дюваля. Це області, де дефект не руйнує целюлозну ізоляцію, що дало б співвідношення CO_2/CO , набагато нижче, ніж було отримано.

4.5.4. ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВИПРОБУВАННЯ МАСЛА

При пересиланні проб масла в лабораторії для ХАРГ, необхідно також вказати інші випробування для визначення якості масла.

6.1 щорічні випробування трансформаторного масла, що виконуються одночасно з аналізом розчинених газів.

6.1.1 Пробивна напруга. При цьому випробуванні вимірюється напруга, при якому масло електрично пробивається. Випробування дає надання про кількість забруднень (частинки води і окислення) в олії. Лабораторії зазвичай використовують методику ГОСТ 6581 або МЕК 156. Мінімальна напруга пробою масла повинна становити не менше 30 кіловольт для трансформаторів класу напруги до 35 кВ. Для трансформаторів класу напруги 110 та 150 кВ ця величина повинна бути не менше 40 кВ. Якщо діелектрична міцність падає нижче цих величин, масло потрібно обробляти. Не робіть за-ключений на базі одного тестового результату, або на одному виді випробування; подивіться всю інформацію інших випробувань і поспостерігайте тенденції перед винесенням рішення.

Саме по собі випробування діелектричної міцності не особливо цінно; вологість в ком-бинации з киснем і нагріванням знищить целюлозну ізоляцію задовго до того, як діелектрична міцність масла вкаже на те, що відбувається що-небудь погане.

Випробування діелектричної міцності також не дає інформації про кислоти і шлам. Випробування, описані нижче, більш важливі в цьому відношенні.

6.1.2 Поверхневий натяг (IFT). Це випробування, ASTM D-971-91, стандартний період випробування поверхневого натягу масла на межі води методом кільця [5] Іс-користується лабораторіями, для визначення поверхневого натяг між пробою масла і дистильованою водою. Використовується також методика ISO 6295.

Проба масла розміщена в мензурку з дистильованою водою при температурі 250 С. Масло буде плавати, тому що його питома вага менш ніж у води. Повинна бути чітка лінія МО-чекаю двома рідинами. Величина IFT - це сила (мН/м), необхідна для відриву малого прово-молочного кільця від поверхні води на розділі вода/масло. Хороше чисте масло буде мати дуже чітку лінію поділу з поверхнею води і дає величину IFT від 40 до 50 (мН/м). Стандартна методика для методу кільця ISO 6295. Крапельна методика визначення IFT викладена в ГКД 34.43. 101-97 п. А3.4

Згодом масло забруднюється дуже маленькими частинками (продукти окислення) масло-паперової ізоляції. Полярні продукти старіння поширюються по розділу вода/масло і послаблюють поверхневий натяг між двома рідинами.

Разом IFT і кислотне число (див. нижче) - це хороші показники того, коли масло повинно відновлюватися. Масло рекомендується відновлювати, коли величина IFT підходить до 25 (мН/м). На цьому рівні, масло дуже забруднене і повинен відновлюватися, щоб предот-вратити шламоутворення, яке починається близько 22 (мН/м).

Якщо масло не відновити, шлам відкладеться на обмотках, ізоляції, охолоджуваних поверхнях і т. п., і викличе проблеми навантаження й охолодження. Це дуже скоротить термін служби трансформатора.

Чітко простежується залежність між кислотним числом, IFT і терміном експлуатації. Криві (Рис. 5) показують ці залежності і їх можна знайти в багатьох публікаціях. Зауважте, що криві показують нормальні робочі межі як для IFT, так і для кислотного числа.

4.5.5 Кислотне число.

Кислотне число - це кількість гідроксиду калію (KOH) в міліграмах (mg), необхідне для нейтралізації кислоти в 1 грамі (gm) трансформаторного масла. Чим вище кислотне число – тим більше кислот знаходиться в маслі.

Нові трансформаторні масла практично не містять кислот. В процесі старіння трансформатора за рахунок окислення ізоляції і масла формуються кислоти. Продукти окислення формують зважені в олії частки шламу, який осідає всередині трансформатора. Кислоти впливають на метали всередині бака і формують мила (більше шламу). Кі-слота також діє на целюлозу і прискорює деградацію ізоляції.

Шлам починає з'являтися, коли кислотне число досягає 0.40; очевидним є те, що масло потрібно регенерувати задовго до досягнення 0.40. Рекомендується, масло регенерувати до досягнення кислотного числа 0.15 mg KOH / gm. Як і в інших випадках, це рішення не має ґрунтуватися на одному випробуванні; необхідно оцінити тенденцію на-растання кислотного числа протягом року. Плануйте заздалегідь і починайте закладати в бюджет регенерацію масла до досягнення кислотного числа 0.15.

Фурани. Фурани - це група органічних сполук, які утворюються при де-градації паперової ізоляції. Перегрів, окислення, кислоти, і розкладання, викликані високою вологістю з киснем, прискорюють деструкцію ізоляції і формування фуранових з'єднань. Як і у випадку з розчиненими газами важливо оцінювати наростання фуранів між випробуваннями. Коли фурани перевищують 250 частин на мільярд (ppb), масло підлягає регенерації; паперова ізоляція приходить в непридатність і експлуатаційний ресурс трансформатора значно скорочується. Необхідно контролювати IFT і кислотне число і їх зв'язок з концентрацією фуранів. Зміст фуранів в олії допомагає при оцінці експлуатаційного ресурсу паперової ізоляції особливо, якщо можна порівнювати попередні випробування та визначати тенденції. Більше про фурани дивіться в розділі 17.3.

Кисень. Кисень (O₂) повинен ретельно контролюватися при ХАРГ. Багато експерти і організації, вважають, що кисень в маслі вище 2 000 ppm значно прискорює старіння паперу. Це стає особливо критичним при спільному впливі з вологістю вище

безпечних рівнів. Дивіться нижче розділ "вологість" і [1], Таблиця В1 з Рівнями вологості. При тому ж температурному режимі, целюлозна ізоляція в олії з низьким вмістом кисню буде зберігатися в 10 разів довше, ніж ізоляція в олії з високою концентрацією кисню.

Рекомендується, при досягненні концентрації кисню 10 000 ppm (1% об.), масло дегазувати і ввести антиокислювальну присадку (див. нижче). Високі концентрації атмосферних газів (O₂ і азот [N₂]) для герметичних трансформаторів зазвичай означають, що з'явилася негерметичність в гнучкій оболонці розширювача. Кисень прибуває тільки в результаті течію і від руйнування ізоляції.

Антиокислювальна присадка (Інгібітор). Перевіряйте концентрацію антиокислювальної присадки кожні 3 - 5 років. Вологість руйнівна для целюлози особливо при наявності кисню. Утворилися кислоти, впливаючи на ізоляцію та метали і утворюючи мила і ще більше кислот, викликають порочне коло наростання швидкості старіння.

Антиокислювальна присадка - це ключ до продовження життя трансформаторів. Інгібітор, який зараз використовується - це Дітретичний бутил Паракрезол (DBPC). Він працює подібно до "захисного" анода в контурах заземлення; кисень атакує інгібітор замість целюлозної ізоляції. В результаті цього з віком трансформатора, інгібітор витратиться і має заповнюватися. Добавка інгібітора зазвичай потрібно також після обробки масла. Ідеальне кількість DBPC становить 0.3% від загальної ваги масла, яке зазначено на таблиці трансформатора.

Тангенс дельта масла. Тангенс дельта показує діелектричні втрати в маслі. Високий тангенс дельта вказує на погіршення та/або забруднення такими продуктами як наприклад вода, вуглець, або інші провідні частинки, включаючи металеві мила, образовані кислотами, і інші продукти окислення.

Лабораторії зазвичай вимірюють тангенс дельта масла при 20 ОС, 70 ОС і 90 ОС.

Якщо тангенс дельта більше, ніж 2%, але менше, ніж 5.0% при 90 ОС, потрібне подальше дослідження; олію може вимагати заміни або фільтрації через відбілюючу землю. Якщо тангенс дельта більший, ніж 15% при 90 ОС, масло може викликати

пошкодження трансформатора; заміна або регенерація масла потрібно негайно. Вище 25%, мас-ло має бути вилучено з експлуатації і замінено, оскільки можлива відмова обладнання. Таке масло не підлягає регенерації.

Волога. Волога, особливо при наявності кисню, надзвичайно небезпечна для ізоляції трансформатора. Недавні дослідження показали, що розчинений в трансформаторному маслі кисень понад 2000 ppm надзвичайно руйнівний. Кожен результат випробування потрібно ретельно розглядати на предмет зростання вмісту води і визначати від-носіння вологості до сухій вазі (M/DW) або відсоток зволоження целюлозної ізоляції. Коли досягається 2% M/DW, необхідно планувати сушку. Не допускайте підвищення M / DW вище 2.5% в папері або 30% відносної вологості масла. При подвоєнні вологості трансформатора, експлуатаційний ресурс ізоляції скорочується наполовину. Майте на увазі, що ресурс трансформатора - це міцність паперу, а міцність паперу про-дляється захист від вологи й кисню. Для старих трансформаторів класу менше 110 kV, результат вмісту вологи в маслі аж до 35 ppm при 60 °C вважаються прийнятним. Для класу 110 kV до 220 kV це результат 20 ppm при 60 °C.

Однак, використання абсолютних величин для води не завжди гарантує безпечні умови і необхідно визначати процент від сухої ваги. См. номограму Рис.15 [1] . Якщо значення вище, ніж ці межі, масло потрібно обробити. У специфікаціях вказується, що виробники висушують нові трансформатори як мінімум до 0.5% M/DW .

В трансформаторі, що має 4500 кілограмів паперової ізоляції, це означає, що $4500 \times 0.005 = 22.5$ кілограма води (23 літрів) знаходиться в папері. Це невелика кількість підди. Коли трансформатор новий, ця вода розподіляється рівномірно.

Після введення трансформатора в експлуатацію, вода починає мігрувати до більш холодної частини трансформатора і до поля найбільшою електричної напруженості. Зазвичай це ізоляція нижньої третини обмотки. Паперова ізоляція має набагато більшу вологоємність, ніж масло. Тому діє подібно промокальним папері або паперовому рушнику; вона чудово вбирає воду. Вода буде розподілятися нерівномірно, набагато більше води буде в папері, ніж в маслі. Папір буде навіть

частково сушити масло, вбираючи з нього воду. Температура-основний фактор в розподілі води між маслом і папером; по-дивіться нижче Таблицю 7 нижче для порівняння. Вміст води в олії за результатами аналізів, це лише дуже мала частина води в трансформаторі.

Таблиця 7.- Порівняння розподілу води в маслі і папері

Температура, °C	Вода в маслі	Вода в папері
20	1	в 3 000 раз більше, ніж в маслі
40	1	в 1 000 раз більше, ніж в маслі
60	1	в 300 раз більше, ніж в маслі

Таблиця демонструє гігантську привабливість, паперової ізоляції для води, і вода в папері змінюється з температурою. Важливо при відборі проб масла записувати температуру верхніх шарів масла.

Для продовження терміну служби вирішальне значення має підтримання трансформаторів су-хімічної і наскільки це можливо при низькому вмісті кисню. Волога і кисень призводять до розпаду паперової ізоляції набагато швидше і формують кислоти, металеві мила, шлам і ще вологу. Шлам, отлагаєсь на обмотках і всередині конструкцій, знижує ефективність охолодження трансформатора і через якийсь час температура повільно зростає. Кислоти викликають збільшення ступеня розкладання, яке формує додаткові кислоти, шлам, і вологу ще швидше. Це порочне цикл збільшення швидкості старіння, формування додаткових кислот і ініціювання ще більшого розкладання.

Відповіддю на це - утримання трансформаторів сухими і без кисню наскільки це можливо. Крім того, необхідно ретельно стежити за вмістом інгібітора. Масло необхідно сушити, коли волога в маслі досягає значень, представлених в таблиці В1 [1].

Скільки вологи в ізоляції означає Занадто багато? Коли ізоляція набирає 2.5% M/DW або відносна вологість олії досягає 30%, трансформатор повинен ставити-ся вакуумної сушки, якщо його бак розрахований на вакуум.

Якщо бак трансформатора не розрахований на вакуум, не застосовуйте вакуум. В такому випадку краще застосовувати якомога довше цілодобову циркуляцію з

сушкою олії, яка витягне деяку кількість води з паперу. При 2.5% M / DW і вище, паперова ізоляція деградує набагато швидше, ніж в нормальних умовах.

Оскільки папір розкладається, з'являється ще більше води і кисню від продуктів розлиття, і трансформатор стає ще більш вологим і старіння ще більш прискорюється.

Коли трансформатор набирає вологу більше 4% M/ DW, він піддається небезпеці дуго-вого перекриття, коли температура піднімається до 90 ОС.

ВІК

Вік трансформатора - це важливий фактор, при визначенні кандидатів для заміни або реабілітації. Вік - це один з показників залишку ресурсу життя. Протягом життя трансформатора, структурна міцність і ізоляційні властивості матеріалів, використаних для опорної та електричної ізоляції (особливо паперової) погіршуються. Хоча фактичний термін служби широко змінюється в залежності від виробника, проекту, якості збірки, використовуваних матеріалів, обслуговування та робочих режимів, очікуване життя трансформатора становить близько 30 років.

ОСОБЛИВОСТІ ХАРГ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВВОДІВ

Необхідність застосування особливого підходу впливає з особливостей введення: співвідношення паперу і масла. Гази, що виділяються при нормальній експлуатації вводів-Н₂, СН₄, С₂Н₆, С₂Н₄, а також СО і СО₂ см. ІЕС61464 (1998) вводи. Керівництво по інтерпретації аналізів розчинених газів у вводах, де масло є просочувальною середовищем головної ізоляції (зазвичай паперовій) [6].

Дефекти призводять до збільшення концентрації цих газів і до появи С₂Н₂.

Базою визначення нормальних концентрацій газів є дані по 500 бездефектних вводах, восьми виробників, різних термінів експлуатації (до 35 років). Ключові гази для різних дефектів взяті з загальних міркувань, а характерні співвідношення газів при дефектах з інших джерел.

Таблиця 8. – Пять характерних пошкоджень вводів

Часткові розряди	Розряди високої енергії	Разряды низкой энергии	Термический дефект в масле	Термический дефект в бумаге
1	2	3	4	5
Розряди в газових через високу вологість або недостатне просякнення.	Безперервне іскріння в маслі між поганими під'єднання різних потенціалів	Переміжне іскріння через плаваючий потенціалу або такі ж часткові розряди	Перегрів провідника у маслі	Перегрів провідників в контакті з папером; перегрів через діелектричних втрат
H ₂ , CH ₄	C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂	H ₂ , C ₂ H ₂	C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆	CO, CO ₂
H ₂ /CH ₄ >13	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ >1 + C ₂ H ₂ /H ₂ >1	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ >1	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₄ >1	CO ₂ /CO>20 або CO ₂ /CO<1

Вимоги до складу газів, що визначаються: повинні визначатися принаймні H₂, CH₄, C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂, CO, CO₂.

Таблиця 9. – Нормальні концентрації газів (як 95% розподілення)

H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
140	40	30	70	2	1000	3400

Таблиця 10. – Співвідношення газів, що приймаються за увагу: C₂H₂/C₂H₄; C₂H₄/C₂H₆; H₂/CH₄; CO₂/CO; C₂H₂/H₂ – і дефекти, що характеризуються ними

H ₂ /CH ₄	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CO ₂ /CO	C ₂ H ₂ /H ₂	H ₂ /□C _n H _m (n=1,2; m=2,4,6)
>13	>1	>1	>20 или <1	>1	>30
Часткові розряди	Термічний дефект в маслі	Розряди низької і високої енергії	Термічний дефект в папері	Може бути індикатором розрядів високої енергії	Може свідчити про виділення водню, викликаному впливом матеріалів, і може не свідчити про електричний дефект

Таблиця 11. - Методика оцінки результатів

Концентрації всіх газів нижче нормальних				
Концентрації одного або декількох газів вище нормальних	Визначити дефект по відношенням газів концентрації яких перевищують нормальні	C2H2<норми (2ppm)	Частичные разряды	
			Термічний дефект	Збільшити частоту відбора проб
			Дефект не ідентифікований	Зберегти частоту відбора проб
	C2H2> норми (2ppm)			

4.6. ВИПРОБУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ.

4.6.1. ІНФРАЧЕРВОНИЙ ТЕМПЕРАТУРНИЙ КОНТРОЛЬ

Інфрачервоний аналіз потрібно проводити щорічно під час роботи обладнання і, якщо ВООЗ-можна, під повним навантаженням. ІК аналіз потрібно також проводити після будь-якого обслуговування або тестування, щоб подивитися, чи відновлені належним чином зв'язки, які піддавалися розбиранню. Також, якщо ІК зроблений при фабричному тепловому випробуванні, результат може використовуватися в якості базово для подальших порівнянь.

10.1 ІК для бака трансформатора

Надзвичайно високі зовнішні температури або незвичайні теплові образи бака трансформатора вказують на проблеми всередині трансформатора, такі, як наприклад, низький рівень масла, циркуляція потоків розсіювання, блоковане охолодження, втрачені екрани, проблеми перемикаючих пристроїв і т. п. Інфрачервоне сканування та аналіз потрібно щорічно для цілей аналізу тенденцій.

Аномально високі температури можуть пошкодити або знищити ізоляцію трансформації тора і таким чином, скоротити тривалість життя. Теплові образи бака

трансформатора і радіаторів повинні бути холодніше внизу і поступово нагріватися, сходячи до верху.

Див на малюнку 12 нормальний образ; червона точка нагорі – нормальне зображення "гарячої точки" на верху фази "В" близько 110 градусів фаренгейта (°F), або 43,3 °C. Будь-яке відхилення від цього зразка має на увазі ймовірну проблему, яка повинна розслідуватися. ІК обстеження може виявити стану перегріву або некоректний тепловий образ. Для ІЧ сканування та аналізу потрібен навчений персонал, який має досвід з цієї методики.

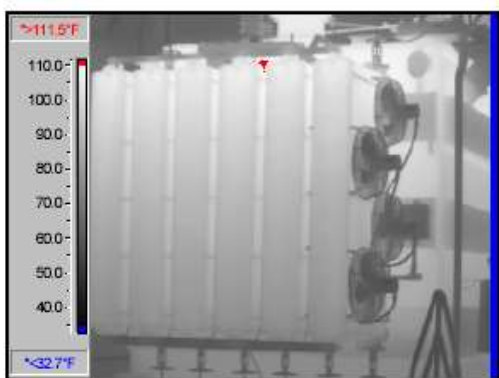


Рис 13.

ІК для обмежувачів перенапруг

При скануванні працюючих трансформаторів потрібно включати і розрядники. Шукайте незвичайні термо- образи поверхні ОПН (див. ІЧ зображення розрядника на малюнку 13). Зауважте, що жовтий справа вгорі зображення - це відображення не пов'язане з розрядником. Профіль температури розрядника показаний чорною лінією. Зауважте гарячу точку (жовтий) у верхній третині шляхи зверху вниз. Це вказує на те, що невідкладно повинно бути зроблено відключення і заміна. Насувається катастрофічна відмова, яка може знищити найближче обладнання і бути небезпечним для персоналу. Порівняйте також теплові образи з спорідненим одиницям або більш раннім скануванням того ж розрядника. Див. Скануйте всі високовольтні під'єднання і порівняйте їх з сусідніми на предмет незвичайних температур.

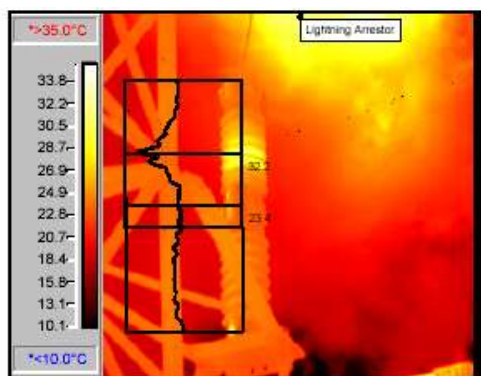


Рис 14:

ІК для вводів

ІК сканування вводів може показати низький рівень масла, що зажадає невідкладне відключення і заміну. Це зазвичай означає, що порушене нижнє ущільнення введення і масло йде в трансформатор. Верхнє ущільнення ймовірно також порушене і дозволяє Проні-Кати повітрю і волозі. Підвищений рівень масла у вводі зазвичай також може означати на-рушення нижнього ущільнення введення, коли стовп масла розширювача, або тиску азоту штовхає масло трансформатора під вхід. Інша причина, коли введення показує високий рівень масла - це текти верхнього ущільнення, що дозволяє захід води. Вода осідає внизу введення, піднімаючи масло.

Пам'ятайте, причиною більше 90% відмов вводів є проникнення води через верхнє ущільнення. Уведення як правило, вибухають раптово, часто знищуючи свій трансформатор або вимикач і розташоване поруч обладнання і створює небезпеку для персоналу. Малюнок 14 показує низький рівень масла в високовольтному трансформаторному вводі. Порівняйте попереднє ІК сканування того ж введення з поточним скануванням. Інші перевірки також можуть показати цю проблему. Однак для цього трансформатор доведеться відключати і розхитувати як первинну, так і вторинну сторони, у той час як ІК сканування може бути легко зроблено в будь-який час.

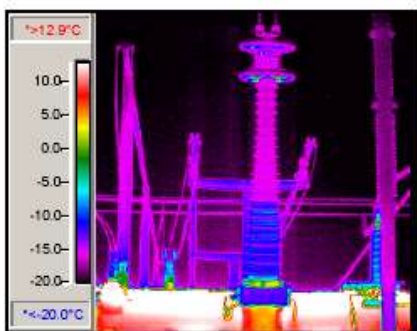


Рис 15:

ГЧ для радіаторів і систем охолодження

Перевірте радіатори ГЧ камерою і порівняння їх з одним один. Холодний радіатор або сегмент вказує, що закритий клапан або радіатор або сегмент закупорений. ІК зображення (Малюнок 15) праворуч показує, що холодна ліва секція радіатора відсічена клапаном або закупорювати. Якщо візуальна перевірка показує, що клапани відкриті, радіатор або сегмент повинен бути перекритий, осушений і демонтований, а закупорка очищена. Не допускайте роботу трансформатора зі зменшеним охолодженням, яке радикально скорочує термін життя трансформатора. Пам'ятайте, збільшена робоча температура тільки на 8 - 10 °C скоротить життя трансформатора на половину. Скануйте всю систему охолодження, включаючи теплообмінники, вентилятори, насоси, двигуни, і т. п. Перевірте всередині панелей управління перевантажені дроти, обриви з'єднань і перегріті реле. Шукайте місця перегрівів і порівнюйте подібне обладнання.

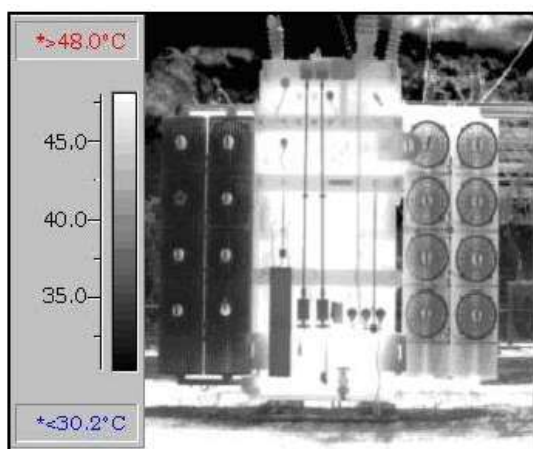


Рис 16:

ДОСЛІДЖЕННЯ ОБЛАСТІ КОРОНИ

На включеному трансформаторі, скануйте вводи і ОПН і все Високовольтні підсоединення на предмет незвичайних образів корони. Корона повинна бути видима тільки на верху вводів і розрядників, а корона на сусідніх з'єднаннях повинна бути подібна.

Оскільки вводи приходять в непридатність внаслідок фізичних дефектів, образ корони збільшується прогресивно. Коли образ корони досягне заземленої поверхні (тобто, бак або конструкція) відбудеться перекриття, знищуючи введення або розрядник і, можливо, трансформатор. Область корони виявить цю проблему задовго до пробою.

4.6.2 УЛЬТРАЗВУКОВА ТА ЗВУКОВА ДЕФЕКТОСКОПІЯ

Основи

Це випробування потрібно використовувати, коли в ХАРГ відзначається наростання водню.

Високе виділення водню вказує на часткові розряди, що відбуваються всередині трансформатора. Інші гази як, наприклад метан, етан, і етилен також можуть наростати. Якщо є іскріння може також бути присутнім ацетилен і його наростання.

Ультразвуковий контакт (в контакті з баком), дефектоскопія може виявити часткові розряди (корона) і повний розряд (іскріння) всередині трансформатора. Це випробування може

також виявити обриви всередині трансформатора. Часткові розряди виділяють енергію в діапазоні 20 kHz-200 kHz. Ці частоти вище рівнів, які можуть бути почуті. Пошукове обладнання отримує сигнали і перетворює їх електронним способом в звукові сигнали. Щоб виключити сторонні шуми станції та інших джерел застосовуються навушники. Обладнання реєструє дані для подальших консультацій. Необхідно проводити базове випробування і порівнювати з даними наступних випробувань.

Цей метод має деякі обмеження. Якщо часткові розряди відбуваються глибоко в обмотках, зовнішні детектори можуть бути не досить чутливі для виявлення і локалізації проблеми. Однак часткові розряди найбільш часто відбуваються в районі верху

трансформатора в областях високої напруженості поля, де можуть добре локалізуватися цим методом. Ці дефекти можуть іноді легко усуватися, а термін служби трансформатора продовжуватися.

Процес

Магнітні п'єзоелектричні кристалічні перетворювачі, сортований за величиною і налаштовані на відповідні частоти, розміщуються за межами бака і записують сигнали. Якщо розряди виявлені, триангуляція розташування складається таким чином, що при внутрішньому огляді, інспектор знатиме загальну область для пошуку проблеми.

Звукова (чутний діапазон) дефектоскопія може виявити механічні проблеми такі, як шуми підшипників в насосах або вентиляторах, витоку азоту, обірвані екрани або інші обриви усередині бака трансформатора, і т. п.

4.6.3. Віб्रोаналізи

Основи

Аналіз вібрацій сам по собі не може передбачати багатьох дефектів, пов'язаних з трансформаторами, але це ще один корисний інструмент, який допомагає визначити стан трансформатора. Вібрація може бути результатом розпресування елементів активної частини трансформатора, розпресування обмоток, проблеми екранів, обриви або погані підшипники в насосах або вентиляторах охолоджувачів. Особлива турбота повинна бути приділена оцінці джерела вібрації. Часто ослаблена кришка панелі, двері або болти, гвинти, що лежать в шафі управління або вільно зовні були помилково діагностовано, як проблеми всередині бака. Існує кілька доступних приладів від різних виробників і технологія розвивається

швидко. Кожен трансформатор має особливості; тому, щоб їх виявити, повинні бути базові випробування вібрації запис даних, для порівняння з наступними випробуваннями.

Для нормального трансформатора в хорошому стані, дані вібрації - це зазвичай подвійна лінійна частота (120 Гц), а також з'являється, як кратні подвійний лінійної частоти; тобто чотирикратні 60 (240 Гц), шестикратні 60 (360 Гц) і т.п. Частота 120 Гц завжди найбільша і має амплітуду менше 0.5 дюймів за секунду (ips) і більш ніж 0.1 ips.

Наступний цікавий пік - це чотириразова лінійна частота або 240 Гц. Амплітуда цього піка не буде перевищувати 0.5 ips. Жоден пік з залишаються гармонік не перевищуватиме амплітуду 0.15 ips.

4.6.4. ВИМІРЮВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА ТРАНСФОРМАЦІЇ

Основи

Це випробування повинно виконуватися, якщо проблема підозрюється за результатами ХАРГ, або після спрацьовування газового реле. Вимірювання коефіцієнта трансформації виявляє закорочені витки, що вкаже на пошкодження ізоляції. Замикання витків можуть про-виходити від коротких замикань або діелектричних (ізоляція) відмов.

Процес

Вимірювання робляться за допомогою програми відомого низької напруги до однієї обмотки і вимірювання індукованої напруги на пов'язаної обмотці. Напруга зазвичай прикладається до обмотці високої напруги, таким чином, індуковане напруга виходить нижче, що скорочує небезпеку при виконанні випробування. Співвідношення напруг, отримане випробуванням, порівнюється з номінальним співвідношенням напруг. Співвідношення, отримане при польовому випробуванні повинно збігатися з заводським в межах 2%. Нові трансформатори хорошої якості, зазвичай мають збіг з номіналом в межах 0.1%.

Для трифазних трансформаторів з'єднання трикутник/зірка або зірка/трикутник потрібно виконувати випробування еквівалентності фаз. Випробування виконується і вираховується пофазно. Дивіться на схему з'єднання фаз на таблиці для з'ясування відповідності первинної і вторинної обмоток.

Вирахуйте фазний коефіцієнт кожного трифазного поєднання обмоток зірки. Поділіть лінійну напругу обмотки на 1.732 для отримання правильного фазного напруги. Перевірте положення перемикача, щоб переконатися, що він встановлений на номінальному положенні. В іншому випадку дані вимірювань не можуть порівнюватися з номінальними. Зазвичай номінальними вважаються дані положення 3 перемикача. Для більш конкретної інформації за коефіцієнтами трансформації дивіться вказівки виробника.

4.6.5. ВИМІРЮВАННЯ ОПОРУ ОБМОТОК ПОСТІЙНОМУ СТРУМУ

ПОПЕРЕДЖЕННЯ: Не намагайтеся проводити досвід холостого ходу безпосередньо після випробування постійним струмом. Порушення постійним струмом залишить залишковий магнетизм в магнітопроводі і спотворить результати випробування струму холостого ходу.

Основи

Якщо поява етилену, етану і можливо метану в ХАРГ вказує на поганий контакт, потрібно перевірити опір обмотки. Коефіцієнт трансформації або дії реле можуть підтвердити обґрунтованість DC тесту. Опору обмоток, перевірені в поле на предмет перевірки ослаблення з'єднань у вводах або перемикачі, розірвані жили і високий перехідний опір в перемикачі. Результати порівнюються з іншими фазами в з'єднанні

обмоток у зірку трансформатора або між парами висновків з'єднання обмоток в трикутник, щоб оцінити, чи підвищений опір.

Опору можуть також порівнюватися з вихідними заводськими вимірами або аналогічними трансформаторами. Збіг в межах 5% для будь-якого зі згаданих вище порівнянь вважається задовільним. Якщо опору обмоток повинні порівнюватися з заводськими значеннями, виміряні опору доведеться привести до довідкової температури, що використовується на заводі. Щоб зробити це, використовуйте наступну формулу:

$$R_s = R_m \frac{T_s + T_k}{T_m + T_k}$$

R_s = опір при заводській довідковій температурі (з паспорта трансформатора)

R_m = фактично виміряний опір

T_s = заводська довідкова температура

T_m = температура при вимірюванні

T_k = константа для металу, з якого виконана обмотка: 234.5 °C для міді; 225 °C для алюмінію.

Дуже важко визначити фактичну температуру обмотки в полі і зазвичай, це не потрібно. Згадані вище температурні коригування необхідні, тільки якщо опір збираються порівнювати з заводськими значеннями. Зазвичай порівнюються фазні опору з одним один, або аналогічні Трансформатори при тій же температурі і виправлення не потрібні. Найточніший метод-дозволити трансформатору бути поза роботою поки температури не зрівняються. Це випробування може виявити серйозні проблеми. Якщо ХАРГ вказує, що це випробування необхідно, це коштує зусиль.

Процес

Опору обмоток вимірюють з використанням моста Вітстона для значень 1 Ом або

вище і з використанням мікрометра або моста Кельвіна для значень нижче 1 Ом.

Зніміть показання від верху кожного введення до нейтралі для з'єднання обмоток в зірку і між кожною парою введів для з'єднання обмоток в трикутник. Якщо нейтральний введення на з'єднанні в зірку відсутня, беріть кожен висновок до землі (якщо нейтраль заземлена), або вимірюйте між парами введів, як ніби це був трикутник.

Будьте послідовними кожен раз, щоб робити гарне порівняння. У перемикаючих пристроях можуть також погіршуватися опору між контактами, тому перехідні опору повинні перевірятися. Зберігайте точні записи і схеми з'єднань для порівняння з подальшими вимірами.

4.6.6. ОПІР ІЗОЛЯЦІЇ АКТИВНОЇ ЧАСТИНИ І ДОДАТКОВИЙ ТЕСТ ЗАЗЕМЛЕННЯ АКТИВНОЇ ЧАСТИНИ (MEGGER®)

ПОПЕРЕДЖЕННЯ:

Не намагайтеся проводити досвід холостого ходу безпосередньо після випробування з використання приладів постійного струму. Збудження постійним струмом залишить залишковий магнетизм в магнітопроводі і спотворить результати випробування струму холостого ходу

Основи

Опір ізоляції активної частини і перевірка заземлення а / ч використовується, якщо підозрюється паразитний зв'язок на землю; це може показати ХАРГ. Досліджувані ключові гази-це Етан і / або етилен і можливо метан. Ці гази можуть також бути присутніми, якщо є ослаблення нижнього підключення вводу або поганий контакт в перемикачі. Тому це випробування необхідно, тільки в тому випадку, якщо в/у випробування опору обмоток показало, що всі приєднання хороші і контакти перемикача в хорошому стані.

Процес

Схема заземлення а/ч повинна бути роз'єднана. Це може викликати труднощі і зажадати злив масла. На деяких трансформаторах заземлення а / ч винесено крізь бак прохідним

ізолятором і легко доступно. Після цього між шинами заземлення або між безпосередньо а / ч у верхній частині і баком [землею] підключається стандартний мегомметр (рекомендується 1 000 вольт). Мегомметр використовується вимірювання напруги постійного струму між цими точками і визначення опору. Новий трансформатор повинен показати більше 1 000 мегом. Тривало експлуатований трансформатор повинен показати більше 100 мегом. Результат від десятка до сотні мегом майже напевно вкаже на порушення ізоляції між А / ч і землею. Рівень менш ніж 10 мегом достатній, щоб викликати руйнівні циркуляційні струми і повинен додатково розслідуватися. Мертве заземлення а / ч може показати " 0 " ом; це, звичайно, викликає руйнівні циркуляційні струми і повинно устранятися до включення.

ПРИМІТКА:

Два нижче наведених методи потрібно використовувати разом.

CO₂ і CO, сумарні значення акумульованих газів

Стандарт IEEE C57.104™ "Керівництво по інтерпретації газів, що генеруються в маслонаповнених трансформаторів" [3] є умови станів, засновані на акумульованих значеннях CO₂ і CO. Акумульовані рівні розчинених газів обумовлюють чотири умовних стану:

Нормальна робота, помірна увага (розслідуйте), підвищена увага (розширене дослідження), і насувається ризик (наближення відмови). Рівні CO₂ і CO в ppm для кожного стану представлені нижче.

Таблиця 9.—Умови стану паперу з використанням CO₂ и CO

		CO ₂	CO
Стан 1	Нормальне	0 – 2 500	0 – 350
Стан 2	Помірна увага	2 500 – 4 000	351 – 570
Стан 3	Підвищена увага	4 001 – 10 000	571 – 1 400
Стан 4	Насувається загроза	> 10,000	> 1 400

ПОПЕРЕДЖЕННЯ:

Перед тим, як буде розпочато детальне дослідження, статус по таблиці вище повинен знаходитися як мінімум в стані 2 або 3 по одному або обом газам. Немає ніякої необхідності дивитися на співвідношення з раз-справи 17.2 нижче, поки не генерується істотне кількість цих газів. Якщо трансформатор відносно новий, CO₂ і інші атмосферні гази (N₂, O₂ і навіть деякий CO) може мігрувати з паперу в масло, оскільки папір була запам'ятати повітрям до складання трансформатора. Якщо папір зберігався в забрудненій міській атмосфері в ХАРГ може з'явитися значна кількість CO. Може здатися, що трансформатор має проблему і генерує багато CO.

Однак, якщо трансформатор має справжню проблему, повинен також зростати H₂ і можливо інші теплові гази (CH₄, C₂H₆, C₂H₄).

співвідношення CO₂ / CO

Вирахуйте нормальне робоче співвідношення CO₂ / CO в кожному ХАРГ, на основі суммарного акумульованого кількості обох газів. Подивіться на концентрації CO₂ і CO в декількох ХАРГ. Досвід показав, що з нормальної завантаженням і температурами, виділення CO₂ в 7 - 20 разів вище, ніж CO. Співвідношення CO₂ / CO вище 7, це невелика турбота. Для деяких трансформаторів співвідношення CO₂ / CO нижче 5 може вважатися нормальним. Одна-ко, будьте обережними зі співвідношенням нижче 7. Якщо H₂, CH₄, і C₂H₆ зростають істотно, також як і CO, а співвідношення становить 5 або менше, ймовірно є проблема. При розгляді кожного трансформатора дійте не поспішаючи. Ретельно перевірте всі попередні ХАРГ і встановіть правильне співвідношення CO₂ до CO.

ПОПЕРЕДЖЕННЯ:

Підозрюючи проблему (істотне зростання кількості CO), співвідношення потрібно будувати на генерації як CO₂, так і CO між послідовними HARG, а не на акумульованих рівнях повного CO₂ і CO.

Якщо підозрюється проблема, негайно відберіть іншу пробу на ХАРГ для підтвердження проблеми. Візьміть кількість CO₂, що генерується між HARG, і поділіть його на кількість CO, що генерується за той же час і встановіть співвідношення. Чудовий індикатор аномально високих температур і швидкого розкладання целюлози ізоляції - це CO₂/CO нижче 5. Якщо співвідношення становить 3 або нижче, безумовно відбувається серйозне і швидке розкладання целюлози. На додаток до ХАРГ, виконуйте випробування фуранів, описане нижче. Екстремальний перегрів від втрати охолодження або закупорювання масляних проходів буде показувати співвідношення CO₂/CO близько 2 або 3 разом із зростанням фуранів. Якщо це виявлено, рекомендується відключення і внутрішня інспекція; трансформатор піддається насущній небезпеці відмови

Фурани

Коли целюлозна ізоляція розкладається через перегрів, в додання до CO₂ і CO виділяються і розчиняються в маслі хімікалії. Ці хімічні суміші відомі як фуранові сполучення або фурани. Найбільш важливий для наших цілей - це 2 - фурфуральдегід. Коли треба бути ХАРГ, завжди запросіть лабораторію виконати перевірку фуранів, щоб перевірити папір на погіршення. У здоровому трансформаторі немає помітних фуранів в олії, або їх МО-неї, ніж 100 ppb.

У випадках, коли відбулося значне теплове пошкодження паперової ізоляції, обнарженні рівні фуранів повинні бути, як мінімум від 100 ppb до 70 000 ppb. Для оцінки використовуйте фуранові Числа таблиці 13 см. нижче; не засновуйте оцінку тільки на одному випробуванні; використовуйте кілька ХАРГ за період часу для виявлення тенденції.

Перша колонка в таблиці 13 використовується для трансформаторів зі звичайною ізоляцією і СOT-раю колонка для трансформаторів з паперовою ізоляцією підвищеної термостійкості.

4.7. Висновки.

Дослідження трансформаторного обладнання є дуже важливим аспектом для правильного функціонування силових трансформаторів. ХАРГ є одним із найбільш результативних аналізів, так як дозволяє отримати комбінований результат, що дає можливість з високою точністю отримати результат та визначити технічний стан обладнання.

Наукова новизна. Пропонується до числа ключових газів додати бутен, що дасть можливість побачити низькотемпературний нагрів та побачити нагрівання магнітопровода.

5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Задачею діагностування обладнання є питання, які обумовлюють задовільну роботу електричних мереж, забезпечуючи доцільну надійність електропостачання споживачів в необхідній кількості і необхідну якість з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Питання діагностики є нагальним питанням у аспекті нормальної роботи підстанцій та їх обладнання та визначення їх технічних характеристик і параметрів.

Необхідність діагностування обумовлена тим, що майже все електроенергетичне обладнання, яке експлуатується зараз на території України, вже виробило свій ресурс, як за технічними показниками, так і за моральними. Існуючий на сьогоднішній час сучасний стан електричних мереж зумовлений тим, що енергопостачальні компанії не мають коштів на проведення істотної реконструкції розподільних мереж, загальні втрати електроенергії в яких досягають 30-35%.

Ці втрати зумовлені не тільки технічним станом обладнання електричних мереж, а, також, тим, що електричні мережі, побудовані 15-30 років тому, не відповідають сучасному стану споживання електроенергії, що теж веде до збільшення втрат. Більшу частину загальних втрат складають технічні втрати – близько 20%, зумовлені саме

технічним станом розподільних мереж. Тому дуже важливою є перевірка обладнання яка вже виробило свій ресурс.

5.1 Розрахунок економічного ефекту від діагностування трансформаторного маслонаповненого обладнання

В умовах переходу до ринкових відносин в економіці та реформи ціноутворення основним показником ефективності основних фондів, що знову вводяться на рівні підприємства стає абсолютна ефективність (рентабельність), яка є визначальним критерієм доцільності капіталовкладень.

В якості економічного показника рекомендуються так звані дисконтні витрати.

При спорудженні всієї ЕМ дисконтні затрати для кожного з варіантів визначають за формулою:

$$Z = K - Л + В/Е + Зб \quad (5.1)$$

де Z – дисконтні затрати, тис.грн; K – одноразові капітальні витрати, тис.грн; $Л$ – ліквідна вартість демонтованого обладнання; $В$ – амортизаційні витрати на реновацію та витрати на експлуатацію мережі; $Е = 0.1$ – норма дисконту; $Зб$ – можливий народногосподарський збиток від перерви електропостачання, викликані відключенням споживачів внаслідок пошкоджень елементів електричної мережі.

Відповідно до проведених розрахунків, капітальні витрати на проведення реконструкції ЕМ не передбачаються. Збільшення щорічних експлуатаційних витрат не передбачається, тому що використовується вже існуюче обладнання у повному об'ємі.

Щорічні витрати на експлуатацію мережі $В$ складаються із відрахувань від капітальних витрат на амортизацію, ремонт і обслуговування обладнання $В_T$; та підстанцій $В_П$ та вартості $В_{\square W}$ втрат електроенергії $\square W$ за рік:

$$В = В_T + В_П + В_{\square W}$$

де $В_Л$ - відрахування від капітальних витрат на реновацію та експлуатацію трансформаторного обладнання, тис. грн.:

$В_П$ - відрахування від капітальних витрат на реновацію та експлуатацію підстанцій, тис. грн.:

$B_{\square w}$ - відрахування від капітальних витрат на вартість втрат електроенергії $\square W$ за рік, тис. грн.

Втрати на реновацію та експлуатацію трансформаторів, а також витрати на реновацію та експлуатацію підстанцій є не змінними для всіх варіантів.

Визначимо зміну втрат електроенергії:

$$\Delta W = W_{\Pi} - W_p, \quad (5.2)$$

де W_{Π} – втрати електроенергії в мережі до проведення оптимізації;

W_p – втрати електроенергії в мережі після проведення оптимізації.

Відповідно до (5.2) для вихідної схеми реконструкції ЕЕС зниження втрат електричної енергії за добу становить:

$$\Delta W_d = 135,88 - 125,496 = 10,384 \text{ (МВт}\cdot\text{год.)}$$

за рік:

$$\Delta W_p = 10,384 * 365 = 3790 \text{ (МВт}\cdot\text{год.)}$$

З урахуванням результатів попередніх розрахунків економічний ефект від запровадження проведених досліджень становить:

$$E = 2 * 3790 = 7580 \text{ тис. грн.}$$

Отже, виходячи з отриманих результатів по розробці заходів з підвищення точності діагностування трансформаторного обладнання можна зробити висновок, що підвищення точності діагностування дозволить зменшити витрати на недовідпуск електроенергії електричною мережею. При цьому зміна втрат електроенергії в мережі після реконструкції складе $\Delta W_d = 10 \text{ МВт}\cdot\text{год}$ на добу, або $\Delta W = 3790 \text{ МВт}\cdot\text{год}$ на рік.

6. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Охорона праці належить до соціально-економічних систем, головним завданням яких є врахування громадських та особистих інтересів людей. Соціальне значення охорони праці полягає в сприянні росту ефективності суспільного виробництва шляхом безперервного вдосконалення і поліпшення умов праці, підвищення їх безпеки, зниження виробничого травматизму і профзахворювань. Економічне значення охорони праці визначається ефективністю заходів з покращення умов і підвищення безпеки праці та є економічним виразом соціальної значущості охорони праці.

Роботодавець зобов'язаний створити на робочому місці в кожному структурному підрозділі умови праці відповідно до нормативно-правових актів, а також забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав працівників у галузі охорони праці. Це забезпечить не лише безпечність умов праці, а й створить відповідний настрій всередині колективу.

Мета та завдання розділу: розрахунок та аналіз безпечних умов праці для персоналу, що виконує роботу по вимірюванню та випробуванню високовольтного маслонаповненого трансформаторного обладнання

6.1 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж

На основі аналізу літературних джерел та викладеного вище матеріалу при робіт пов'язаних з обслуговуванням трансформаторного обладнання повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.003-74: на оперативно-ремонтний персонал в електричних мережах впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори:

Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;

- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини.

Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

6.1.1. Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України

Проект будівництва електричних мереж повинні бути виконанні у відповідності до чинних норм:

- Закон України "Про охорону праці"
- «Правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж»
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 -750 кВ
- НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»
- НПАОП 40.1-1. «Правила експлуатації електрозахисних засобів»
- Правила улаштування електроустановок

Для забезпечення електробезпеки на електростанції передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних віддалей до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- контроль ізоляції;
- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Для забезпечення сприятливих умов праці РП 20 кВ передбачено:

- освітлення робочих проходів;
- опалення приміщень;
- природну та примусову вентиляцію приміщень.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

Таблиця-10.

Таблиця 5.1 - Допустима відстань до струмовідних частин, що перебувають під напругою

Напруга, кВ	Відстань від людини у будь-якому можливому її положенні та інструментів і пристосувань, що використовуються нею, м	Відстань від механізмів та вантажопідіймальних машин у робочому та транспортному положеннях, від стропів, вантажозахватних пристосувань та вантажів, м
1	2	3
До 1:		
на ПЛ	0,6	1,0
у решті електроустановок	Не нормується (без дотику)	1,0
6, 10, 20, 35	0,6	1,0
110	1,0	1,5
154	1,5	2,0
220	2,0	2,5
330	2,5	3,5
400, 500	3,5	4,5
750	5,0	6,0
800 постійного струму	3,5	4,5

6.1.2. ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ. ПРАЦІВНИКИ, ЯКІ ВІДПОВІДАЮТЬ ЗА БЕЗПЕЧНЕ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ, ЇХНІ ПРАВА ТА ОБОВ'ЯЗКИ

. Для безпечного проведення робіт слід вживати таких організаційних заходів:

- 1 призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- 2 видавання наряду або розпорядження;
- 3 видавання дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;
- 4 підготовка робочого місця та допуск до роботи;
- 5 нагляд під час виконання роботи;
- 6 переведення на інше робоче місце;
- 7 оформлення перерв у роботі та її закінчення.

6.1.2. Відповідальними за безпечне проведення робіт є:

- 1 працівник, який видає наряд, віддає розпорядження;
- 2 працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця та на допуск;
- 3 працівник, який готує робоче місце*;
- 4 працівник, який допускає до роботи (допускач)*;

6.1.3. Послідовність виконання технічних заходів

Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- 1 провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- 2 вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмовідні частини слід огороджувати;
- 3 приєднати до "землі" переносні заземлення;
- 4 перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмовідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- 5 встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмовідних частин переносні заземлення) безпосередньо після

перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

б огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмовідні частини огорожують до або після їх заземлення.

6.1.4 Вимоги безпеки щодо організації безпечного проведення випробувань. Для забезпечення охорони праці і техніки безпеки при випробуваннях передбачено:

- використання технічного досконалого обладнання;
- розміщення обладнання із забезпеченням його вільного обслуговування;
- виконання діагностичних робіт за нарядами та розпорядженнями;
- виконання заземлення елементів електроустановок з нормованою величиною опору і конструкцією, яка відповідає вимогам;
- використання при виконанні робіт машин і механізмів, в конструкції яких закладені принципи охорони праці;

В тих випадках, коли вимоги щодо відстані від елементів діючих електроустановок, що знаходяться під напругою, до працюючих механізмів виконати неможливо, необхідно відключати і заземляти ці електроустановки. Кількість, тривалість і час таких відключень повинні бути вказані в проекті виконання робіт і погоджені .

6.1.5 Електробезпека. Розглянемо потенційно небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які діють на інженерів ВД у диспетчерській ЕЕС.

Диспетчерська живиться чотири провідною трифазною мережею, величина напруги в якій складає 220 В (380В). Тому приміщення відноситься до категорії умов з небезпеки електротравматизму – без підвищеної небезпеки.

При живленні споживачів струму від чотирипровідної трифазної мережі з глухозаземленою нейтраллю при напрузі до 1000 В використовується занулення – навмисне електричне з'єднання нормально неструмоведучих елементів устаткування із заземленим нульовим проводом. При зануленні пробій на корпус призводить до короткого замикання (К.З.) фази (коло: нульовий провідник – фаза – фазний провідник –

корпус споживача – нульовий провідник). Спрацьовує захист від короткого замикання (автомат з струмовим захистом чи плавкі запобіжники) – і пошкоджений споживач відключається від мережі. Вимоги нормативів [36] до занулення: повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. ($3 \div 1,25$) залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового провідника і достатня його провідність – за рахунок вибору достатнього перерізу нульового провідника та використання повторних заземлювачів нульового провідника [36].

При живленні споживачів струму від чотирипровідної трифазної мережі з глухозаземленою нейтраллю при напрузі до 1000 В використовується занулення – навмисне електричне з'єднання нормально неструмоведучих елементів устаткування із заземленим нульовим проводом. При зануленні пробій на корпус призводить до короткого замикання (К.З.) фази (коло: нульовий провідник – фаза – фазний провідник – корпус споживача – нульовий провідник). Спрацьовує захист від короткого замикання (автомат з струмовим захистом чи плавкі запобіжники) – і пошкоджений споживач відключається від мережі. Вимоги нормативів [36] до занулення: повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. ($3 \div 1,25$) залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового провідника і достатня його провідність – за рахунок вибору достатнього перерізу нульового провідника та використання повторних заземлювачів нульового провідника.

З метою запобігання можна скористатися такими технічними рішеннями:

- 1) розведення електромережі в приміщеннях у каналах стін, стелі, підлоги;
- 2) використання електрозахисних засобів;
- 3) використання заземлення.

6.1.6 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Мікроклімат. Вимоги до параметрів мікроклімату в робочому приміщенні оператора описані в ГОСТ 12.1.005-88.

Показниками, що характеризують мікроклімат є: температура повітря, відносна вологість, швидкість руху повітря, інтенсивність теплового випромінювання.

Категорія обслуговуючих робіт – легка. Легкі фізичні роботи (категорія І) охоплюють види діяльності, при яких витрата енергії дорівнює 141-175 Вт (121-150 ккал/год.) - категорія Іб. До категорії Іб належать роботи, що виконуються сидячи, стоячи або пов'язані з ходінням та супроводжуються деяким фізичним напруженням. Допустимі параметри мікроклімату приведені в таблиці 6.1.

Інтенсивність теплового випромінювання на працюючих надходить від нагрітих поверхонь ВДТ та ПЕОМ, освітлюючи пристроїв. Інсоляції на постійних і непостійних робочих місцях не повинні перевищувати 36 Вт/м² при опроміненні 50% і 100 Вт/м² при опроміненні не більше 25% поверхні тіла.

Потрібний стан повітряного середовища може бути забезпечений використанням окЕЕСих заходів, до основних з яких належать:

- Захист від джерел теплових випромінювань;
- Встановлення вентиляції та опалення.

Таблиця 6.1 - Допустимі параметри мікроклімату для приміщень з ВДТ та ПЕОМ

Пора року	Категорія робіт згідно з ГОСТ 12.1-005-88	Температура повітря, град. С	Відносна вологість повітря, %	Швидкість руху повітря, м/с
		оптимальна	оптимальна	оптимальна
Холодна	легка-1 б	21 - 23	40 - 60	0,1
Тепла	легка-1 б	22 - 24	40 - 60	0,2

6.1.7. Склад повітря робочої зони. Робочою зоною вважається простір, який обмежений огорожуючими конструкціями виробничих приміщень, що мають висоту 2 м над рівнем підлоги або площини, на яких знаходяться місця постійного або непостійного перебування працюючих. Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним.

Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

Таблиця 6.2- Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб.м	Клас
	Максимально разова	Середньодобова
Пил	0,5	0,15

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в 1/8" у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області. Необхідно підкреслити, що будь-яке нагромадження пилу може привести до загоряння. Чим дрібніше пил (зернистість), тим вище небезпека.

Тому необхідно здійснювати наступні заходи:

- очищувати металевий пил якнайчастіше;
- що дня протирати гарячі поверхні;

- принаймні, двічі в рік проводити генеральне прибирання всіх областей, включаючи кроквяні ноги, з використанням продувки або пілососа;

- при високих концентраціях обробляти області по частинам.

Низька вологість збільшує потенційну небезпеку, це повинне прийматися в увагу при продувках.

Планувати продувки або прибирання так щоб вони приходилось на час коли устаткування виключене, як, наприклад, у другу половину дня п'ятниці або на вихідні.

6.1.8. Виробниче освітлення. Правильне освітлення робочого місця полегшує працю робітника, знижує втомленість, підвищує продуктивність праці, понижає небезпеку виробничого травматизму.

Природне освітлення повинно здійснюватися у вигляді бічного освітлення. Вікна обов'язково повинні розташовуватися з одного боку приміщень і необхідна наявність сонцезахисних засобів, що знижують перепади яскравостей між природним освітленням та свічення екрану ЕОМ .

Освітлення у приміщеннях з ЕОМ має бути змішаним. Найкраще, щоб орієнтація світлових отворів приміщень з ЕОМ була на північ. Розташувати робоче місце, обладнане ЕОМ, необхідно таким чином, щоб в поле зору не потрапляли вікна або освітлювальні прилади .

Характеристики освітлення приймаємо згідно ДБН В.2.5-28-2006. При експлуатації освітлювальної мережі необхідно проводити чистку світильників не рідше 2-х разів на місяць в звичайних приміщеннях і не рідше 4-х разів на місяць в приміщеннях із значними виділеннями диму, копті.

Використовується бокове природне освітлення.

Нормоване значення КПО, e_N , для будинків, розташованих в різних районах, слід визначати за формулою:

$$e_N = e_H \cdot m_N \quad (6.1)$$

де e_H - значення КПО за таблицею 5.2 (ДБН В.2.5-28-2006, таблиця 2);

m_N - коефіцієнт світлового клімату згідно ДБН В.2.5-28-2006 (вікна орієнтовані на північний схід $m_N = 0,9$);

Кількісні та якісні параметри освітлення приміщення та робочих місць забезпечуються природним боковим освітленням та системою штучного освітлення. Нормовані значення коефіцієнта природного освітлення (КПО) та штучного освітлення наведені в таблиця 6.3.

Характеристика зорової роботи	Найменший Розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фона	Штучне освітлення лк		Суміщене освітлення (бокове) КПО		Природне (бокове) освітлення КПО (e_n)
						Комбіноване	Загальне	300	1,2	
Високої точності	Вище 0,3 до 0,5	III	Б	Малий	Середній	1000	300	1,2	2	

Таблиця 6.3 – Нормовані значення коефіцієнта природного освітлення (КПО) та штучного освітлення.

Величина нормованого коефіцієнту природної освітленості при орієнтації вікон на ПНС:

$$\text{Природне освітлення: } e_N = e_n \cdot m_N = 2 \cdot 0,9 = 1,8 \%, \quad (6.2)$$

$$\text{Суміщене освітлення: } e_N = e_n \cdot m_N = 1,2 \cdot 0,9 = 1,1 \%, \quad (6.3)$$

Безпечну роботу персоналу забезпечує нормальна освітленість робочих місць. Погано освітлені зони є травмонебезпечними. Тому необхідно встановити суміщене освітлення.

6.1.9. Виробничий шум. В диспетчерській присутній постійний шум. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях, обладнаних ВДТ, ЕОМ і ПЕОМ, мають відповідати вимогам СН 3223-85, ГОСТ 12.1.003-83, ГР 2411-81.

Основним джерелом шуму є АЦП, система охолодження блоку живлення, принтери тощо. Для зменшення рівня шуму до допустимого необхідно:

– устаткування, що є джерелом шуму, розташовувати поза приміщенням для роботи ВДТ ЕОМ і ПЕОМ;

– встановлювати засоби звукопоглинання (штучні поглиначі звуку, звукоізолюючі огороження, перекриття).

Допустимі рівні звукового тиску в даному приміщенні наведені в табл. 6.4.

Таблиця 6.4 - Допустимі рівні звуку, еквівалентні рівні звуку і рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Вид трудової діяльності, робочі місця	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньо геометричними частотами, Гц							
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000
Програмісти ЕОМ	86	71	61	54	49	45	42	40
Оператори в залах обробки інформації на ЕОМ	96	83	74	68	63	60	57	55

Для зменшення шуму в робочій зоні потрібно робити планову перевірку і ЕЕСонт обчислювальної техніки. ЕОМ повинна бути встановлена у спеціальні столи, які частково поглинають шум.

6.2. Виробнича вібрація. Довгий вплив вібрації на організм приводить до зниження гостроти зору, слуху, підвищення тиску, розладу нервової системи, серцево-судинної системи.

Відповідно нормуються допустимі величини віброшвидкості (м/с) чи віброприскорення (м/с²), або логарифмічні рівні віброшвидкості:

$$L=20\lg(V_1/V_0), \text{ дБ}, \quad (6.4)$$

де V_1 — середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с;

$V_0 = 5-10$, м/с – вихідне значення віброшвидкості залежно від частоти коливань, їх виду (транспортні, транспортно-технологічні, технологічні, вібрації робочого інструменту чи робочих місць), напрямку (X, Y, Z) і часу дії протягом зміни.

Приймаємо вид вібрації у диспетчерській ЕЕС за ДСН 3.3.6. 039-99: Загальна вібрація: на робочих місцях заводоуправлінь, конструкторських бюро, лабораторій, учбових пунктів, обчислювальних центрів, медпунктів, конторських приміщень,

робочих кімнат та інших приміщень для працівників розумової праці приміщеннях. Гранично допустимі рівні загальної вібрації приведені у табл. 6.5.

Таблиця 6.5 – Гранично допустимі рівні загальної вібрації категорії 3 /технологічна типу «в»/

Середньо геометричні частоти смуг, Гц	Гранично допустимі рівні по осях X3, Y3, Z3						
	віброприскорення				віброшвидкості		
	м/с ²		дБ		м/с 10 ⁻²		дБ
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт.	1/1 окт	1/3 окт.	1/1 окт	1/3 окт.
1,6	0,0125		32		0,13		88
2,0	0,0112	0,02	31	36	0,089	0,18	85
2,5	0,01		30		0,063		82
3,15	0,009		29		0,0445		79
4,0	0,008	0,014	28	33	0,032	0,063	76
5,0	0,008		28		0,025		74
6,3	0,008		28		0,02		72
8,0	0,008	0,014	28	33	0,016	0,032	70
10,0	0,01		30		0,016		70
12,5	0,0125		32		0,016		70
16,0	0,016	0,028	34	39	0,016	0,028	70
20,0	0,0196		36		0,016		70
25,0	0,025		38		0,016		70
31,5	0,0315	0,056	40	45	0,016	0,028	70
40,0	0,04		42		0,016		70
50,0	0,05		44		0,016		70
63,0	0,063	0,112	46	51	0,016	0,028	70
80,0	0,08		48		0,016		70
Коректовані еквіваленти коректовані рівні		0,014		33		0,028	

6.2.1 Виробничі випромінювання. Значення напруженості електростатичного поля і електромагнітних полів, інтенсивність потоків інфрачервоного та ультрафіолетового випромінювання на робочих місцях з ВДТ мають не перевищувати гранично допустимих за ГОСТ 12.1.045-84, ГОСТ 12.1.006-84, ГОСТ 12.1.005-88 і СН 4557-88. Допустимі параметри неіонізуючих електромагнітних випромінювань приведені в таблиці 6.6.

Іонізуючі електромагнітні випромінювання на відстані 0,05 м від екрана до корпусу відеотермінала при будь-яких положеннях регулювальних пристроїв не повинна перевищувати $7,74 \times 10^{-12}$ А/кг, що відповідає еквівалентній дозі 0,1 мбер/год. (100 мкР/год.) НРБУ N 58.

Таблиця 6.6 - Допустимі параметри електромагнітних неіонізуючих випромінювань і електростатичного поля

Види поля	Допустимі параметри поля		Допустима поверхнева щільність потоку енергії (інтенсивність потоку енергії), Вт/кв. м
	за електричною складовою (E), В/м	за магнітною складовою (H), А/м	
Напруженість електромагнітного поля			
60 кГц до 3 мГц	50	5	
3 кГц до 30 мГц	20	-	
30 кГц до 50 мГц	10	0,3	
30 кГц до 300 мГц	5	-	
300 кГц до 300 гГц	-	-	10 Вт/кв. м
ЕМП оптичного діапазону в УФ частині спектру:			
УФ-С (220 - 280 нм)			0,001
УФ-В (280 - 320 нм)	-	-	0,01
УФ-А (320 - 400 нм)			10,0
в видимій частині спектру:			
400 - 760 нм			10,0
в інфрачервоній частині спектру:			
0,76 - 10,0 мкм			35,0 - 70,0
Напруженість електричного поля ВДТ			20кВ/м

6.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи діагностичного обладнання трансформаторів в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Всі електричні мережі мають свої слабкі ланки до і є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Діагностичне

трансформаторне обладнання є особливо уразливим через велику кількість елементів можливого впливу НС. Електропостачання багатьох об'єктів є стратегічним елементом, тому і важливим є питання забезпечення високої стійкості роботи ЕЕС.

Вплив радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища тощо. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є діагностичне трансформаторне обладнання ЕЕС. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і вигорання обмоток чи загорання трансформаторів.

Після опромінення системи в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробою і опір витoku, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Особливо велику загрозу для діагностичного трансформаторного обладнання має вплив електромагнітного імпульсу, який може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, а також внести серйозні порушення в роботу цифрових і контрольних пристроїв. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж на підприємстві та вибухів. Саме тому є необхідність запобіганню дії цього фактору на електричне та електронне діагностичне обладнання .

6.3.1 Дослідження стійкості роботи діагностичного трансформаторного обладнання в умовах дії іонізуючих випромінювань. Для проведення аналізу вразливості трансформаторного обладнання визначаємо граничні значення дози опромінення , для елементної бази систем управління, при яких виникають незворотні зміни. Отримані дані зводимо в таблицю 6.7.

Таблиця 6.7 – Граничні значення експозиційних доз

№	Блоки (елементи)	Елементна база	$D_{гр}, P$	$D_{гр}, P$
1	Блок живлення	Мікросхема К 155 РЕЗ	10^5	10^4
2	Блок керування ЕЕС	Транзистори КТ-646	10^4	
		Конденсатори СП5-30	10^7	
		Резистори ПЭВ 100-150 Ом	10^7	
3	Силові елементи	Трансформатор ТМ-100/10	10^7	
		Тиристори Т171-320-1.6	10^5	
		Дросель РLM3216	10^5	
		Реактори ФРОС-125/0.5УЗ	10^5	

Проаналізувавши дані таблиці 5.4 визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою P є транзистори, а також деякі елементи блоку живлення. Блок живлення в разі високих рівнів радіації необхідно перенести в підвальне приміщення, що збільшить його захисні властивості (при збільшенні коефіцієнта ослаблення радіації). Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_M = 2 \cdot P_1 (\sqrt{t_1} - \sqrt{t_{пр}}) / K_{осл} \quad (6,5)$$

де – максимальне значення рівня радіації (5,31 Р/год);

– час кінця опромінення (87600год (10 років));

– час початку опромінення (1 год).

– коефіцієнт послаблення радіації (1,2).

$$D_M = 2 \cdot 5,31 (\sqrt{87600} - \sqrt{1}) / 1,2 = 2610 (P).$$

Оскільки , то дана система стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи трансформаторного обладнання в заданих умовах за формулою:

$$t_d = \frac{D_{ep} \cdot K_{ocл} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{I}}{2 \cdot P_1}$$

(6.6)

$$t_d = 10^4 \cdot 1,2 + 2 \cdot 5,31 \cdot \sqrt{1} / (2 \cdot 5,31) = 1131 \text{ (год)}. \quad (6,6)$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази систем діагностування Р, а допустима – Р. Таким чином система автоматики є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 1131 год., при рівні радіації 5,31 Р/год.

6.3.2 Дослідження стійкості роботи діагностичного трансформаторного обладнання в умовах дії електромагнітного імпульсу. Визначимо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_{\Gamma} = E_B \cdot 10^{-3}, \text{ кВ/м}, \quad (6.7)$$

$$E_{\Gamma} = 12,88 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} = 12,88 \text{ (В/м)}.$$

Визначаємо горизонтальну та вертикальну напругу наводки [15].

$$U_{\Gamma i} = E_B \cdot l_{\Gamma i}, \text{ В}, \quad (6.8)$$

$$U_{\Gamma i} = 12,88 \cdot 10^3 \cdot 0,5 = 6440 \text{ (В)}.$$

$$U_{B i} = E_{\Gamma} \cdot l_B, \text{ В}, \quad (6.9)$$

$$U_B = 12,88 \cdot 0,5 = 6,44 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення для різних блоків:

$$U_d = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N, \quad (6.10)$$

де N – відсоток допуску.

$$U_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)},$$

$$U_d = 24 + \frac{24}{100} \cdot 10 = 26,4 \text{ (В)},$$

$$U_{\dot{a}} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кожної ділянки:

$$K_{\sigma} = 20 \cdot \lg \frac{U_d}{U_{r(B)}} \geq 40 \text{ [дБ]},$$

(6.11)

Горизонтальної:

$$K_{r1} = 20 \cdot \lg(12,6/6440) = -54,17 \text{ ()},$$

$$K_{r2} = 20 \cdot \lg(26,4/6440) = -47,8 \text{ ()},$$

$$K_{r3} = 20 \cdot \lg(399/6440) = -24,17 \text{ ()}.$$

Вертикальної:

$$K_{v1} = 20 \cdot \lg(12,6/6,440) = 5,83 \text{ ()},$$

$$K_{v2} = 20 \cdot \lg(26,4/6,440) = 11,87 \text{ ()},$$

$$K_{v3} = 20 \cdot \lg(399/6,440) = 35,86 \text{ ()}.$$

Отримані дані коефіцієнтів безпеки контурів обладнання заносимо в таблицю 6.8.

Таблиця 6.8 – Значення коефіцієнтів безпеки системи управління та автоматики ЕЕС

№	Найменування блоків	K_{Γ} , дБ	$K_{\text{В}}$, дБ	Результат дії
1	Блок живлення, 12 В	-54,17	5,83	Нестійкий
2	Блок управління, 24 В	-47,8	11,87	Нестійкий
3	Силові елементи, 380 В	-24,17	35,86	Нестійкі

Границя стійкості системи керування $K_{\text{б}_{\text{мін}}} = -54,17$, а $K_{\text{б}_{\text{гр.}}} = 35,86$. Отже, система є нестійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу.

6.4 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи діагностичного обладнання в умовах надзвичайних ситуацій.

Для підвищення стійкості обладнання необхідно використовувати екранування напівпровідникових елементів та горизонтальних струмопровідних елементів.

Необхідне перехідне гасіння енергії електричного імпульсу екраном буде складати для сталі:

$$A = 40 + \frac{100}{\sqrt{f}} \quad (6.12)$$

Для БЖ:

$$A_1 = 40 + 54,17 = 94,17 \text{ ()};$$

Для БУ:

$$A_2 = 40 + 47,8 = 87,8 \text{ ()};$$

Для СЕ:

$$A_3 = 40 + 14,17 = 54,17 \text{ ()}.$$

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t_1 = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}} \quad (6.13)$$

де f - найбільш характерна частота, (кГц).

Для БЖ:

$$t_1 = 94,17 / 5,2 \cdot \sqrt{15000} = 0,14 \text{ (см)};$$

Для БУ:

$$t_1 = 87,8 / 5,2 \cdot \sqrt{15000} = 0,13 \text{ (см)};$$

Для СЕ:

$$t_1 = 54,17 / 5,2 \cdot \sqrt{15000} = 0,1 \text{ (см)}.$$

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку керування з використанням екрану товщиною 0,15 см зі сталі, система діагностики буде стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною не менше 0,1 см, силові елементи будуть стійкими в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В умовах дії іонізуючого випромінювання діагностичне трансформаторне обладнання в цілому залишається стійким. Тому іонізуюче випромінювання для

обладнання не є таким небезпечним, як для обслуговуючого персоналу. Для нормальної роботи об'єкта під час аварій з такими наслідками, як іонізуюче випромінювання, потрібно перейти обслуговуючому персоналу на роботу скороченими робочими змінами для з врахуванням їх допустимої дози опромінення.

Також після проведених розрахунків визначено, що робота трансформаторного обладнання стійка при заданому рівні радіації 5,31 Р/год. До дії ЕМІ система діагностування виявилась нестійкою. Застосування екранування систем управління і автоматики СЕП суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів система буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 12,88 кВ/м. Ще одним варіантом підвищення стійкості системи управління та ЕЕС в цілому до впливу ЕМІ є зменшення довжин струмопровідних частин шляхом схемокомпонівки елементів управління та автоматики ЕЕС. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, застосовувати зенерівські діоди для довгих ліній, а також прилади, які б вимикали електронні схеми на період впливу ЕМІ.

ВИСНОВКИ

За результатами досліджено актуальну науково-прикладно задачу –дослідження методів діагностування масло наповненого трансформаторного обладнання. Отримані результати дозволяють зробити такі висновки:

1. Аналіз наявних методів діагностування трансформаторного обладнання показує , що наявні методи потребують покращення для збільшення точності винесення правильного технічного діагнозу

2. Для правильного функціонування високовольтного трансформаторного обладнання потрібна правильна та своєчасна діагностика та технічно правильна експлуатація та перехід від ремонтів за терміном відпрацювання до переходу до ремонтів за нагальним станом електрообладнання.

3. Розроблено алгоритм визначення низькотемпературного нагриву магнітопровода трансформатора за рахунок внесення до списку ключових газів бутену , що збільшує точність аналізу

4. Результати дослідів з використанням бутену у методі ключових газів підтвердили працездатність і достовірність розроблених моделей та алгоритмів. Результати розрахунків стану електрообладнання підтвердили достатню ефективність оптимізаційних заходів. Впровадження розробленого методу дозволить додатково збільшити точність діагностування за рахунок більш ефективного використання наявних методів діагностування на 5-10%.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Причини пошкоджень маслонаповнених вводів 110-500 кВ Баженов С.А. // Електричні станції -1974 оступно до друку.
2. Контроль стану внутрішньої ізоляції силових трансформаторів шляхом аналізу розчинених у маслі газів. Степанчук К.Ф., Климович Г.С. Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1978.
3. Стогний Б. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих компаний / Стогний Б., Павловский В. // Энергетическая политика Украины. – 2004. – №5. – С. 26–31.
4. Указания о расчете расхода электроэнергии на транзитные межсистемные перетоки/ Г.А. Черня - Министерство Энергетики и Электрификации СССР, 1979. – 8 с.
5. Идельчик В.И. Электрические системы и сети/ Идельчик В.И. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
6. Гамм А.З. Методы решения задач реального времени в энергетике / Гамм А.З. Кучеров Ю.Н., Паламарчук С.И.. - Новосибирск: Наука, 1990. - 294 с.
7. Крумм Л.А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами/ Крумм Л.А. – Новосибирск: Наука, 1977. – 368 с.
8. Автоматизация управления энергообъединениями / [Гончуков В.В., Горнштейн В.М., Крумм Л.А. и др.] – М.: Энергия, 1979. – 432 с.
9. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем/ Идельчик В.И. – М.: Энергия, 1977. – 191 с.
10. Автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами / [Войтов О.Н., Воронин В.Н., Гамм А.З. и др.] - Новосибирск: Наука, 1986. - 202 с.
11. Оптимизация режимов энергетических систем/ [Синьков В.М., Богословский А.В., Калиновский А.Я. и др.] ”Вища школа”, 1973, 280 с.
12. Мельников Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей / Мельников Н.А. – М.: Энергия, 1972. – 232 с.

13. Холмский В.Г., Расчет и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы)/ Холмский В.Г. Учеб. пособие для вузов. М., «Высшая школа», 1975, 280 с.
14. Потребич А.А. Определение норматива потерь электроэнергии облэнерго с учётом её транзитных перетоков/ Потребич А.А. // Энергетика и электрификация. – 2000. – №10. – С. 20-23.
15. Арзамасцев Д.А., Расчеты и анализ установившихся режимов больших энергосистем /Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Липес А.В. // Изв. ВУЗов СССР. Энергетика. – 1974. – Ч.1 №10. – С.3 – 11.
16. Лежнюк П.Д. Оцінка якості функціонування розподільних систем при їх переконфігурації /Лежнюк П.Д., Комар В.О., Килимчук А.В.// Проблеми і перспективи енергозбереження комунального господарства і промислових підприємств.- С.105-108.- м. Луцьк: Луцький національний технічний університет.- 2009.- 156 с.
17. Маркович И.М. Режимы энергетических систем/ Маркович И.М. – М.: Энергия, 1969. – 352 с.
18. Мелентьев Л.А. Кибернетика и моделирование в энергетике/ Мелентьев Л.А. М.: Наука, 1972. - 207 с.
19. Лежнюк П.Д. Подобие и расчет оптимального токораспределения в электрической сети /Лежнюк П.Д., Пауткина Л.Р. // Изв. вузов. Энергетика. – 1989. – №2. – С. 51–53.
20. Лежнюк П.Д. Програмний комплекс аналізу чутливості та оптимізації втрат потужності в електричних системах/ Лук'яненко Ю.В., Гайдамака В.М. // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах. – 1998. -№1. – С. 5-11.
21. Лежнюк П.Д. Определение и анализ потерь мощности от транзитных перетоков в электрических сетях энергосистем методом линеаризации / Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурькин А.Б. //Электрические сети и системы. – 2006. – №1. – С. 5-11.
22. Ступенчато регулируемые фазосдвигающие автотрансформаторы как средство оптимизации потокораспределения в электрических сетях [Ольшванг М.В., Остапенко Е.И., Кузнецова Г.А., Лоханин Е.К.] // Электротехника 2010 года. – М.:ВЭИ, 1997.

23. Кузнецов В.Н. Определение параметров схемы замещения автотрансформаторов и ВДТ включаемых для продольно-поперечного регулирования напряжения и снижения потерь/Кузнецов В.Н., Кузнецов Н.Д. // Электрические станции. – 1992. – №1 – С. 17-22

24. Лежнюк П.Д., Функціональна залежність складових втрат потужності у вітках електричної мережі від потужності у вузлах/Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикін О.Б. // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2005. – № 4. с. 58-62.

25. Лежнюк П.Д. Моделирование и компенсация влияния неоднородности электрических сетей на экономичность их режимов/Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Оболонский Д.И. // Электричество. – 2007. – №11.– С. 2–8.

26. Павловський В.В. Инженерный расчёт потерь мощности и энергии в электрических сетях, основанный на моделировании установившихся режимов /Павловський В.В., Куденко Г.Е. // Электрические сети и системы. – 2004. – №3. – С. 17-22.

27. Редин В.И. Особенности работы ОЭС Украины/Редин В.И., Денисевич К.Б. // Новини енергетики. – 2002. – №8. – С. 17-19.

28. Дикий М. О. Сучасний стан і перспективи оздоровлення енергетики України/ Дикий М. О. //Енергетика и электрификация. - 2001. - № 5. - С. 2-7.

29. Гримуд Г.І. Підвищення надійності магістральних електричних мереж: проблеми і шляхи вирішення/Гримуд Г.І.// Новини енергетики. – 2002. – №8. – С. 15-17.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС
д-р техн. наук., проф. Лежнюк П. Д.

÷

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" " 2019 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**Дослідження методів діагностування трансформаторного маслонаповненого
обладнання**

08-13.МКР.004.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к. т. н., доцент

_____ Бурикін О.Б.

(підпис)

Магістрант групи ЕСМ-16м з/в

_____ Григорук А.І.

(підпис)

1. Призначення об'єкту і галузь використання

АТ-1 ПС 330 кВ «Чернівецька»

2. Склад об'єкту

До складу електричної мережі 110/330 кВ входять вузли зв'язку з сусідніми енергосистемами та виконується транзит потужності 100 МВт.

3. Умови експлуатації

Експлуатація електричної мережі 110/330 кВ здійснюється в складі електричної системи 330-750 кВ, яка підпорядкована Південно-Західній електроенергетичній системі. Район з ожеледі приймається – 3 - й.

4. Технічне завдання

Технічна діагностика АТ-1 , перевірка роботи пристрою РПН та зняття осцилограм та кругової діаграми.

5. Елементна база

Для схеми розвитку можна використовувати повітряні лінії та сучасне обладнання і апарати для нових підстанцій. Схеми ВРУ для проєктованих підстанцій комплектуються вимикачами.

6. Конструктивне виконання

Для схем нових підстанцій рекомендовано використовувати схеми „3/2”.

7. Показники технологічності

Розвиток схеми електричної мережі потрібно здійснювати з врахуванням технологічних умов керування режимами і селективного спрацювання релейного захисту. Для застосування засобів по зменшенню втрат активної потужності використані норми втрат, що діють у Південно-Західній електроенергетичній системі.

8. Живлення об'єкту

Живлення схеми розвитку забезпечується від системної підстанції 330 кВ.

9. Матеріали, що подаються до захисту ДР

Пояснювальна записка ДР, графічні і ілюстративні матеріали, дослідні зразки (за наявності), анотації до ДР українською та іноземною мовами.

10. Порядок контролю виконання та захисту ДР

Виконання етапів графічної та розрахункової документації ДР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист ДР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

11. Вимоги до оформлення ДР

Вимоги викладені в «Положення про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті (БДР (БДП), ДП (ДР), МКР)».

12. Вимоги щодо технічного захисту інформації в ДР з обмеженим доступом (за необхідності)

Відсутні.

ДОДАТОК Б

"НАЦІОНАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ "УКРЕНЕРГО"
 ВІДОКРЕМЛЕНИЙ ПІДРОЗДІЛ
 "ПІВДЕННО-ЗАХІДНА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА"
 (ПІВДЕННО-ЗАХІДНА ЕС)
 ВІДДІЛ ДІАГНОСТИКИ

21010 м. Вінниця, вул. І. Богуна, 5
 (0432) 63-43-95

ПРОТОКОЛ № 577

випробування
 автотрансформатора 330 кВ

від 22.10.2019

Найменування об'єкту: ПС 330 кВ «Чернівецька».

Приєднання: АТ-1.

Причина випробувань: позапланові (після заміни контактів в контакторі ф. В РПН).

Таблиця 1 – Технічні данні АТ

Тип	Зав. №	Рік виготовлення	Рік встановлення	Тип масла	Примітка
АТДЦТН-200000/330/110-74	95413	1976	1976	ТКп	

Результати випробувань:

Таблиця 2 – Результати випробування ввідів 330 кВ при температурі $t_{вв} = +20$ °С, приведенні до температури заводських вимірювань

А	35000	0,31	633	-1,56	15000	0,34	24964	0,40	643	0,25	25677
В	35000	0,25	570	-0,18	12000	0,32	25852	0,41	571	0,44	26890
С	35000	0,33	584	-0,34	114000	0,30	24944	0,50	586	0,59	26220

Таблиця 3 – Результати випробування ввідів 110 кВ при температурі $t_{вв} = +20$ °С, приведенні до температури заводських вимірювань

Фаза	Основна ізоляція				Ізоляція ПІН			Зав. данні ($t = 20$ °С)			
	R ₆₀ , МОм	tg d ₁ , %	C ₁ , пФ	ΔC, %	R ₆₀ , МОм	tg d ₃ , %	C ₃ , пФ	tg d ₁ , %	C ₁ , пФ	tg d ₃ , %	C ₃ , пФ
А	35000	0,35	425	-0,70	10000	0,93	296	0,62	428	0,45	306
В	35000	0,37	436	-3,11	8000	0,71	268	0,64	450	0,55	238
С	35000	0,35	438	-0,23	10000	0,52	306	0,52	439	0,55	224

Таблиця 4 – Результати випробування ізоляції обмоток при температурі $t_{обм.} = +16$ °С, приведенні до температури заводських вимірювань

Схема виміру	R ₆₀ , МОм	R ₁₅ , МОм	Каб.	tg d, %	C, пФ	Зав. данні ($t = 57$ °С)		
						R ₆₀ , МОм	tg d, %	C, пФ
ВН-СН+К	20000	15000	1,33	0,42	17154	400	0,40	
НН-ВН+К	15000	11000	1,36	0,37	27903	650	0,50	
ВН+НН-К	12000	9000	1,33	0,41	28190	320	0,40	

Таблиця 5 – Результати вимірів коефіцієнту трансформації (K_{tr} обмоток СН-НН)

Фаза	Положення РПН														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
А	1,970	1,940	1,901	1,850	1,817	1,775	1,738	1,701	1,699	1,697	1,664	1,633	1,594	1,549	1,523
В	1,948	1,950	1,892	1,846	1,810	1,784	1,725	1,702	1,696	1,698	1,652	1,624	1,595	1,544	1,511
С	1,965	1,932	1,885	1,853	1,824	1,777	1,718	1,703	1,704	1,696	1,650	1,613	1,590	1,547	1,516
d, %	1,13	0,93	0,85	0,38	0,77	0,51	1,16	0,12	0,47	0,12	0,85	1,24	0,31	0,32	0,79

Примітка: гранично-допустиме відхилення від значень між фазами – 2%.

Таблиця 6 – Результати вимірювання опору обмоток постійному струму при температурі $t_{обм} = +18^{\circ}\text{C}$

Обмотка СН	R, Ом									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Am-0	0,0914	0,0906	0,0899	0,0893	0,0880	0,0872	0,0866	0,0866	0,0866	0,0872
Bm-0	0,0911	0,0903	0,0897	0,0889	0,0876	0,0869	0,0864	0,0864	0,0864	0,0875
Cm-0	0,0913	0,0907	0,0898	0,0890	0,0878	0,0870	0,0865	0,0865	0,0865	0,0874
d, %	0,33	0,44	0,27	0,45	0,46	0,35	0,23	0,23	0,23	0,33

Таблиця 7 – Результати вимірювання опору обмотки СН постійному струму, приведенні до температури заводських вимірювань $t_{обм} = +45^{\circ}\text{C}$

Дата виміру	Обм. СН	R, Ом									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19.05.1976 заводські дані	Am-0	0,1010	0,1000	0,0992	0,0982	0,0972	0,0962	0,0955	0,0955	0,0955	0,0962
	Bm-0	0,1010	0,1000	0,0992	0,0982	0,0972	0,0962	0,0955	0,0955	0,0955	0,0962
	Cm-0	0,1020	0,1010	0,0995	0,0985	0,0975	0,0965	0,0955	0,0955	0,0955	0,0965
	d, %	0,99	1,00	0,30	0,31	0,31	0,31	0,00	0,00	0,00	0,31
22.10.2019 приведенні до $t = +45^{\circ}\text{C}$	Am-0	0,1011	0,1003	0,0994	0,0988	0,0972	0,0967	0,0958	0,0958	0,0958	0,0965
	Bm-0	0,1008	0,0999	0,0992	0,0988	0,0969	0,0961	0,0956	0,0956	0,0956	0,0968
	Cm-0	0,1010	0,1003	0,0994	0,0985	0,0972	0,0962	0,0957	0,0957	0,0957	0,0967
	d, %	0,30	0,40	0,20	0,30	0,31	0,62	0,21	0,21	0,21	0,31
Відхилення від заводських	da, %	0,09	0,30	0,20	0,60	0,00	0,50	0,31	0,31	0,31	0,31
	db, %	0,19	0,10	0,20	0,61	0,31	0,10	0,10	0,10	0,10	0,62
	dc, %	0,98	0,69	0,10	0,00	0,31	0,31	0,21	0,21	0,21	0,23

Примітка: гранично-допустиме відхилення від значень заводських вимірювань – 2%.

Таблиця 8 – Результати вимірювання опору обмоток ВН та НН постійному струму, приведенні до температури заводських вимірювань $t_{обм} = +45^{\circ}\text{C}$

Обмотка ВН				Обмотка НН			
Фаза	Результати вимірювань, Ом	Результати заводських вимірювань, Ом	Відхилення від заводських, %	Фаза	Результати вимірювань, Ом	Результати заводських вимірювань, Ом	Відхилення від заводських, %
А-0	0,5617	0,5620	0,050	а-в	0,0355	0,0354	0,280
В-0	0,5618	0,5620	0,035	в-с	0,0355	0,0354	0,280
С-0	0,5618	0,5620	0,035	с-а	0,0357	0,0356	0,280
d, %	0,02	0,00	–	d, %	0,56	0,56	–

Примітка: гранично-допустиме відхилення від значень заводських вимірювань – 2%.

Таблиця 9 – Результати вимірювання струму і втрат ХХ при зниженій напрузі

Дата	Причина випробувань	Подається b-c			Подається а-с			Подається а-в		
		Закорочено а-с			Закорочено а-в			Закорочено b-с		
		U, В	I, А	P, Вт	U, А	I, А	P, Вт	U, Вт	I, А	P, Вт
19.05.1976	заводські	380	0,12	20,1	380	0,18	31,5	380	0,12	20,4
22.10.2019	позапланові	380	0,14	29,4	380	0,24	42,2	380	0,15	30,4

Таблиця 10 – Результати вимірювання значень опору шунтувальних резисторів контакторів після заміни струмообмежувального резистора на правому плечі ф. В.

Фаза	Опір, Ом		Діапазон допустимих значень, Ом
	Ліве плече	Праве плече	
А	1,27	1,28	1,23 – 1,33
В	1,28	1,28	1,23 – 1,33
С	1,28	1,25	1,23 – 1,33

Таблиця 11 – Результати вимірювання опору КЗ

Схема виміру		Положення РПН	Фаза	U,	I,	Z	Z _{к(роз)}	dZ _к	dmax
подано	закорочено			В	А	Ом	Ом	%	%
ВН	НН	15	А	229,0	1,29	178,21		0,73	
			В	227,8	1,28	177,55	176,92	0,36	0,37
			С	229,1	1,29	177,87		0,54	
СН	НН	1	А	232,0	14,41	16,10			
			В	235,2	14,58	16,13			0,43
			С	232,0	14,35	16,17			
		7	А	236,1	16,40	14,39		-0,62	
			В	236,5	16,36	14,46	14,48	-0,14	0,76
			С	231,5	15,96	14,50		0,14	
		15	А	237,1	18,10	13,10			
			В	231,0	17,50	13,20			0,99
			С	230,0	17,60	13,07			
ВН	СН	1	А	234,2	3,98	58,84			
			В	232,3	3,92	59,25			1,05
			С	235,1	4,01	58,63			
		7	А	235,2	4,20	56,00		-1,07	
			В	233,0	4,10	56,82	56,61	0,37	1,46
			С	231,6	4,13	56,07		-0,95	
		15	А	232,0	4,15	55,90			
			В	235,5	4,17	56,47			0,10
			С	231,1	4,15	55,68			

Виконана перевірка струмових кіл РПН ф. А, РПН ф. В, РПН ф. С на відсутність розмикання струму при переведенні РПН при «прямому» ході вибирача 1→15 положення та при «зворотному» ході вибирача 15→1 положення. Розриви струмових кіл РПН під час перевірки по всьому діапазону перемикачів РПН відсутні

Кругові діаграми перемикаючих пристроїв РНОА-110 кВ наведено у Додатку А.

Результати осцилографування роботи контакторів РПН наведено у Додатку Б.

Прилади: СА-7100-2, № 1653, 02.2019; ЭС0210/3, № 13176, 11.2018, М2044, № 6642, 08.2019; М2044, № 17149, 07.2019; Э 533, №28946, 03.2019, Р 333, № 01655, 11.2018, МС-1 , пристрій для зняття кругових діаграм. (тип, з.н., дата держ. повірки)

Висновок: результати випробувань та вимірювань діагностичних параметрів АТ-1 відповідають вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 „Норми випробування електрообладнання” та вимогам заводських інструкцій.

Положення контактів та сигнальних ламп при знятті кругової діаграми перемикаючого пристрою РНОА-110/1000 АТ-1 ПС 330 кВ «Чернівецька» від 17.10.2019 до ремонту контакторів

Напрямок при переключенні	Положення контактів	Положення сигнальних ламп		Кут повороту вихідного валу	Норма
		HL1	HL2		
Прямий хід з 6 в 8 положення Фаза А	И1 відходить від 5	гасне	горить	64	47-77
	И1 замикається на 7	загоряєть	горить	214	195-225
	К2 розмикається, К1	миготить	миготить	260	252-276
	И2 відходить від 6	горить	гасне	64	47-77
	И2 замикається на 8	горить	загоряєть	215	195-225
	К1 розмикається, К2	миготить	миготить	260	252-276
Зворотній хід з 8 в 6 положення	И2 відходить від 8	горить	гасне	72	47-77
	И2 замикається на 6	горить	загоряєть	218	195-225
	К2 розмикається, К1	миготить	миготить	274	252-276
	И1 відходить від 7	гасне	горить	76	47-77
	И1 замикається на 5	загоряєть	горить	224	195-225
	К1 розмикається, К2	миготить	миготить	276	252-276
Прямий хід з 6 в 8 положення Фаза В	И1 відходить від 5	гасне	горить	72	47-77
	И1 замикається на 7	загоряєть	горить	218	195-225
	К2 розмикається, К1	миготить	миготить	264	252-276
	И2 відходить від 6	горить	гасне	72	47-77
	И2 замикається на 8	горить	загоряєть	217	195-225
	К1 розмикається, К2	миготить	миготить	266	252-276
Зворотній хід з 8 в 6 положення	И2 відходить від 8	горить	гасне	60	47-77
	И2 замикається на 6	горить	загоряєть	214	195-225
	К2 розмикається, К1	миготить	миготить	268	252-276
	И1 відходить від 7	гасне	горить	62	47-77
	И1 замикається на 5	загоряєть	горить	214	195-225
	К1 розмикається, К2	миготить	миготить	268	252-276

Прямий хід з 6 в 8 положення Фаза С	И1	відходить	від	5	гасне	горить	72	47-77
	И1	замикається	на	7	загоряєть	горить	216	195-225
	К2	розмикається,		К1	миготить	миготить	262	252-276
	И2	відходить	від	6	горить	гасне	74	47-77
	И2	замикається	на	8	горить	загоряєть	216	195-225
	К1	розмикається,		К2	миготить	миготить	262	252-276
Зворотній хід з 8 в 6 положення	И2	відходить	від	8	горить	гасне	64	47-77
	И2	замикається	на	6	горить	загоряєть	210	195-225
	К2	розмикається,		К1	миготить	миготить	270	252-276
	И1	відходить	від	7	гасне	горить	64	47-77
	И1	замикається	на	5	загоряєть	горить	210	195-225
	К1	розмикається,		К2	миготить	миготить	270	252-276

Норма:

Перемикання контактора (К1, К2) 264±12

Розмикання непарного контакту вибирача (И1) 62±15

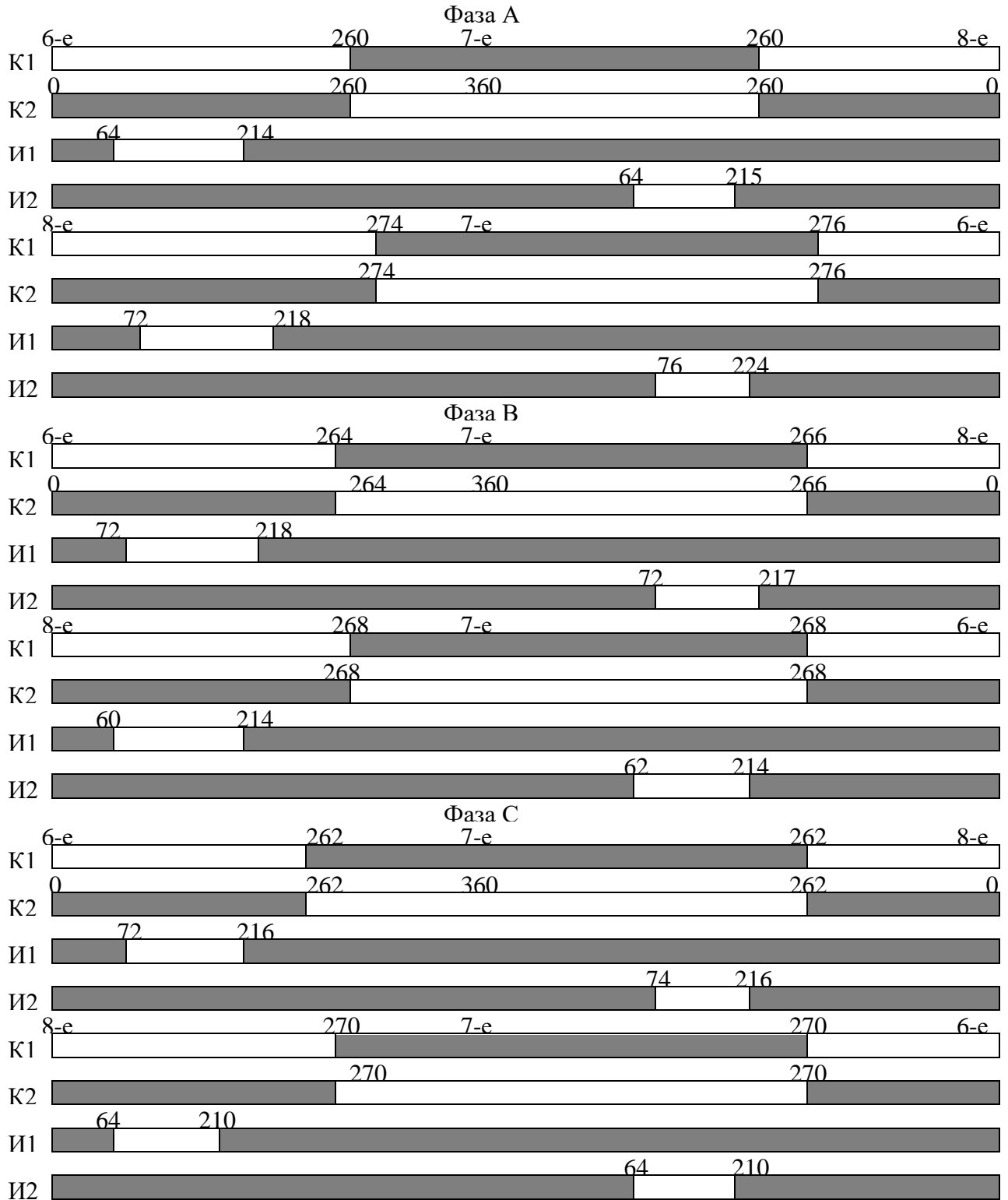
Замикання непарного контакту вибирача (И1) 210±15

Розмикання парного контакту вибирача (И2) 62±15

Замикання парного контакту вибирача (И2) 210±15

Додаток А

Кругові діаграми РПН АТ-1 ПС 330 кВ «Чернівецька» від 17.10.2019 р. (до ремонту контакторів)



Положення контактів та сигнальних ламп при знятті кругової діаграми
перемикаючого пристрою РНОА-110/1000 АТ-1 ПС 330 кВ «Чернівецька»
від 22.10.2019 після ремонту контакторів

Напрямок при переключен ні	Положення контактів	Положення сигнальних ламп		Напрямок при переключенн і	Норма
		HL1	HL2		
Прямий хід з 6 в 8 положення Фаза А	И1 відходить від 5	гасне	горить	56	47-77
	И1 замикається на 7	загоряєть	горить	204	195-225
	К2 розмикається, К1	миготить	миготить	260	252-276
	И2 відходить від 6	горить	гасне	56	47-77
	И2 замикається на 8	горить	загоряєть	205	195-225
	К1 розмикається, К2	миготить	миготить	261	252-276
Зворотній хід з 8 в 6 положення	И2 відходить від 8	горить	гасне	76	47-77
	И2 замикається на 6	горить	загоряєть	225	195-225
	К2 розмикається, К1	миготить	миготить	275	252-276
	И1 відходить від 7	гасне	горить	76	47-77
	И1 замикається на 5	загоряєть	горить	225	195-225
	К1 розмикається, К2	миготить	миготить	276	252-276
Прямий хід з 6 в 8 положення Фаза В	И1 відходить від 5	гасне	горить	68	47-77
	И1 замикається на 7	загоряєть	горить	216	195-225
	К2 розмикається, К1	миготить	миготить	263	252-276
	И2 відходить від 6	горить	гасне	70	47-77
	И2 замикається на 8	горить	загоряєть	217	195-225
	К1 розмикається, К2	миготить	миготить	265	252-276
Зворотній хід з 8 в 6 положение	И2 відходить від 8	горить	гасне	62	47-77
	И2 замикається на 6	горить	загоряєть	214	195-225
	К2 розмикається, К1	миготить	миготить	270	252-276
	И1 відходить від 7	гасне	горить	64	47-77
	И1 замикається на 5	загоряєть	горить	215	195-225
	К1 розмикається, К2	миготить	миготить	272	252-276
Прямий хід з 6 в 8 положення Фаза С	И1 відходить від 5	гасне	горить	68	47-77
	И1 замикається на 7	загоряєть	горить	210	195-225
	К2 розмикається, К1	миготить	миготить	270	252-276
	И2 відходить від 6	горить	гасне	67	47-77
	И2 замикається на 8	горить	загоряєть	210	195-225
	К1 розмикається, К2	миготить	миготить	270	252-276
Зворотній хід з 8 в 6 положення	И2 відходить від 8	горить	гасне	67	47-77
	И2 замикається на 6	горить	загоряєть	214	195-225
	К2 розмикається, К1	миготить	миготить	274	252-276
	И1 відходить від 7	гасне	горить	68	47-77
	И1 замикається на 5	загоряєть	горить	218	195-225
	К1 розмикається, К2	миготить	миготить	274	252-276

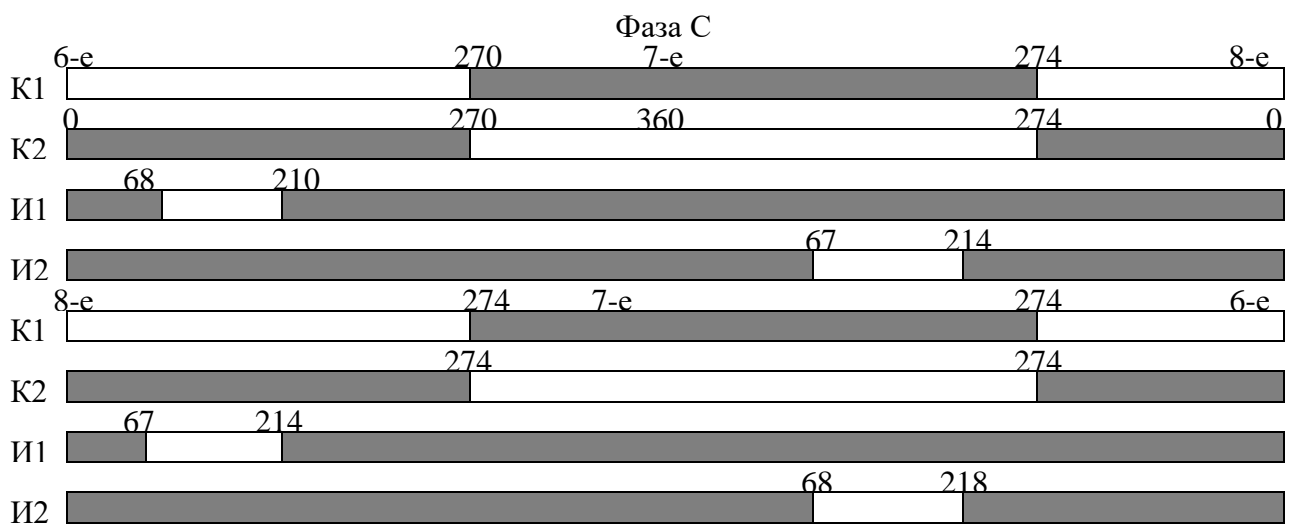
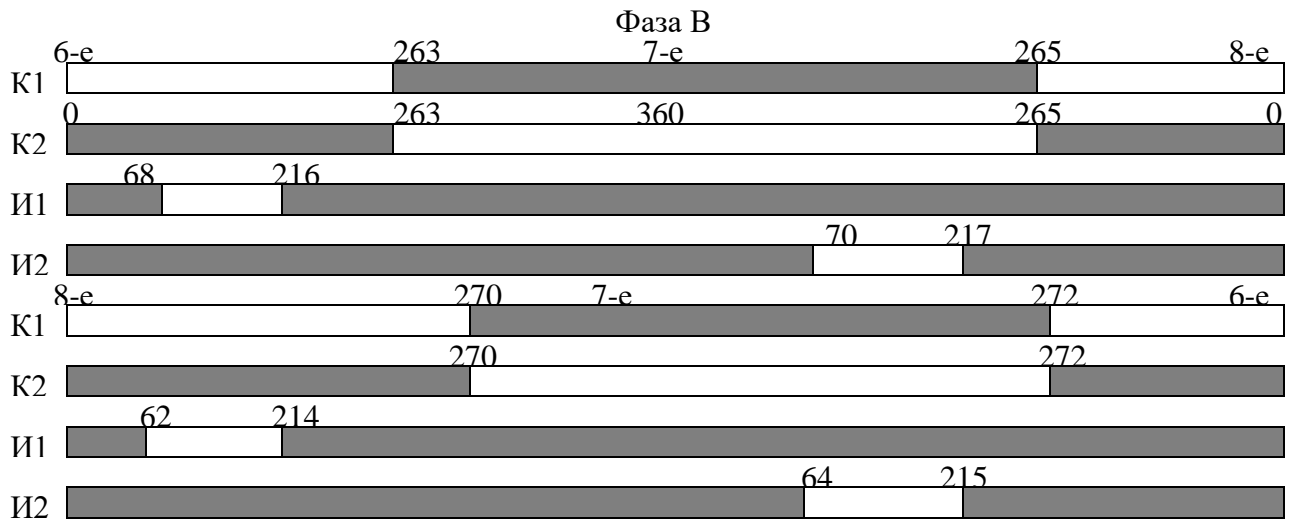
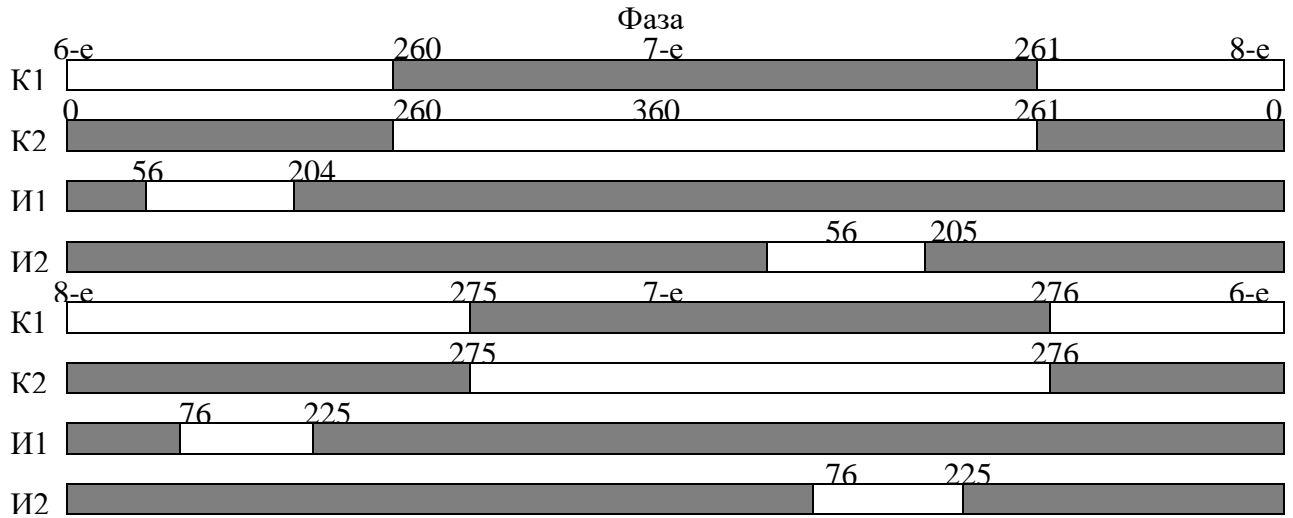
Норма:

Перемикання контактора (К1, К2)

264±12

Розмикання непарного контакту вибирача (И1)	62±15
Замикання непарного контакту вибирача (И1)	210±15
Розмикання парного контакту вибирача (И2)	62±15
Замикання парного контакту вибирача (И2)	210±15

Кругові діаграми РПН АТ-1 ПС 330 кВ «Чернівецька» від 22.10.2019 р. (після ремонту контакторів)



ДОДАТОК Г

Графічний матеріал до захисту магістерської кваліфікаційної роботи

Завідувач кафедри _____
_____ (підпис) (науковий ступінь, вчене звання, ініціали
та прізвище)
(назва кафедри)

Науковий керівник _____
_____ (підпис) (науковий ступінь, вчене звання, ініціали
та прізвище)

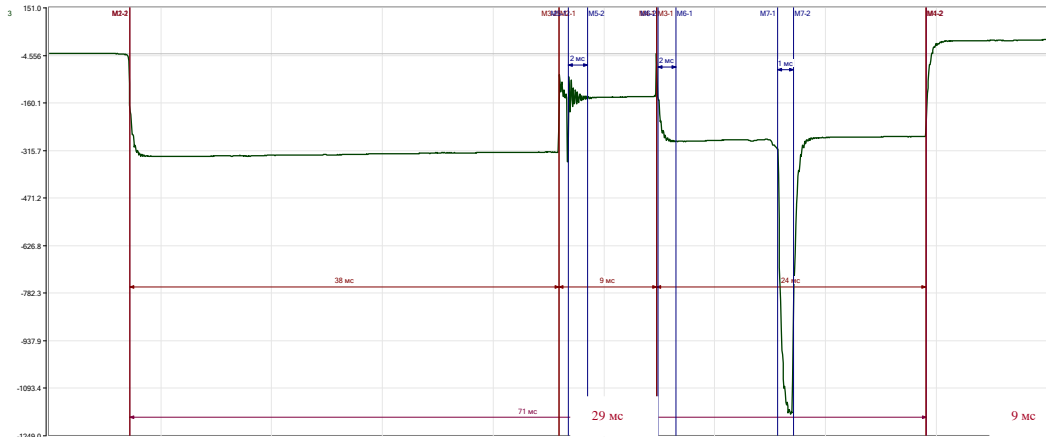
Рецензент _____
_____ (підпис) (науковий ступінь, вчене звання, ініціали
та прізвище)

Магістрант _____
_____ (підпис) (група, П.І.П.)

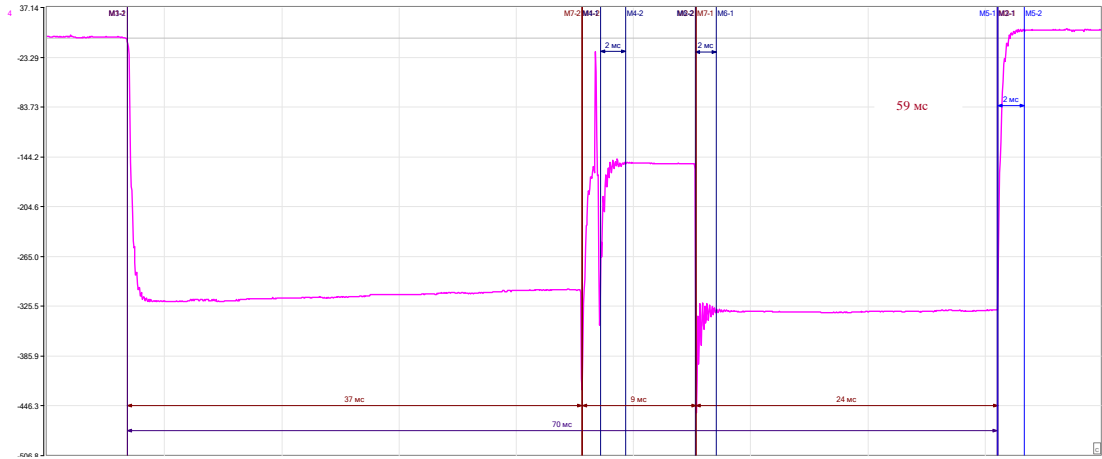
Науковий консультант _____
_____ (підпис) (науковий ступінь, вчене звання, ініціали
та прізвище)

ф.А 5 → 6 після ремонту

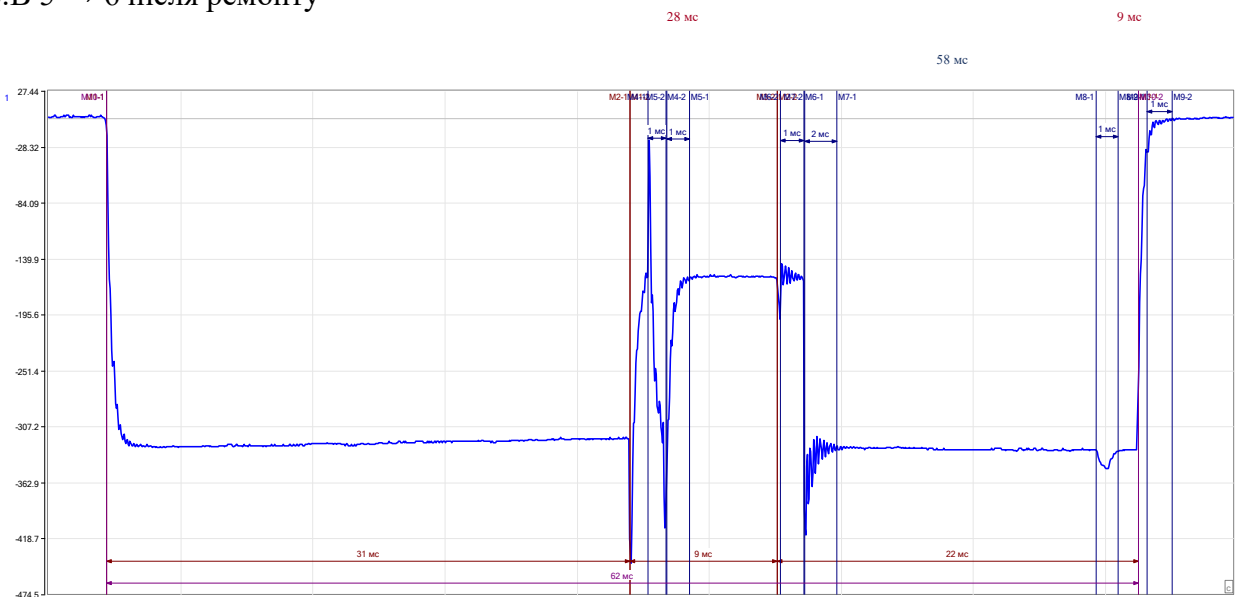
Додаток Б – Часові діаграми роботи контакторів



ф.А 6 → 5 після ремонту

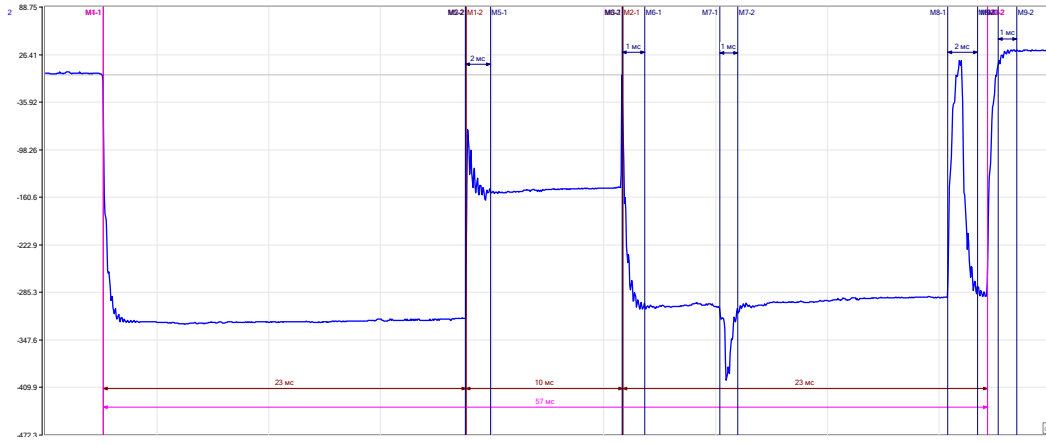


ф.В 5 → 6 після ремонту



ф.В 6 → 5 після ремонту

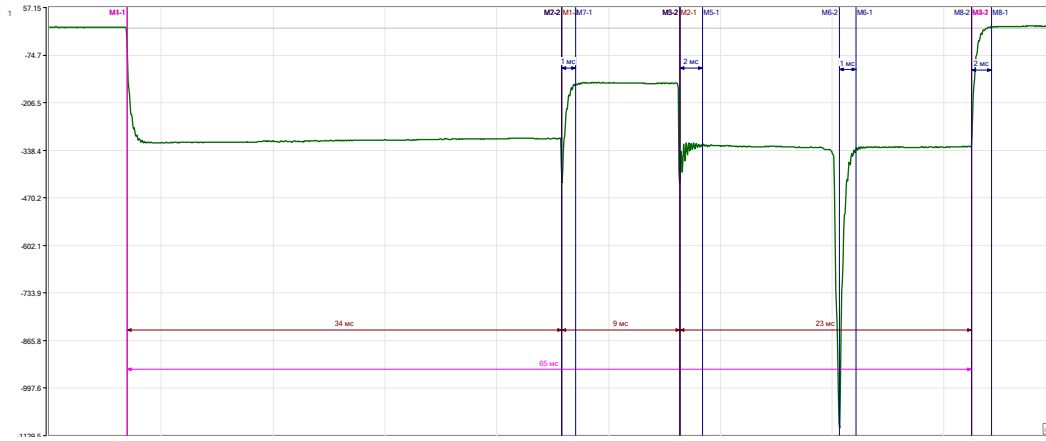
28 ms 12 ms



ф.С 5 → 6 після ремонту

24 мс

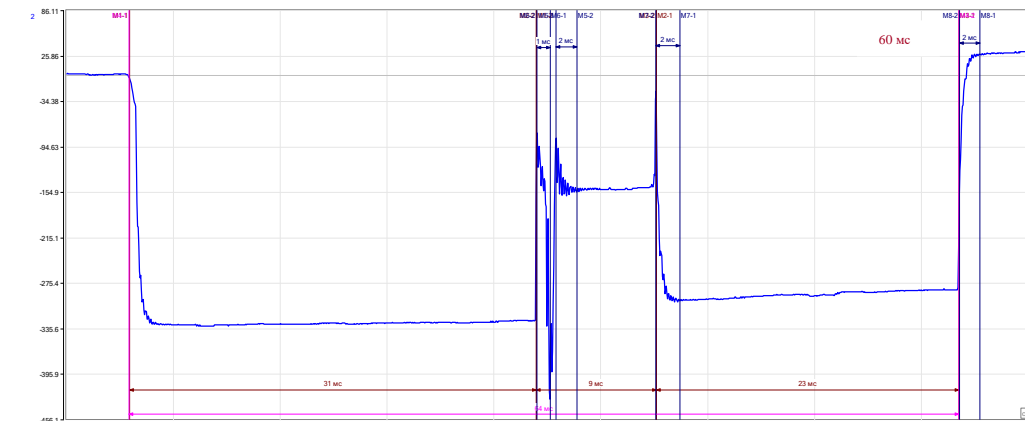
11 мс



ф.С 6 → 5 після ремонту

28 мс

11 мс



30 мс

11 мс

