

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
Кафедра відновлюваних джерел енергії

«На правах рукопису»
УДК _____

До захисту допущено:
Завідувач кафедри
_____ Василь, БУДЬКО
«__» _____ 20__ р.

Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою «Електричні станції»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
на тему: «Модернізація системи моніторингу стану силового
трансформатора теплоелектроцентралі потужністю 920 МВт»

Виконав: студент VI курсу, групи ЕТ-11мп
(шифр групи)

_____ СЬОМИК АНТОН ОЛЕГОВИЧ _____
(прізвище, ім'я, по батькові) (підпис)

Науковий керівник _____ ст. викладач, к.т.н. БОЛОТНИЙ М.П. _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Консультант охорона праці _____ професор, д.т.н. ТРЕТЬЯКОВА Л.Д. _____
(назва розділу) (посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Консультант стартап-проект _____ ст. викладач, БАХМАНЧУК С.В. _____
(назва розділу) (посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Рецензент _____ доцент, к.т.н. КАЦАДЗЕ Т.Л. _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Засвідчую, що у цій
магістерській дисертації немає
запозичень з праць інших авторів
без відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2022 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
Кафедра відновлюваних джерел енергії

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні станції»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис) Василь БУДЬКО
(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

« ____ » _____ 2022 р

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Сьомику Антону Олеговичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Модернізація системи моніторингу стану силового трансформатора теплоелектроцентралі потужністю 920 МВт», науковий керівник дисертації Болотний Микола Петрович, ст.викл., к.т.н., затверджені наказом по університету від «02» 11. 2022 р. №3655с
2. Термін подання студентом дисертації 17.12.2022
3. Об'єкт дослідження силовий трансформатор.
4. Предмет дослідження системи моніторингу стану силового трансформатора.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити забезпечити теоретичний фон поточного дослідження; збір інформації про існуючі системи моніторингу технічного стану силового трансформатора; розробка та застосування засобів контролю параметрів технічного стану функціонального вузла для модернізації системи моніторингу технічного стану силового трансформатора.
6. Орієнтовний перелік ілюстративного матеріалу:
 - 1). Постановка задачі дисертаційного дослідження.

2). Інформація про імовірні дефекти та причини пошкоджень силових трансформаторів.

3). Існуючі методи діагностики силових трансформаторів.

4). Розташування діагностичних датчиків та сенсорів на трансформаторі.

5). Ескізний проект тепловізійного моніторингу відкритого розподільчого пристрою.

6). Ефект від модернізації системи моніторингу стану трансформатора.

7. Орієнтовний перелік публікацій:

Сьомик А.О., Болотний М.П., Бондаренко В.І., Пильтій С.С., Модернізація системи моніторингу стану силового трансформатора //Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики».

8. Консультанти розділів дисертації.

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Стартап-проект	Бахмачук С.В., старший викладач		
Охорона праці	Третьякова Л.Д., професор		

9. Дата видачі завдання

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Пошук теоретичного матеріалу	04.10.2022 – 11.10.2022	
2	Аналіз теоретичного матеріалу	12.10.2022 – 27.10.2022	
3	Складання плану вирішення поставлених задач	27.10.2022 – 20.11.2022	
4	Проведення розрахунків	21.11.2022 – 27.11.2022	
5	Оформлення отриманих результатів	28.11.2022 – 04.12.2022	
6	Оформлення технічних креслень	05.12.2022 – 10.12.2022	

Студент

Антон, СЬОМИК

Науковий керівник

Микола, БОЛОТНИЙ

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 137 сторінках формату А4, яка включає в себе 48 малюнки, 42 таблиць, 38 джерела використаної літератури. Графічна частина містить 6 аркушів технічних креслень форматом А1.

Актуальність роботи. В процесі експлуатації електрообладнання станцій та підстанцій перед оперативним персоналом постає питання з виявлення пошкоджень, по можливості на ранніх етапах розвитку. Вирішенням цієї проблеми є впровадження автоматизованих систем моніторингу елементів станцій та підстанцій. Проводячи техніко-економічний розрахунок, особливу увагу слід приділяти силовому трансформатору, як найбільш дорогому елементу.

Ціллю роботи є вивчення питання виявлення внутрішніх дефектів в силовому трансформаторі за допомогою безперервного хімічного аналізу трансформаторного масла з наступними рекомендаціями для використання.

Для досягнення заявленої цілі поставлені наступні **завдання дослідження**:

1. Дослідити наявні системи моніторингу, які використовуються для оцінки стану систем трансформаторів потужністю 10-63 МВА.
2. Обґрунтувати критерії вибору складових систем моніторингу, які використовують хімічний і хроматографічний аналізи трансформаторного масла.
3. Запропонувати до використання можливі системи моніторингу для трансформаторів потужністю 10-63 МВА та напругою 110/10 кВ.
4. Обґрунтувати економічну доцільність використання даних систем.

Об'єкт дослідження - силові трансформатори потужністю 10-63 МВА та напругою 110-220/10 кВ.

Предмет дослідження - методи і засоби моніторингу силових трансформаторів.

Наукова новизна основних положень і результатів:

1. Дано огляд нормативної літератури, які приписує перехід від планових оглядів до безперервного моніторингу в якості пріоритетного напрямку розвитку енергетики.

2. Представлено для розуміння стану питання огляд методів діагностики і моніторингу силових трансформаторів.

3. Виявлені методи і засоби моніторингу, які можна використовувати для визначення стану трансформатора потужністю 10-63 МВА та напругою 110-220/10 кВ.

4. Проведено техніко-економічне обґрунтування використання системи моніторингу силового трансформатора.

Практичне значення роботи:

1. Робота може представляти інтерес для організацій, які проектують і експлуатують системи електропостачання.

2. Використання систем моніторингу силових трансформаторів дозволяє виявляти дефекти на ранній стадії розвитку, виключаючи подальший розвиток.

3. Виявлення дефектів дозволяє усувати їх, не наражаючи електрообладнання їхньому подальшому впливу, що призводить до виходу з ладу і аварійним ситуаціям

Окрім підвищення надійності системи електропостачання досягається і економічний ефект від використання системи, які окупляться за рахунок відмови від проведення планових ремонтів і заміни обладнання внаслідок виходу з ладу.

Публікації за тематикою досліджень.

Сьомик А.О., Пильтій С.С., Бондаренко В.І., Болотний М.П.
ТЕРМОДІАГНОСТИКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ // Збірник доповідей міжнародної науково-

технічної конференції «Сучасні проблеми електроенергетики та автоматики». – Київ: НТУУ «КПІ», 2022.-

ABSTRACT

The master's thesis consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 13 pages of A4 format, which includes 48 figures, 42 tables, and 38 sources of used literature. The graphic part contains 6 sheets of technical drawings in A1 format.

Relevance of work. In the operating process of the electrical equipment of stations and substations, the operational staff faces the issue of detecting damage, if possible at the early stages of development. The solution of this problem is the introduction of automated systems for monitoring elements of stations and substations. During conducting technical and economic calculation, special attention should be paid to the power transformer, as the most expensive element.

The purpose of the work is to study the issue of detecting internal defenses in a power transformer using continuous chemical analysis of transformer oil with the following recommendations for use.

To achieve the stated goal, the following research tasks were set:

1. Investigate existing monitoring systems that are used to assess the state of transformer systems with a capacity of 10-63 MVA.
2. To justify the selection criteria of component monitoring systems that use chemical and chromatographic analyzes of transformer oil.
3. Propose for use possible monitoring systems for transformers with a capacity of 10-63 MVA and a voltage of 110/10 kV.
4. To justify the economic feasibility of using these systems.

The research object is power transformers with a capacity of 10-63 MVA and a voltage of 110-220/10 kV.

The subject of research is methods and means of monitoring power transformers.

Scientific novelty of the main provisions and results:

1. An overview of the normative literature is given, which attributes the transition from planned inspections to continuous monitoring as a priority direction of energy development.
2. An overview of diagnostic and monitoring methods of power transformers is presented to understand the state of the issue.
3. Identified methods and means of monitoring that can be used to determine the condition of a transformer with a capacity of 10-63 MVA and a voltage of 110-220/10 kV.
4. The technical and economic justification of the use of the power transformer monitoring system was carried out.

Practical significance of work:

1. The work may be of interest to organizations that design and operate power supply systems.
2. The use of power transformer monitoring systems allows detecting defects at an early stage of development, excluding further development.
3. Detection of defects allows you to eliminate them without exposing the electrical equipment to their further influence, which leads to failure and emergency situations

In addition to increasing the reliability of the power supply system, the economic effect of using the system is also achieved, which will pay off due to the refusal of planned repairs and replacement of equipment due to failure.

Research publications.

Somyk A.O., Pyltii S.S., Bondarenko V.I., Bolotny M.P. THERMAL DIAGNOSTICS OF THE TECHNICAL CONDITION OF ELECTRICAL EQUIPMENT // Collection of reports of the international scientific and technical conference «Modern problems of electric power and automation». - Kyiv: NTUU «KPI», 2022.-

ЗМІСТ

РЕФЕРАТ	4
ABSTRACT	7
ВСТУП	13
РОЗДІЛ 1 ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ СТАНЦІЇ	15
1.1 Вибір структурної схеми ТЕЦ	15
1.2 Вибір основного електрообладнання ТЕЦ	18
1.2.1 Вибір турбогенераторів	18
1.2.2 Вибір трансформаторів зв'язку	19
1.2.3 Вибір блочних трансформаторів	21
1.2.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку	22
1.2.5 Вибір секційного реактору	24
1.3 Техніко-економічне порівняння варіантів структурних схем ТЕЦ	26
1.4 Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв	30
1.4.1 Вибір схеми ГРП 10.5 кВ	30
1.4.2. Вибір схеми РП 110 кВ	31
1.4.3 Вибір схеми РП 330 кВ	33
1.4.4 Вибір трансформаторів та схеми системи власних потреб	34
Висновки до розділу	37
РОЗДІЛ 2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ВИБІР КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ	39
2.1 Розрахунок параметрів заступної схеми та внутрішнього опору енергосистеми	39
2.1.1 Розрахунок параметрів заступної схеми	39
2.1.2 Розрахунок опору енергосистеми	41
2.2 Розрахунок струмів КЗ та вибір комутаційних апаратів на генераторному розподільчому пристрої 10.5 кВ	44
2.2.1 Розрахунок трифазного КЗ на ГРП 10.5 кВ	44
2.2.2 Розрахунок двофазного КЗ на ГРП 10.5 кВ	52

2.2.3 Вибір вимикача та роз'єднувача на генераторному приєднанні до ГРП 10.5 кВ	53
2.3 Вибір обладнання розрахунковому відгалуженні	55
2.3.1 Вибір лінійного реактора та вимикача	55
2.3.2 Вибір кабелю	57
2.3.3 Вибір трансформатора струму	59
2.3.4 Вибір трансформатора напруги	60
Висновки до розділу	61
РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ І ОБГРУНТУВАННЯ ЗАВДАНЬ ДОСЛІДЖЕННЯ	62
3.1 Внутрішні пошкодження силових трансформаторів потужністю 10-63 МВА та напругою 110-220/10 кВ	62
3.2 Визначення технічного стану силових трансформаторів	63
3.2.1 Зміни в технічному стані силових трансформаторів при експлуатації	63
3.2.2 Оцінка технічного стану силових трансформаторів	66
3.2.3 Методи визначення технічного стану силових трансформаторів	67
3.3 Актуальність розвитку моніторингу стану силових трансформаторів потужністю 10-63 МВА напругою 110-220/10 кВ	75
РОЗДІЛ 4 ХРОМАТОГРАФІЧНИЙ ТА ХІМІЧНИЙ АНАЛІЗ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА	78
4.1 Хроматографічний аналіз трансформаторного масла	78
4.1.1 Визначення	78
4.1.2 Дефекти, які визначаються в трансформаторах за допомогою ХАРГ	78
4.1.3 Визначення виду та характеру дефекту, що розвивається, за критеріями відношення концентрацій пар газів	79
4.1.4 Періодичність контролю	81
4.1.5 Трикутник Дюваля	82

4.1.6. Метод відношень Дорненбурга	84
4.2 Хімічний аналіз трансформаторного масла	87
4.3 Пристрої , які використовуються для хроматографічного та хімічного аналізу трансформаторного масла	90
Висновки до розділу	93
РОЗДІЛ 5 РОЗРОБКА ТА ВИКОРИСТАННЯ ЗАСОБІВ МОНІТОРИНГУ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	94
5.1 Датчики, які використовуються в системах моніторингу газів, що розчинені в маслі	94
5.2 Інтегрування підсистеми моніторингу газів, розчинених в маслі, в загальну систему моніторингу стану силового трансформатора	102
5.2.1 Комплексна система моніторингу силового трансформатора виробництва GE Energy	102
5.2.2 Комплексна система моніторингу силового трансформатора виробництва компанії ABB	104
5.2.3 Комплексна система моніторингу силового трансформатора виробництва SIEMENS	106
5.2.4 Комплексна система моніторингу силового трансформатора виробництва SERVERON	107
5.2.5 Комплексна автоматизована система TPAS	109
Висноки до розділу	111
РОЗДІЛ 6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРА НАПРУГОЮ 110 кВ	112
Вступ	112
6.1 Технічні характеристики устаткування	112
6.2 Аналіз умов праці	113
6.3 Аналіз небезпечних і шкідливих чинників	114
6.4 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці	115

6.5 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників	118
6.6. Аналіз надзвичайних ситуацій і заходи їх запобігання	119
Висновки до розділу	121
РОЗДІЛ 7 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ	122
Вступ	122
7.1. Опис ідеї технології	122
7.2. Визначення техніко-економічних характеристик ідеї	124
7.3. Технологічний аудит ідеї проекту	126
7.4 SWOT- аналіз стартап-проекту	128
Висновки до розділу	128
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	130
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	133

ВСТУП

Електростанція – це підприємство, яке призначене для виробництва електричної енергії.

Провідна роль належить тепловим електричним станціям – підприємствам, які виробляють електроенергію шляхом перетворення хімічної енергії горіння пального в механічну енергію обертання валу генератора. Різновидом теплових електростанцій є теплоелектроцентралі, особливістю яких є робота за графіком споживання теплової енергії, а не електричної, що дещо підвищує їхній коефіцієнт корисної дії.

Основним завданням енергетики є збільшення обсягів виробництва електричної енергії, що стимулює розвиток інших галузей промисловості. Також енергетична галузь допомагає вирішити питання скорочення термінів будівництва нових та майбутніх об'єктів, зменшення капіталовкладень та покриття втрат, удосконалення структури виробництва та розподілу електричної енергії.

В даній роботі було поставлено завдання з проектування теплоелектроцентралі, яка складається з технічного опису нового енергетичного об'єкту для вироблення та постачання електричною енергією споживачів.

Початковими даними для проектування є технічне завдання, в якому надано орієнтовний опис об'єкту, складено в загальновідомій формі, та складається з загальної та спеціальної інформації про об'єкт.

Конкретність проектування електростанцій, як основних установок електроенергетичної систем (ЕЕС) виявляється на фінальному етапі проектування ЕЕС, в термін, під час якого проходить уточнення і коригування схеми генерації необхідних енергетичних районів, і, також, відбувається перевірка технічної можливості виконання робіт. В цей етап входить перевірка планових рішень, визначення капіталовкладень і рентабельності інвестицій. Технічні рішення та їхнє подальше

виконання повинні відображати тенденції до розвитку електричних та енергетичних комплексів. Цілі проектування ТЕЦ:

1. Створення та перевірка загальних та спеціальних умов вироблення і передавання електроенергії відповідно графіку навантаження, який є попередньо відомим.

2. Забезпечення високого рівня надійності в роботі електрообладнання.

3. Забезпечення високої якості виробленої електричної енергії.

4. Зменшення фінансових витрат на будівництво підприємств, зниження щорічних витрат на їхню експлуатацію.

Вихідні дані для розрахунку.

1	Потужність електричної станції, МВт	920
2	Потужність електричної станції, МВт	$2 \times 60 + 2 \times 100 + 2 \times 300$
3	Потужність місцевого навантаження, МВт	86.6
4	Потужність розрахункового відгалуження, МВт	6
5	Кількість ліній місцевого навантаження, шт.	22
6	Потужність, що видається в мережу 110кВ, МВт	98.6
7	Граничний струм КЗ на шинах 330 кВ приєднання електричної станції до системи, КЗ системи, кА	31.2

РОЗДІЛ 1 ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ СТАНЦІЇ

1.1 Вибір структурної схеми ТЕЦ

При виборі структурної схеми необхідно дотримуватись таких правил:

1. Найекономічнішим режимом роботи станції є блочний режим.
2. Живлення місцевого навантаження виконується енергією, яка вироблена на збірних шинах.

Вимоги до головної схеми електростанції:

1. Відповідність до умов роботи електростанції в енергосистемі та до технологічної схеми.
2. Простота експлуатації: наглядність схеми, мінімальна можлива кількість перемикачів для зміни режиму, можливість виконувати ремонт без порушень режимів роботи електроустановок.
3. Автоматизація установок за наявності економічної доцільності.
4. Належний, економічно доцільний, рівень надійності.

На генераторній напрузі на теплоелектоцентралях широко застосовується схема з двома системами збірних шин, яка має секціонування робочих шин. Система власних потреб електростанції та місцеве навантаження отримують живлення від збірних шин через окремі лінії, які під'єднуються до збірних шин через розвилку з двох шинних роз'єднувачів, що дозволяє виконувати роботу на будь-якій системі шин, при цьому один з роз'єднувачів відключений в нормальному режимі.

Основною перевагою вище такої схеми є можливість виконання ремонту будь-якої системи шин без перерви живлення споживачів та зупинки генераторів і котлоагрегатів. З іншого боку, причиною розповсюдження описаної схеми є те, що час перерви живлення відносно невеликий та дорівнює часу перемикачів з робочої системи шин

на резервну. Також перевагою є і наявність шиноз'єднувального вимикача, яким можна замінити вимикач будь-якого приєднання.

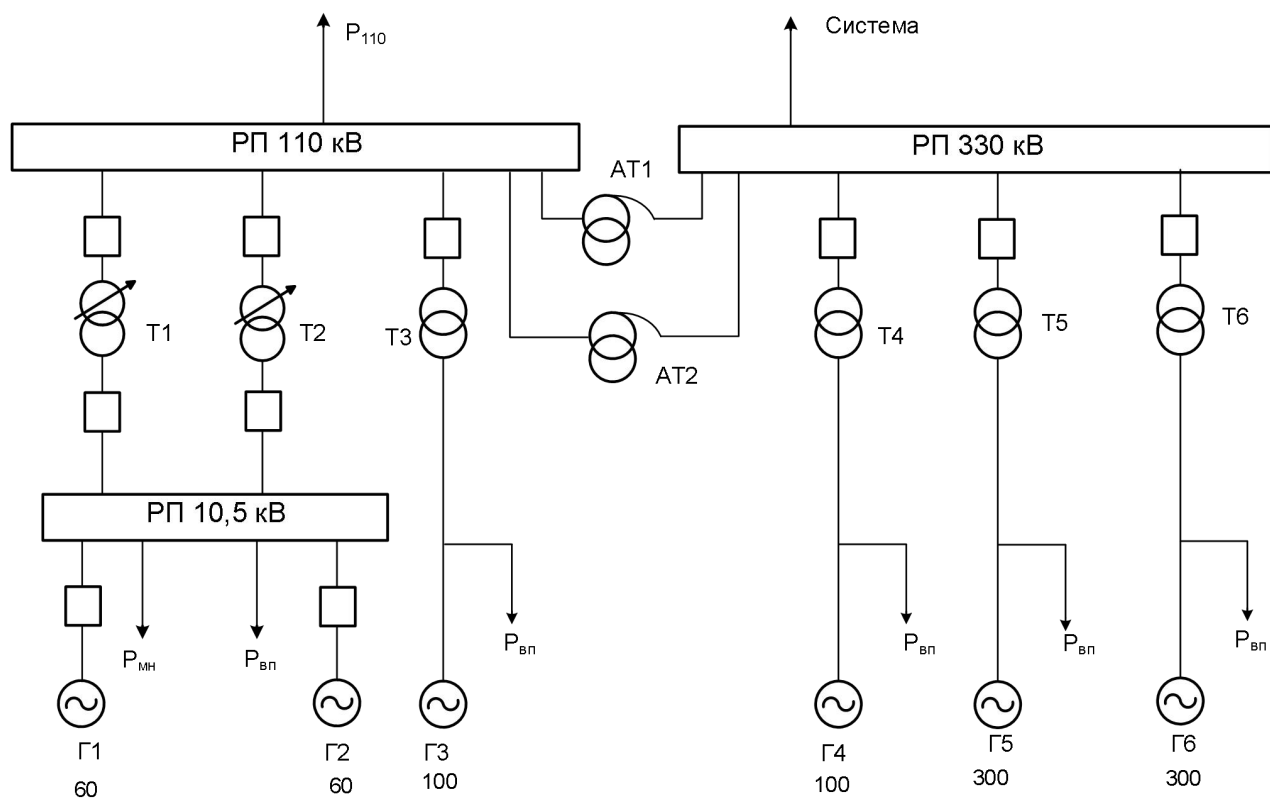
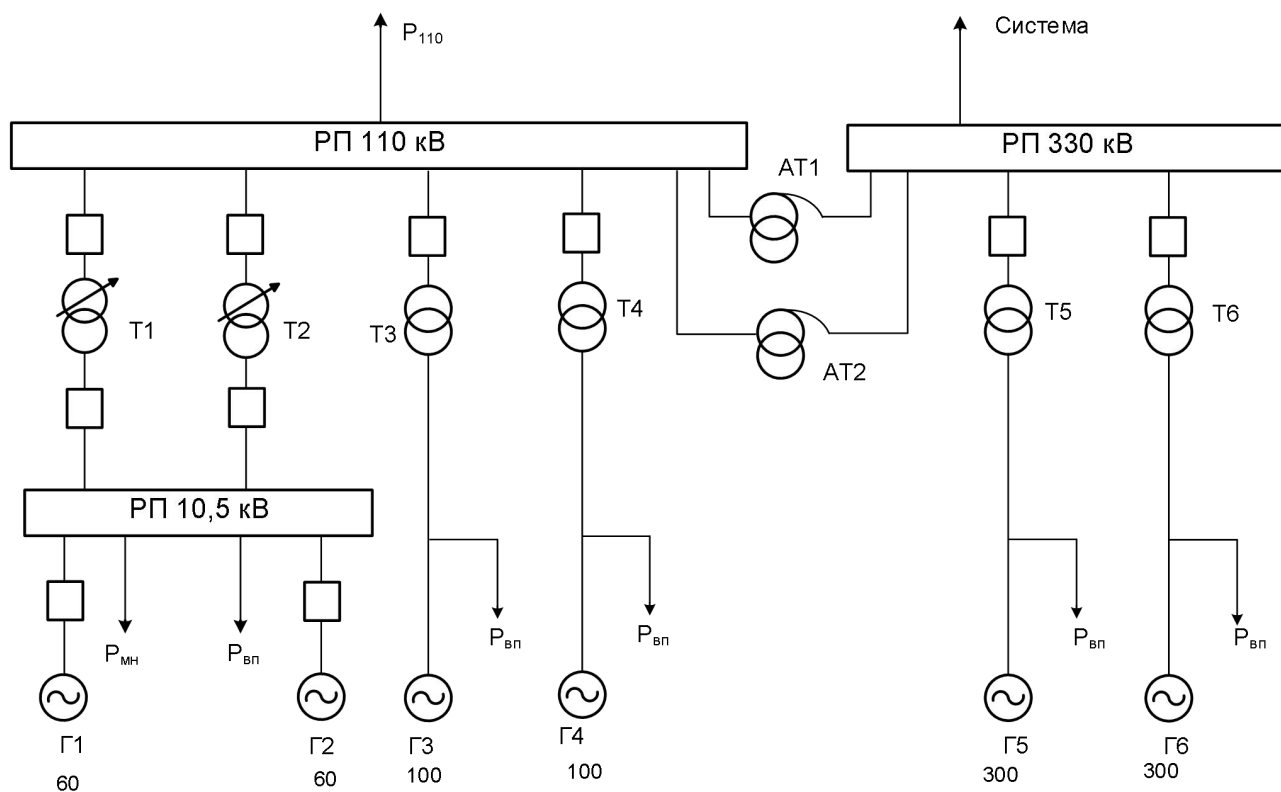
Проаналізувавши наведену вище інформацію можна зробити висновок, що схема є гнучкою та має достатній рівень надійності.

Структурні схеми трьох варіантів зображені на рисунках 1.1, 1.2 та 1.3 відповідно, на яких показані турбогенератори G , розподільчі пристрої високих напруг РП 110 кВ та 330 кВ і генераторної напруги ГРП 10.5 кВ, лінії живлення місцевого навантаження $P_{\text{мн}}$, трансформатори зв'язку Т1 і Т2, трансформатори блочних приєднань Т3, Т4, Т5, Т6, а також автотрансформатори зв'язку АТ1 та АТ2.

В 1-му варіанті: два генератори по 60 МВт кожен, кожен з яких з'єднаний зі своєю секцією ГРП 10.5 кВ, два генератори по 100 МВт, які з'єднані з РП 110 кВ за блоковим принципом, два генератори 300 МВт, які з'єднані з РП 330 кВ також за блоковим принципом.

В 2-му варіанті два генератора по 60 МВт кожен, кожен з яких з'єднаний зі своєю секцією ГРП 10.5 кВ, один генератор 100 МВт, який з'єднаний з РП 110 кВ за блоковим принципом, один генератор 100 МВт, який з'єднаний з РП 330 кВ за блоковим принципом, два генератори 300 МВт, які з'єднані з РП 330 кВ також за блоковим принципом.

В 3-му варіанті два генератори по 60 МВт кожен, кожен з яких з'єднаний зі своєю секцією ГРП 10.5 кВ, два генератори по 100 МВт та два генератори 300 МВт, які з'єднані з РП 330 кВ за блоковим принципом.



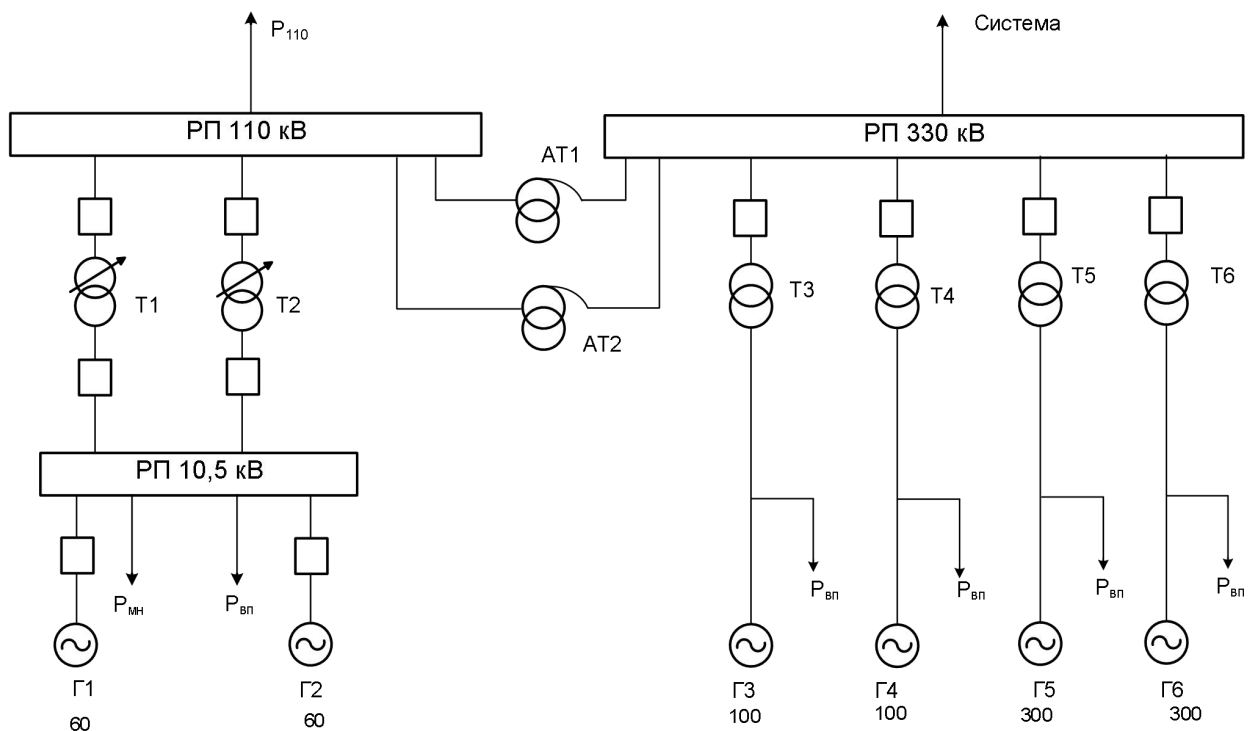


Рисунок 1.3 - Структурна схема (Варіант 3-й)

1.2 Вибір основного електрообладнання ТЕЦ

1.2.1 Вибір турбогенераторів

Відповідно до умов завдання, необхідно обрати генератори, які забезпечать загальну потужність в 920 МВт. Кількість генераторів, які будуть під'єднані до ГРП 10.5 кВ, залежить від споживання місцевого навантаження та потужності системи власних потреб електростанції. Потужність системи власних потреб для ТЕЦ складає 10% від потужності генераторів, які приєднані до ГРП 10.5 кВ. Вибір кількості генераторів виконується з умови:

$$P_{\text{мн}} \leq \left(\sum P_{\text{ном Г}} - P_{\text{вп}} \right)$$

Тому обрано два генератори типу ТВФ-63-2У3, два генератори типу ТВФ-120-2У3 і ще два генератори типу ТГВ-300-2У3. Номінальні характеристики обраних генераторів наведено в таблиці 1.1.

Таблиця. 1.1 - Номінальні параметри турбогенераторів

Параметр	ТВФ-63-2УЗ	ТВФ-120-2УЗ	ТГВ-300-2УЗ
Номінальна повна потужність $S_{\text{ном}}$, МВА	78.75	125	353
Номінальна активна потужність $P_{\text{ном}}$, МВт	60	100	300
Номінальна напруга $U_{\text{ном}}$, кВ	10.5	10.5	20
Номінальний струм $I_{\text{ном}}$, кА	4.33	6.875	10.2
Коефіцієнт потужності $\cos(\varphi)_{\text{ном}}$	0.8	0.8	0.85
Над перехідний опір X_d'' , %	15.3	19.2	19.5
Номінальна частота обертання $n_{\text{ном}}$, об/хв	3000	3000	3000

1.2.2 Вибір трансформаторів зв'язку

Виконуючи вибір трансформаторів зв'язку, слід взяти до уваги, що їхня номінальна потужність повинна бути достатньою для передачі в систему надлишку потужності ТЕЦ при максимальному тепловому навантаженні та мінімальному електричному навантаженні районної мережі, окрім цього район повинен бути забезпеченим живленням від системи при максимальному електричному навантаженні і мінімальному тепловому навантаженні. Для цього режиму рекомендовано врахувати відключення одного генератора, а саме того, який є найпотужнішого з приєднаних до ГРП. Через наявність можливості зворотнього потоку потужності та різних вимог до регулювання напруги на шинах, ТЗ повинні бути оснащені апаратами регулювання під навантаженням (РПН). Відповідно до вимог надійності забезпечення електроенергією місцевого навантаження передбачається встановлення двох трансформаторів зв'язку на проектованій теплоелектроцентралі.

Потужність власних потреб, як вказано вище, приймаємо 10%.

Визначимо потужність, яка тече через трансформатори зв'язку в трьох режимах:

- Режим мінімального навантаження;
- Режим максимального навантаження;
- Аварійний режим (вимкнення найпотужнішого генератора).

Максимальне місцеве навантаження (МН) - 86.6 МВт. Мінімальне місцеве навантаження (МН) - 0.85 від максимального, а саме - 73.61 МВт.

Надлишкова потужність при максимальному МН

$$S_{\text{надл1}} = \frac{\sum P_{\text{ном Г}} - P_{\text{ВП}} - P_{\text{МН max}}}{\cos\varphi} = \frac{120 - 12 - 86.6}{0.8} = 26.75 \text{ МВА}$$

Надлишкова потужність при мінімальному МН

$$S_{\text{надл2}} = \frac{\sum P_{\text{ном Г}} - P_{\text{ВП}} - P_{\text{МН min}}}{\cos\varphi} = \frac{120 - 12 - 73.61}{0.8} = 42.987 \text{ МВА}$$

Надлишкова потужність при в аварійному режимі

$$S_{\text{надл3}} = \frac{P_{\text{ав}} - P_{\text{ВП}} - P_{\text{МН max}}}{\cos\varphi} = \frac{60 - 12 - 86.6}{0.8} = -48.25 \text{ МВА}$$

За найбільшим розрахованим надлишковим навантаженням визначаємо потужність кожного з двох трансформаторів зв'язку

$$S_{\text{нт}} \geq \frac{S_{\text{розраз}}}{1.4} \geq \frac{48.25}{1.4} \geq 34.464 \text{ МВА}$$

Обрано два ТЗ з РПН типу ТДН-40000/110, характеристики якого наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Номінальні параметри трансформатора ТДН-40000/110

Параметр	Номінальне значення
Номінальна потужність $S_{\text{ном}}$, МВА	40
Напруга короткого замикання $U_K\%$	10.5
Напруга обмотки ВН $U_{\text{ВН}}$, кВ	115
Напруга обмотки НН $U_{\text{НН}}$, кВ	10.5
Втрати х.х. $\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	34
Втрати к.з. $\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	170
Струм х.х. $I_{\text{хх}}\%$	0.55

Для всіх варіантів ТЗ будуть однаковими.

1.2.3 Вибір блочних трансформаторів

Використання блочної схеми приєднання генераторів спричинено необхідністю трансформаторів забезпечувати передачу потужності в систему середньої та високої напруги з врахуванням потужності, яка живить систему власних потреб і, за необхідності, місцевих споживачів. В даній роботі слід врахувати живлення тільки системи власних потреб.

Навантаження системи ВП прийнято 10% від генерації.

Потужність трансформатора для блоку 100 МВт

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{P_{\text{нг}} - P_{\text{вп}}}{\cos(\varphi)} \geq \frac{100 - 10}{0.8} \geq 112.5 \text{ МВА}$$

Потужність трансформатора для блоку 300 МВт

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{P_{\text{нг}} - P_{\text{вп}}}{\cos(\varphi)} \geq \frac{300 - 30}{0.85} \geq 317.65 \text{ МВА}$$

1. Для першого варіанту обрано два трансформатори типу ТДЦ-125000/110 і два трансформатори типу ТДЦ-400000/330, номінальні характеристики яких наведено в таблиці 1.3.

2. Для другого варіанту обрано один трансформатор типу ТДЦ-125000/110, один трансформатор типу ТДЦ-125000/330 і два трансформатори типу ТДЦ-400000/330, номінальні характеристики яких наведено в таблиці 1.3.

3. Для третього варіанту обрано два трансформатори типу ТДЦ-125000/330 і два трансформатори типу ТДЦ-400000/330, номінальні характеристики яких наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3. Номінальні параметри блочних трансформаторів

Параметр	ТДЦ- 125000/110	ТДЦ- 125000/330	ТДЦ- 400000/330
Номінальна потужність $S_{\text{ном}}$, МВА	125	125	400
Напруга короткого замикання $U_K\%$	10.5	11	11.5
Напруга обмотки ВН $U_{\text{ВН}}$, кВ	121	347	347
Напруга обмотки НН $U_{\text{НН}}$, кВ	10.5	10.5	20
Втрати х.х. $\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	120	125	300
Втрати к.з. $\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	400	380	790
Струм х.х. $I_{\text{хх}}\%$	0.55	0.55	0.45

1.2.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку

Потужність автотрансформаторів зв'язку, які будуть встановлені для з'єднання розподільчих пристроїв середньої та високої напруги, визначається з розрахованих перетікань потужності між РП в режимах максимального і мінімального навантаження та в аварійному режимі. Аварійний режим полягає у виході з ладу одного з блоків, які приєднані до РП середньої напруги.

Якщо втрата зв'язку РП ВН і РП СН спричиняє порушення живлення місцевого навантаження або якщо мінімальне навантаження РП середньої напруги менше, ніж технічний мінімум потужності відокремлених блоків, слід використати два автотрансформатори зв'язку.

Для 1 варіанту.

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos \varphi_{\text{Нав}}} = \frac{320}{0.8} - \frac{98.6 + 86.6 + 32}{0.85} = 144.471 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos \varphi_{\text{Нав}}} = \frac{320}{0.8} - \frac{78.88 + 73.61 + 32}{0.85} = 182.953 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos \varphi_{\text{Нав}}} = \frac{220}{0.8} - \frac{98.6 + 86.6 + 32}{0.85} = 19.471 \text{ МВА}$$

$$S_{HT} = \frac{S_{розр\ макс}}{1.4} = \frac{182.953}{1.4} = 130.681 \text{ МВА}$$

Обрано два автотрансформатори зв'язку типу АТДЦТН-200000/330/110, номінальні характеристики яких наведено в таблиці 1.4.

Для 2 варіанту.

$$S_{\max} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{MH} + P_{ВП}}{\cos \varphi_{HAB}} = \frac{220}{0.8} - \frac{98.6 + 86.6 + 22}{0.85} = 31.235 \text{ МВА}$$

$$S_{\min} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{MH} + P_{ВП}}{\cos \varphi_{HAB}} = \frac{220}{0.8} - \frac{78.88 + 73.61 + 22}{0.85} = 69.718 \text{ МВА}$$

$$S_{ав} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{MH} + P_{ВП}}{\cos \varphi_{HAB}} = \frac{120}{0.8} - \frac{98.6 + 86.6 + 22}{0.85} = -93.765 \text{ МВА}$$

$$S_{HT} = \frac{S_{розр\ макс}}{1.4} = \frac{93.765}{1.4} = 66.975 \text{ МВА}$$

Обрано два автотрансформатори зв'язку типу АТДЦТН-125000/330/110, номінальні характеристики яких наведено в таблиці 1.4.

Для 3 варіанту.

$$S_{\max} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{MH} + P_{ВП}}{\cos \varphi_{HAB}} = \frac{120}{0.8} - \frac{98.6 + 86.6 + 12}{0.85} = -82 \text{ МВА}$$

$$S_{\min} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{MH} + P_{ВП}}{\cos \varphi_{HAB}} = \frac{120}{0.8} - \frac{78.88 + 73.61 + 12}{0.85} = -43.518 \text{ МВА}$$

$$S_{ав} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{MH} + P_{ВП}}{\cos \varphi_{HAB}} = \frac{60}{0.8} - \frac{98.6 + 86.6 + 12}{0.85} = -157 \text{ МВА}$$

$$S_{HT} = \frac{S_{розр\ макс}}{1.4} = \frac{157}{1.4} = 112.143 \text{ МВА}$$

Обрано два автотрансформатори зв'язку типу АТДЦТН-125000/330/110, номінальні характеристики яких наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 - Номінальні параметри автотрансформаторів зв'язку

Параметр	АТДЦТН- 200000/330/110	АТДЦТН- 125000/330/110
Номінальна потужність $S_{\text{ном}}$, МВА	200	125
Напруга обмотки ВН $U_{\text{ВН}}$, кВ	330	330
Напруга обмотки СН $U_{\text{СН}}$, кВ	115	115
Напруга обмотки НН $U_{\text{НН}}$, кВ	10.5	10.5
Втрати х.х. $\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	155	100
Втрати к.з. $\Delta P_{\text{к(ВН-СН)}}$, кВт	560	335
Напруга КЗ $U_{\text{к(ВН-СН)}}$ %	10.5	10
Напруга КЗ $U_{\text{к(ВН-НН)}}$ %	38	35
Напруга КЗ $U_{\text{к(СН-НН)}}$ %	25	24
Струм х.х. $I_{\text{хх}}$ %	0.45	0.45

1.2.5 Вибір секційного реактору

За наявності поперечних генераторних зв'язків на теплоелектроцентралі вибір секційного реактору виконується раніше вибору лінійних реакторів. Вибір виконується в такій послідовності:

1. Визначення кількості секцій ГРП 10.5 кВ з урахуванням надійності живлення місцевого навантаження відповідно до конфігурації живильної мережі і роботи електростанції. Ці умови означають, що вихід з ладу або ремонт секцій ГРП 10.5 кВ не повинні переривати постачання місцевого навантаження електричною та тепловою енергією. Зазвичай, необхідний показник надійності досягається при під'єднанні кожного з генераторів до окремої секції.

2. Визначення типу під'єднання секційних генераторів:

- Радіальна – дві-три секції.
- Кільцева – три та більше секцій.

3. Розрахунок і аналіз перетікань потужності між секціями в нормальному режимі та при втраті живильних приєднань –

трансформаторів зв'язку або генераторів. За розрахованими значеннями знаходять номінальні струми секційних реакторів. Певному значенню номінального струму може відповідати кілька значень індуктивного опору, серед яких обирається найбільше.

4. Технічним обґрунтуванням необхідності використання секційних реакторів є перевищення струмом короткого замикання значення струму електродинамічної стійкості вимикачів 10 кВ в без використання секційних реакторів. В інших випадках необхідне економічне обґрунтування. Для цього треба за розширеними економічними показниками вартості РП порівняти два варіанти виконання ГРП 10.5 кВ – без секційних реакторів та з ними. Зниження сумарних капіталовкладень та на покриття втрат на 10 і більше відсотків, зменшення терміну окупності та підвищення рентабельності інвестицій і є економічним обґрунтуванням використання секційних реакторів.

5. Умовою необхідності використання секційних реакторів також є перевірка втрат напруги при найбільших перетіканнях потужності між секціями, які не повинні перевищувати 5-6%. В іншому випадку слід використовувати вимикачі або роз'єднувачі, які зроблять можливим шунтування реакторів при великих перетіканнях потужності між секціями. Можливість шунтування перевіряють з умови обмеження струмів КЗ в схемі, частина джерел якої відключено, а реактор - зашунтовано. Струми коротких замикань в такій схемі не повинні перевищувати номінальні характеристики обраних вимикачів

$$I_c = 0.6 \cdot \frac{P_c}{\cos(\varphi) \cdot \sqrt{3} \cdot U_r} = 0.6 \cdot \frac{60}{0.8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 2.474 \text{ кА}$$

Обрано реактор типу РБГ 10-2500-0.20У3, номінальні характеристики яких наведено в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 - Номінальні параметри реактора РБГ 10-2500-0.20УЗ

Параметр	U _{НОМ} , кВ	Тривалий струм, А	X _{НОМ} , Ом	Номін. втрати на фазу, кВт	I _{ДИН} , кА	I _{ТЕРМ} , кА	t _{ТЕРМ} , С°
Номінальне значення	10	2500	0.20	14	60	23.6	8

Для всіх варіантів секційний реактор буде однаковим.

1.3 Техніко-економічне порівняння варіантів структурних схем ТЕЦ

Для техніко-економічного порівняння варіантів структурних схем теплоелектроцентралі з урахуванням найменших повних приведених витрат за рік приймається, що в усіх варіантах тривалість будівництва становить один рік.

Час роботи: $t_p = 8760 \frac{\text{год}}{\text{рік}}$. Час максимальних витрат витрат:

$$\tau = 3500 \frac{\text{год}}{\text{рік}}.$$

Втрати енергії в трансформаторах для 1-го варіанту.

Пара трансформаторів ТДН-40000/110

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 34 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 170 \cdot \left(\frac{34.464}{40} \right)^2 \cdot 3500 = 0.817 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

Трансформатор ТДЦ-125000/110

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 1 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 400 \cdot \left(\frac{105.88}{125} \right)^2 \cdot 3500 = 2.056 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

Трансформатор ТДЦ-400000/330

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 1 \cdot 330 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 790 \cdot \left(\frac{317.65}{400} \right)^2 \cdot 3500 = 4.635 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

Пара автотрансформаторів АТДЦТН-200000/330/110

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau =$$

$$= 2 \cdot 155 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 560 \cdot \left(\frac{130.681}{200} \right)^2 \cdot 3500 = 3.134 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

Результати розрахунку втрат для двох інших варіантів занесено до таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 - Втрати в трансформаторах і автотрансформаторах для другого і третього варіантів

Трансформатор	Втрати, млн. кВт · год	
	Варіант 2	Варіант 3
2хТДН-40000/110	0.817	0.817
ТДЦ-125000/110	2.056	-
ТДЦ-125000/330	2.049	2.049
ТДЦ-400000/330	4.635	4.635
2хАТДЦТН-125000/330/110	1.925	2.238

Розрахунок витрат на капіталовкладення, витрат на амортизацію та обслуговування виконується табличним способом. Результати розрахунку занесено до таблиці 1.7, а результати розрахунку витрат для 1-го, 2-го і 3-го варіантів – до таблиць 1.8, 1.9, 1.10 відповідно.

Таблиця 1.7 - Капіталовкладення в обладнання

Найменування обладнання	Ціна, тис. грн.	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
		Кількість, шт.	Вартість, тис. грн.	Кількість, шт.	Вартість, тис. грн.	Кількість, шт.	Вартість, тис. грн.
ТДН-40000/110	1257.6	2	2515.2	2	2515.2	2	2515.2
ТДЦ-125000/110	3668	2	7336	1	3668	-	-
ТДЦ-125000/330	4873.2	-	-	1	4873.2	2	9746.4
ТДЦ-400000/330	10191.8	2	20383.6	2	20383.6	2	20383.6
АТДЦТН-200000/330/110	8646	2	17292	-	-	-	-
АТДЦТН-125000/330/110	5109	-	-	2	10218	2	10218
Разом		47526.8		41658		42863.1	

Таблиця 1.8 - Витрати на амортизацію та обслуговування (Варіант 1)

Найменування обладнання	Кількість, шт.	Витрати на амортизацію, тис. грн.	Витрати на обслуговування, тис. грн.
ТДН-40000/110	2	236.429	75.456
ТДЦ-125000/110	2	689.584	220.08
ТДЦ-400000/330	2	1712.222	407.672
АТДЦТН-200000/330/110	2	1452.528	345.84
Разом		4090.763	1049.048

Таблиця 1.9 - Витрати на амортизацію та обслуговування (Варіант 2)

Найменування обладнання	Кількість, шт.	Витрати на амортизацію, тис. грн.	Витрати на обслуговування, тис. грн.
ТДН-40000/110	2	236.429	75.456
ТДЦ-125000/110	1	344.792	110.04
ТДЦ-125000/330	1	409.349	97.464
ТДЦ-400000/330	2	1712.222	407.672
АТДЦТН-125000/330/110	2	858.312	204.36
Разом		3561.104	894.992

Таблиця 1.10 - Витрати на амортизацію та обслуговування (Варіант 3)

Найменування обладнання	Кількість, шт.	Витрати на амортизацію, тис. грн.	Витрати на обслуговування, тис. грн.
ТДН-40000/110	2	236.429	75.456
ТДЦ-125000/330	2	818.698	194.928
ТДЦ-400000/330	2	1712.222	407.672
АТДЦТН-125000/330/110	2	858.312	204.36
Разом		3625.661	882.416

Розрахунок техніко-економічних показників.

Прибуток

$$D_t = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C_{\text{вих}} = 920000 \cdot 3500 \cdot 0.759 = 2.444 \text{ млрд. грн}$$

Балансовий прибуток

$$\begin{aligned} P_{\text{бт}} &= D_t - B_{\text{ет}} - B_{\text{втрат}} - A_{\text{пт}} = 2443.98 - 1.049 - 13.156 - 4.091 \\ &= 2425.684 \text{ млн. грн} \end{aligned}$$

Податок на прибуток

$$H_{\text{нт}} = \rho \cdot P_{\text{бт}} = 0.21 \cdot 2425.684 = 509.394 \text{ млн. грн}$$

Поточний річний чистий прибуток

$$P_{\text{пт}} = P_{\text{бт}} - H_{\text{нт}} = 2425.684 - 509.394 = 1916.291 \text{ млн. грн}$$

Інтегральний ефект

$$P_{\text{дс}} = \frac{P_{\text{пт}} + A_{\text{пт}}}{E} - K = \frac{1916.291 + 4.091}{0.1} - 47.526 = 19156.288 \text{ млн. грн}$$

Рентабельність інвестицій

$$R_t = \frac{P_{\text{пт}} + A_{\text{пт}}}{K} = \frac{1916.291 + 4.091}{47.526} = 40.406$$

Термін окупності

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R_t} = \frac{1}{40.406} = 0.02475$$

Результати розрахунку занесено до таблиці 1.11.

Таблиця 1.11 - Техніко-економічного порівняння варіантів

Показник	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
Прибуток	2444	2444	2444
Балансовий прибуток	2425.684	2427.291	2427.007
Податок на прибуток	509.394	509.731	509.671
Поточний річний чистий прибуток	1916.291	1917.56	1917.335
Інтегральний ефект	19156.288	19169.553	19166.748
Рентабельність інвестицій	40.406	46.116	44.816
Строк окупності	0.02475	0.02168	0.02231

Так як інтегральний ефект у всіх варіантів приблизно рівний, то слід орієнтуватися на рентабельність інвестицій. Значить, обрано 2-й варіант.

1.4 Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв

1.4.1 Вибір схеми ГРП 10.5 кВ

До ГРП 10.5 кВ приєднано відносно невелику кількість живильних відгалужень, вони представлені генераторами, трансформаторами зв'язку та лініями місцевого навантаження.

Під час вибору схеми ГРП 10.5 кВ слід дотримуватися наступних умов:

1. При пошкодженні збірних шин, пошкодженні або виходу з ладу вимикача будь-якого приєднання живлення відповідальних споживачів перериватись не повинно і не повинно виникати порушення балансу потужностей, що є недопустимим за умовами електро- та теплопостачання.

2. Повинна забезпечуватись можливість розширення ГРП 10.5 кВ, яка може бути спричиненою розширенням місцевого навантаження.

Для забезпечення описаних вище умов доцільними стануть схеми радіального типу, під'єднання до яких виконується через один вимикач, які мають одну або дві системи збірних шин.

Через достатньо велику кількість ліній місцевого навантаження передбачається використання схеми з двома системами збірних шин, яка проілюстрована на рисунку 1.4. Порівняння переваг та недоліків було наведено в підрозділі 1.1 при визначенні варіантів структурних схем та необхідної кількості генераторів, що будуть приєднані до ГРП 10.5 кВ, для забезпечення живлення місцевого навантаження.

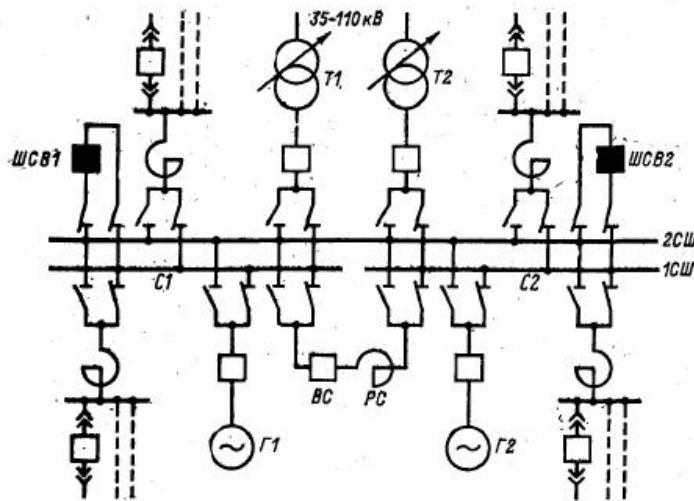


Рисунок 1.4 - Схема з двома системами збірних шин

1.4.2. Вибір схеми РП 110 кВ

Основні вимоги, відповідати яким повинні розподільчі пристрої високих напруг, в тому числі і 110 кВ:

1. Ремонт високовольного вимикача повинен бути виконаним без відключення ліній споживання через те, що вони: забезпечують живлення цілих районів, є системоутворювальними лініями мереж та зв'язків між системами, живлять резервні трансформатори системи власних потреб. Отже, приєднання підвищеної напруги є досить відповідальними.

2. Відключення повітряних ліній повинно виконуватись не більше ніж двома вимикачами, а трансформатори блоків – не більше ніж трьома вимикачами.

3. Вихід з ладу вимикачів РП в нормальному режимі та під час ремонту не повинні призводити до одночасної втрати двох транзитних ліній одного і того ж напрямку, окрім цього не повинні відключатися декілька ліній, якщо це викличе порушення стійкої паралельної роботи електроенергетичної системи.

4. При виході з ладу вимикачів у нормальному режимі роботи РП не повинно вимикатися більше одного блоку, при ремонті – не більше двох блоків, а разом з цим не повинно виникати перевантаження ліній та порушення стійкості.

Для РП 110 кВ широке розповсюдження отримала схема з двома робочими і обхідною системами шин. Вона має ті ж переваги, що і схема з двома робочими системами шин, але на рівні високої напруги 110 кВ суттєвими стають її недоліки.

1. Відмова одного вимикача в аварійному режимі викликає відключення всіх споживачів та генераторів, що приєднані до даної системи шин.

2. Вихід з ладу шиноз'єднувального вимикача є рівноцінним до короткого замикання на обох робочих шинах, що призводить до відключення всіх споживачів.

3. Необхідність встановлення обхідного та шиноз'єднувального вимикачів та великої кількості роз'єднувачів збільшує витрати на спорудження РП.

В даній роботі на РП 110 кВ буде використана схема з двома робочими і обхідною системами шин, яка проілюстрована на рисунку 1.5. Для підвищення гнучкості та можливості розширення буде встановлено окремий шиноз'єднувальний вимикач з причини наявності вже семи приєднань. Окрім цього покращити схему можна за рахунок секціонування однієї або, навіть, обох робочих систем шин, але це буде економічно виправдано тільки при наявності 12 і більше приєднань. Тому секціонування систем не буде виконано.

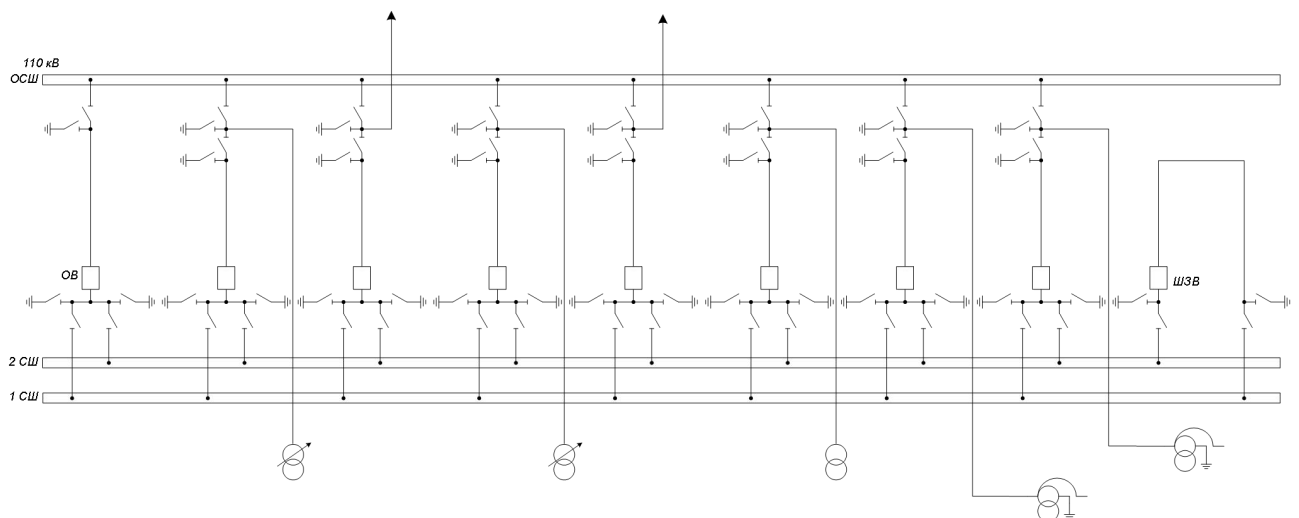


Рисунок 1.5 - Схема з двома робочими і обхідною системами шин

1.4.3 Вибір схеми РП 330 кВ

Для схем РП напругою 330 кВ зберігаються вимоги, аналогічні до вимог до РП 110 кВ. Широко використовується схема з двома системами шин та трьома вимикачами на два приєднання, тобто 1.5 вимикача на одне відгалуження.

Перевагою такої схеми є те, що при виконанні ревізії або ремонту будь-якого вимикача всі приєднання працюють далі. Також вагомим аргументом її використання є висока надійність. Навіть при ушкодженнях на збірних шинах всі приєднання працюють далі, а при однаковій кількості джерел та ліній навіть при пошкодженні обох систем шин видавання потужності не припиняється, може порушитись тільки паралельна робота на стороні високої напруги. Також не слід забувати, що в даній схемі значно менше роз'єднувачів, що спрощує виконання оперативних перемикачів і підвищує наочність схеми.

Недоліки даної схеми:

1. Ліквідація короткого замикання виконується двома вимикачами, що збільшує кількість ревізій вимикачів.
2. Розширення конструкції розподільного пристрою при непарній кількості приєднань, через те, що одне з приєднань буде ввімкнене через два вимикачі.
3. Ускладнення кіл релейного захисту.
4. Збільшення кількості вимикачів в схемі.

Отже, в даній роботі на РП 330 кВ буде використано схему з двома системами шин та трьома вимикачами на два кола.

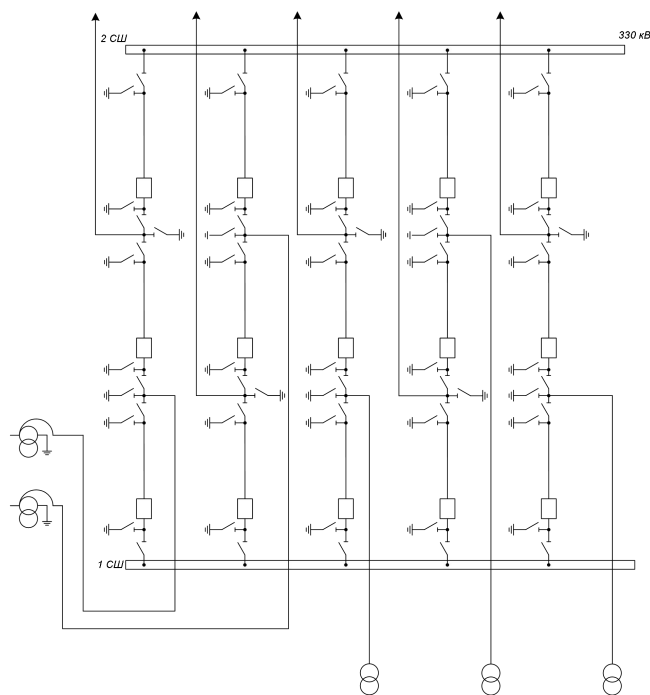


Рисунок 1.6 - Схема з двома системами шин та трьома вимикачами на два кола

1.4.4 Вибір трансформаторів та схеми системи власних потреб

Основну частину споживачів системи ВП складають машинні агрегати, які є сукупністю робочих машин або механізмів. Приводом більшості механізмів та машин є двигуни змінного струму - близько 90% всього навантаження системи ВП. Інші види споживачів: електричне освітлення, обігрівачі і т.д. Для електропостачання цих споживачів необхідно передбачати джерела енергії, трансформатори або реактори, залежно від напруги живлення та структури системи власних потреб.

Основні положення проектування схем систем ВП:

1. Для електропостачання споживачів систем ВП застосовують два рівні напруги 6-10 кВ для двигунів потужністю 200 кВт і вище, 0.4-0.66 кВ для менш потужних двигунів, освітлення і т.д. При цьому використовується принцип послідовної трансформації.

2. Живлення всіх типів споживачів системи ВП виконується способом відбору потужності на генераторній напрузі головної електричної схеми, використовуючи реактори або трансформатори. Якщо на електростанції використано РП генераторної напруги 6-10 кВ,

то система ВП живиться електроенергією від шин реакторними лініями (ГРП 6 кВ) або через понижувальний трансформатор ВП (ГРП 10 кВ). При наявності блоків генератор-трансформатор, живлення системи ВП виконують відпайкою від блоку.

3. В розподільчих пристроях системи ВП використовують схему з однією секціонованою системою шин та одним вимикачем на приєднання.

4. Резервування відповідальних і невідповідальних споживачів системи ВП виконується відбором потужності з головної схеми. Головною умовою резервування є те, що кола резервного живлення повинні бути незалежними від кіл робочого живлення.

5. Вибір потужності ТВП виконується за потужністю та числом електроприймачів системи ВП.

Так як в даній роботі ГРП виконаний на напругу 10 кВ, то споживачі системи ВП, які приєднані до ГРП, живитимуться від понижувального трансформатора.

$$S_{ТВП} \geq 0.1 \cdot \frac{P_{Г}}{\cos(\varphi)} \geq 0.1 \cdot \frac{63}{0.8} \geq 7.875 \text{ МВА}$$

Отже, обрано ТВП з розщепленою обмоткою НН типу ТРДНС-25000/10, характеристики якого занесені до таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 - Номінальні параметри трансформатора ТРДНС-25000/10

Параметр	Номінальне значення
Номінальна потужність $S_{ном}$, МВА	25
Напруга обмотки ВН $U_{ВН}$, кВ	10.5
Напруга обмотки НН $U_{НН}$, кВ	6.3-6.3
Втрати х.х. $\Delta P_{хх}$, кВт	25
Втрати к.з. $\Delta P_{кз}$, кВт	115
Напруга короткого замикання ВН-НН $U_{к\%}$	10.5
Напруга короткого замикання НН1-НН2 $U_{к\%}$	30
Струм х.х. $I_{хх\%}$	0.65

Вибір ТВП для блоків 100 МВт та 300 МВт виконується аналогічно.

ТВП для блоків 100 МВт.

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0.1 \cdot \frac{P_{\Gamma}}{\cos(\varphi)} \geq 0.1 \cdot \frac{100}{0.8} \geq 12.5 \text{ МВА}$$

Обрано трансформатор типу ТРДНС-25000/10 з розщепленою обмоткою, характеристики якого занесені до таблиці 1.11.

ТВП для блоків 300 МВт.

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0.1 \cdot \frac{P_{\Gamma}}{\cos(\varphi)} \geq 0.1 \cdot \frac{300}{0.85} \geq 35.294 \text{ МВА}$$

Обрано трансформатор типу ТРДНС-40000/20 з розщепленою обмоткою, характеристики якого занесені до таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 - Номінальні параметри трансформатора ТРДНС-40000/20

Параметр	Номінальне значення
Номінальна потужність $S_{\text{ном}}$, МВА	40
Напруга обмотки ВН $U_{\text{ВН}}$, кВ	15.75
Напруга обмотки НН $U_{\text{НН}}$, кВ	6.3-6.3
Втрати х.х. $\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	36
Втрати к.з. $\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	170
Напруга короткого замикання ВН-НН $U_{\text{К}}$ %	12.7
Напруга короткого замикання НН1-НН2 $U_{\text{К}}$ %	40
Струм х.х. $I_{\text{ХХ}}$ %	0.5

Потужність резервних трансформаторів системи ВП обирається виходячи з умов заміни найпотужнішого робочого джерела. Отже, потужність резервного трансформатора системи ВП повинна бути більшою, ніж потужність відпайки від блоку 300 МВт. З цієї умови обрано трансформатор типу ТРДНС-40000/20, характеристики якого занесені до таблиці 1.14. Для забезпечення надійності резервні трансформатори ТРДНС-40000/20 будуть приєднані до ГРП 10.5 кВ та до обмотки НН АТ зв'язку.

Таблиця 1.14 - Номінальні параметри трансформатора ТРДНС-40000/20

Параметр	Номінальне значення
Номінальна потужність $S_{\text{ном}}$, МВА	40
Напруга обмотки ВН $U_{\text{ВН}}$, кВ	15.75
Напруга обмотки НН $U_{\text{НН}}$, кВ	6.3-6.3
Втрати х.х. $\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	36
Втрати к.з. $\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	170
Напруга короткого замикання ВН-НН $U_{\text{к}}\%$	12.7
Напруга короткого замикання НН1-НН2 $U_{\text{к}}\%$	40
Струм х.х. $I_{\text{хх}}\%$	0.5

Висновки до розділу

В даному розділі було складено три варіанти структурних схем теплоелектроцентралі. Для кожної зі схем виконано вибір основного обладнання, а саме турбогенераторів, трансформаторів та автотрансформаторів зв'язку, блочних трансформаторів та секційного реактору, який для всіх варіантів буде однаковим.

Серед трьох розглянутих варіантів необхідно вибрати один, виходячи з результатів техніко-економічного порівняння. Спочатку було розраховано сумарні капіталовкладення в обладнання ТЕЦ, втрати енергії в обладнанні та витрати на покриття цих втрат, витрати на амортизацію, ремонти та обслуговування. На основі отриманих даних і проводилося техніко-економічне порівняння. В результаті порівняння було знайдено поточний чистий річний прибуток, інтегральний ефект, рентабельність інвестицій та строк окупності. Проаналізувавши ці показники, було обрано другий варіант.

Також був проведений вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв: для ГРП 10.5 кВ – схема з двома системами збірних шин, для РП 110 – схема з двома робочими та обхідною системами шин, для РП 330 кВ - схема з двома системами шин та трьома вимикачами на два кола. Приклади всіх схем наведені в підрозділі 1.4.

Окрім цього було обрано робочі та резервні трансформатори системи власних потреб.

РОЗДІЛ 2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ВИБІР КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ

2.1 Розрахунок параметрів заступної схеми та внутрішнього опору енергосистеми

2.1.1 Розрахунок параметрів заступної схеми

Для вибору комутаційного обладнання необхідно розрахувати струми коротких замикань.

Для розрахунку струмів КЗ необхідно:

1. Розрахункова схема - однолінійна електрична схема установки, яка проектується, в яку включені все джерела і всі можливі зв'язки між ними. Розрахункова схема ТЕЦ, яка проектується в даній роботі, зображена на рисунку 2.1. На цій схемі помічають точки КЗ в комутаційних вузлах всіх рівнів напруги, в яких необхідно розрахувати струми КЗ. Розташування точок зумовлено протіканням найбільшого можливого струму КЗ через установку, яку перевіряють.

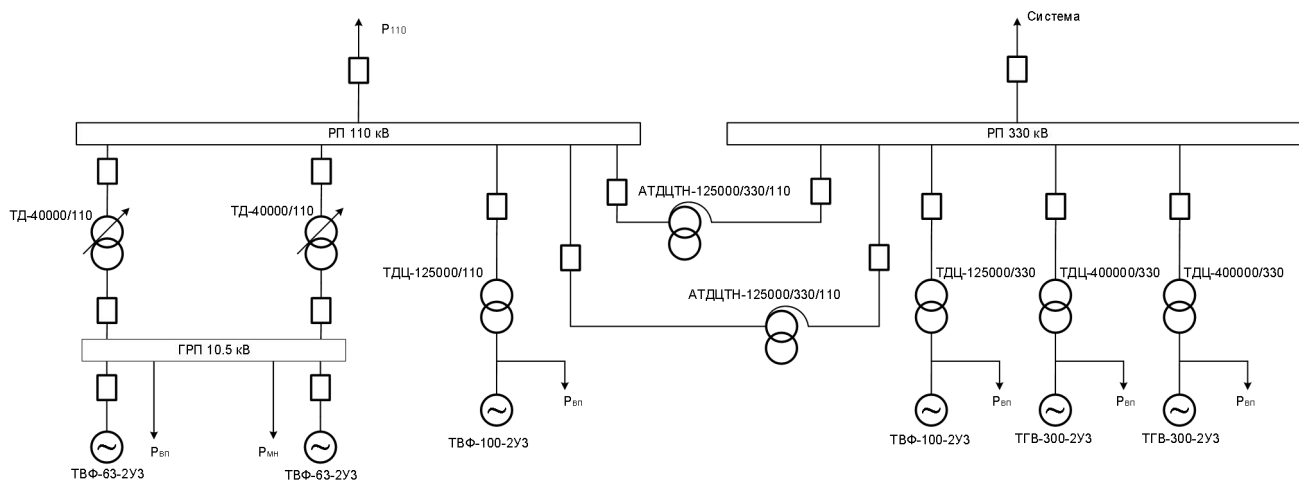


Рисунок 2.1 - Розрахункова схема ТЕЦ

2. Розрахунковий час КЗ, залежить від мети розрахунку:

- Перевірка устаткування на електродинамічну стійкість - розрахунковий час становить 0 с для значення періодичної складової струму КЗ та 0.01 с для ударного струму КЗ.

- Перевірка здатності вимикання вимикача – розрахунковий час це сума часу спрацювання вимикача та мінімального часу роботи релейного захисту.
- Перевірка на термічну стійкість – розрахунковий час це сума часу спрацювання основного захисту і повного часу спрацювання вимикача (включає час гасіння дуги) для знаходження квадратичного струму КЗ.

3. Розрахунковий вид КЗ визначають з призначення аналізу:

- Перевірка на електродинамічну стійкість – трифазне КЗ.
- Перевірка на термічну стійкість – двофазне або трифазне КЗ.
- Перевірка здатності вимикання вимикача – трифазне КЗ, а на напругах 110 кВ і вище виконується перевірка і за однофазним КЗ.

Зазвичай, розрахунковим КЗ є трифазне замикання.

Для виконання розрахунків, опори елементів розрахункової схеми приводять до базисних умов і складають заступну схему. Базисна потужність прийнята $S_6 = 78.75$ МВА

Базисна напруга прийнята $U_6 = 10.5$ кВ

Опори елементів схеми:

1. Генераторів

$$X_{Г1}^* = X_{Г2}^* = \frac{X_d''}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Г1 \text{ ном}}} = \frac{15.3}{100} \cdot \frac{78.75}{78.75} = 0.153 \text{ в. о.}$$

$$X_{Г3}^* = X_{Г4}^* = \frac{X_d''}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Г3 \text{ ном}}} = \frac{19.2}{100} \cdot \frac{78.75}{117.5} = 0.121 \text{ в. о.}$$

$$X_{Г5}^* = X_{Г6}^* = \frac{X_d''}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Г5 \text{ ном}}} = \frac{19.5}{100} \cdot \frac{78.75}{353} = 0.044 \text{ в. о.}$$

2. Трансформаторів

$$X_{Т1}^* = X_{Т2}^* = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Т1 \text{ ном}}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{78.75}{40} = 0.207 \text{ в. о.}$$

$$X_{Т3}^* = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Т3 \text{ ном}}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.066 \text{ в. о.}$$

$$X_{T4}^* = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T4 \text{ ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.069 \text{ в. о.}$$

$$X_{T5}^* = X_{T6}^* = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T5 \text{ ном}}} = \frac{11.5}{100} \cdot \frac{78.75}{400} = 0.023 \text{ в. о.}$$

3. Автотрансформаторів

$$X_{AT1}^* = X_{AT2}^* = \frac{U_{K(B-C)}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{AT1 \text{ ном}}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.063 \text{ в. о.}$$

4. Реактора

$$X_P^* = X_P \cdot \frac{S_6}{U_{cp P}^2} = 0.2 \cdot \frac{78.75}{10.5^2} = 0.143 \text{ в. о.}$$

Крім цього ЕРС генераторів

$$E_{\Gamma1}^* = E_{\Gamma2}^* = 1.08 \text{ в. о. } (P_{\Gamma1 \text{ ном}} = P_{\Gamma2 \text{ ном}} \leq 100 \text{ МВт})$$

$$E_{\Gamma3}^* = E_{\Gamma4}^* = E_{\Gamma5}^* = E_{\Gamma6}^* = 1.13 \text{ в. о.}$$

$$(P_{\Gamma3 \text{ ном}} = P_{\Gamma4 \text{ ном}} = P_{\Gamma5 \text{ ном}} = P_{\Gamma6 \text{ ном}} \geq 100 \text{ МВт})$$

$$E_C^* = 1 \text{ в. о.}$$

Отримана заступна схема наведена на рисунку 2.2.

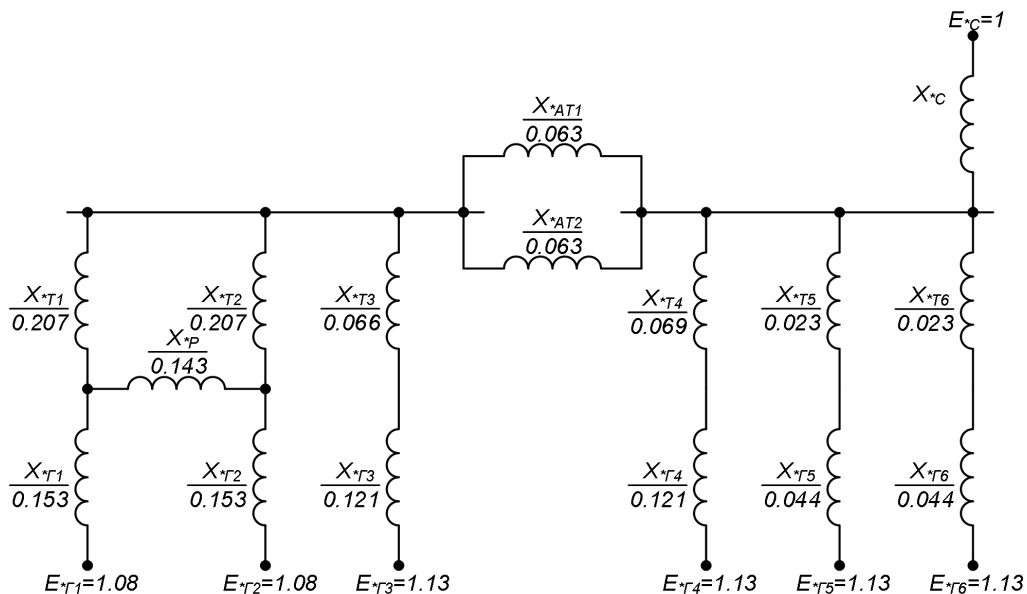


Рисунок 2.2 - Заступна схема ТЕЦ

2.1.2 Розрахунок опору енергосистеми

Для початку розрахунку струмів КЗ необхідно розрахувати опір енергосистеми. Її опір знаходять з умови проектування, якою є струм КЗ

в точці з'єднання станції з енергосистемою. Отже, необхідно спростити заступну схему відносно цієї точки, як зображена на рисунку 2.3.

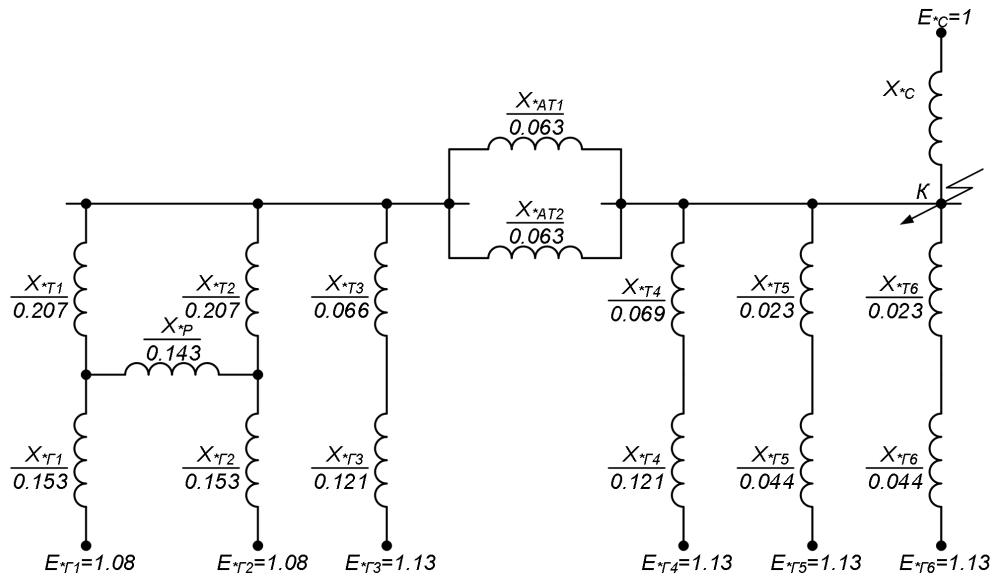


Рисунок 2.3 - Заступна схема для знаходження опору енергосистеми

Приведення схеми до найпростішого виду.

Об'єднання послідовних елементів

$$X_1^* = X_{Г1}^* + X_{Т1}^* = 0.153 + 0.207 = 0.36 \text{ в. о.}$$

$$X_2^* = X_{Г2}^* + X_{Т2}^* = 0.153 + 0.207 = 0.36 \text{ в. о.}$$

$$X_3^* = X_{Г3}^* + X_{Т3}^* = 0.121 + 0.066 = 0.187 \text{ в. о.}$$

$$X_4^* = X_{Г4}^* + X_{Т4}^* = 0.121 + 0.069 = 0.19 \text{ в. о.}$$

$$X_5^* = X_{Г5}^* + X_{Т5}^* = 0.044 + 0.023 = 0.066 \text{ в. о.}$$

$$X_6^* = X_{Г6}^* + X_{Т6}^* = 0.044 + 0.023 = 0.066 \text{ в. о.}$$

Еквівалентування паралельних елементів

$$X_7^* = \left(\frac{1}{X_{AT1}^*} + \frac{1}{X_{AT2}^*} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{0.063} + \frac{1}{0.063} \right)^{-1} = 0.032 \text{ в. о.}$$

$$X_8^* = \left(\frac{1}{X_1^*} + \frac{1}{X_2^*} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{0.36} + \frac{1}{0.36} \right)^{-1} = 0.18 \text{ в. о.}$$

$$X_9^* = \left(\frac{1}{X_8^*} + \frac{1}{X_3^*} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{0.18} + \frac{1}{0.187} \right)^{-1} = 0.092 \text{ в. о.}$$

$$X_{10}^* = \left(\frac{1}{X_4^*} + \frac{1}{X_5^*} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{0.19} + \frac{1}{0.066} \right)^{-1} = 0.049 \text{ в. о.}$$

$$X_{11}^* = \left(\frac{1}{X_{10}^*} + \frac{1}{X_6^*} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{0.049} + \frac{1}{0.066} \right)^{-1} = 0.028 \text{ в. о.}$$

Схема після наведених перетворень наведена на рисунку 2.4.

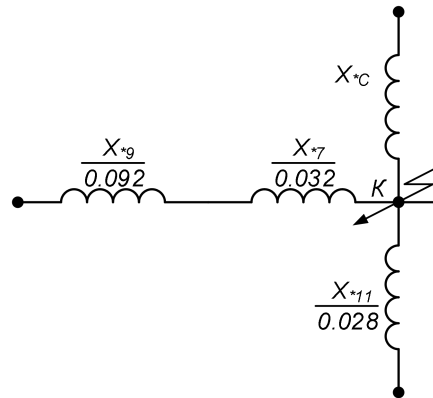


Рисунок 2.4 - Проміжна схема

Об'єднання послідовних елементів

$$X_{12}^* = X_9^* + X_7^* = 0.092 + 0.032 = 0.123 \text{ в. о.}$$

Еквівалентування паралельних елементів

$$X_{CT}^* = \left(\frac{1}{X_{11}^*} + \frac{1}{X_{12}^*} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{0.028} + \frac{1}{0.123} \right)^{-1} = 0.023 \text{ в. о.}$$

Схема найпростішого виду наведена на рисунку 2.5.

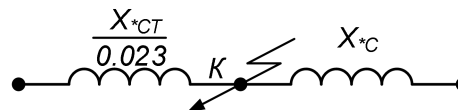


Рисунок 2.5 - Схема найпростішого виду

Приведення струму КЗ системи до базисної напруги

$$I_{\text{к.з. (сист) пр}} = \frac{U_{330}}{U_6} \cdot I_{\text{к.з. (сист)}} = \frac{330}{10.5} \cdot 31.2 = 980.571 \text{ кА}$$

Базисний струм

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33 \text{ кА}$$

Еквівалентний опір ЕЕС з паралельно приєднаною станцією

$$X_E^* = \frac{I_6}{I_{\text{к.з. (сист)}}} = \frac{4.33}{980.571} = 0.004416 \text{ в. о.}$$

Опір системи, приведений до базисної напруги

$$X_C^* = \frac{X_E^* \cdot X_{CT}^*}{X_{CT}^* - X_E^*} = \frac{0.004416 \cdot 0.023}{0.023 - 0.004416} = 0.00547 \text{ в. о.}$$

2.2 Розрахунок струмів КЗ та вибір комутаційних апаратів на генераторному розподільчому пристрої 10.5 кВ

2.2.1 Розрахунок трифазного КЗ на ГРП 10.5 кВ

Заступна схема для визначення струмів КЗ на ГРП 10.5 кВ наведена на рисунку 2.6.

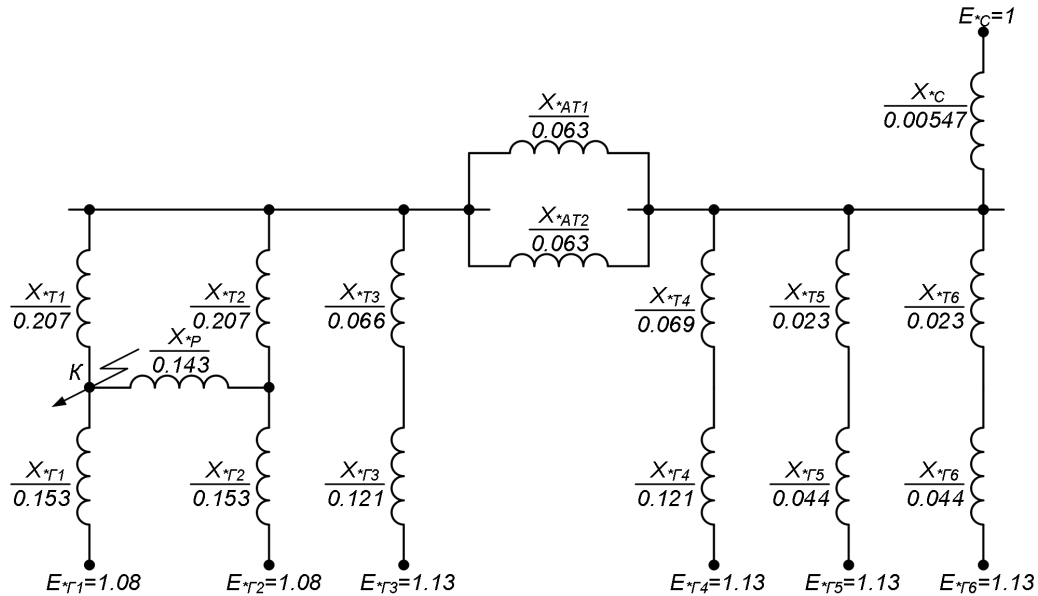


Рисунок 2.6 - Заступна схема для розрахунку струмів КЗ на ГРП 10.5 кВ

Спрощення схеми відносно точки К.

Перетворення трикутника опорів X_{T1}^* , X_{T2}^* та X_P^* в еквівалентну зірку

$$X_1^* = \frac{X_{T1}^* \cdot X_{T2}^*}{X_{T1}^* + X_{T2}^* + X_P^*} = \frac{0.207 \cdot 0.207}{0.207 + 0.207 + 0.143} = 0.077 \text{ в. о.}$$

$$X_2^* = \frac{X_{T1}^* \cdot X_P^*}{X_{T1}^* + X_{T2}^* + X_P^*} = \frac{0.207 \cdot 0.143}{0.207 + 0.207 + 0.143} = 0.053 \text{ в. о.}$$

$$X_3^* = \frac{X_{T2}^* \cdot X_P^*}{X_{T1}^* + X_{T2}^* + X_P^*} = \frac{0.207 \cdot 0.143}{0.207 + 0.207 + 0.143} = 0.053 \text{ в. о.}$$

Об'єднання послідовних елементів

$$X_4^* = X_{Г3}^* + X_{T3}^* = 0.121 + 0.066 = 0.187 \text{ в. о.}$$

$$X_5^* = X_{Г4}^* + X_{T4}^* = 0.121 + 0.069 = 0.19 \text{ в. о.}$$

$$X_6^* = X_{Г5}^* + X_{T5}^* = 0.044 + 0.023 = 0.066 \text{ в. о.}$$

$$X_7^* = X_{\Gamma 6}^* + X_{T6}^* = 0.044 + 0.023 = 0.066 \text{ в. о.}$$

Еквівалентування паралельних елементів

$$X_8^* = \left(\frac{1}{X_{AT1}^*} + \frac{1}{X_{AT2}^*} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{0.063} + \frac{1}{0.063} \right)^{-1} = 0.032 \text{ в. о.}$$

Проміжна схема після наведених перетворень проілюстрована на рисунку 2.7.

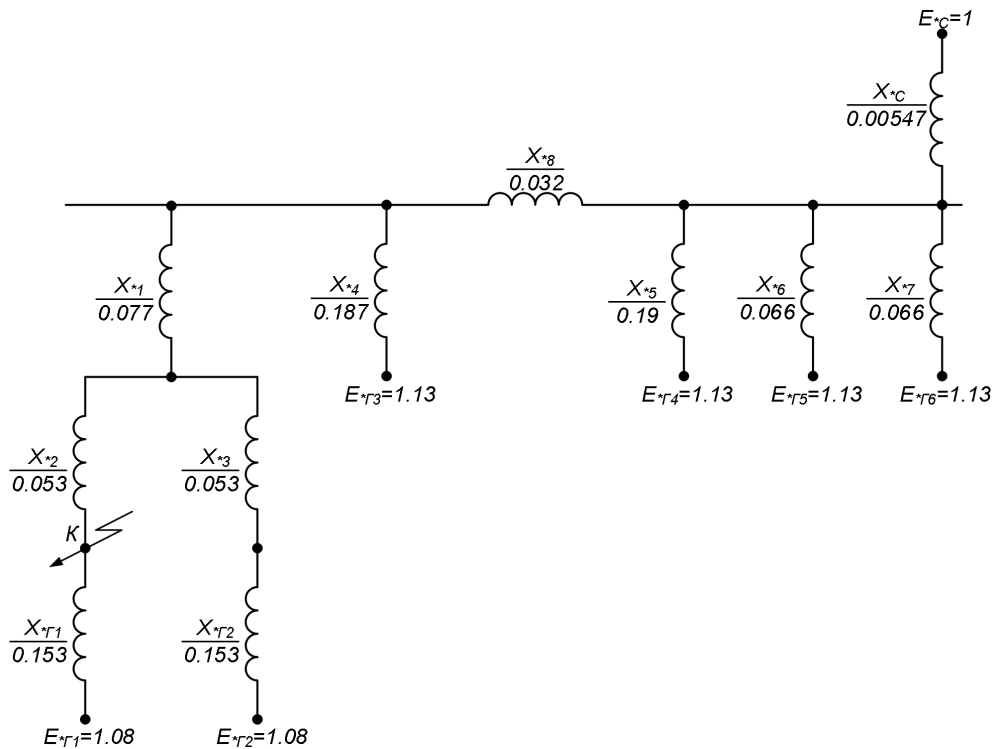


Рисунок 2.7 - Проміжна схема

Об'єднання послідовних елементів

$$X_9^* = X_3^* + X_{\Gamma 2}^* = 0.053 + 0.0153 = 0.206 \text{ в. о.}$$

Еквівалентування паралельних гілок ЕРС

$$E_{\Gamma 5, \Gamma 6}^* = E_{\Gamma 5}^* = E_{\Gamma 6}^* = 1.13 \text{ в. о.}$$

$$X_{10}^* = \left(\frac{1}{X_6^*} + \frac{1}{X_7^*} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{0.066} + \frac{1}{0.066} \right)^{-1} = 0.033 \text{ в. о.}$$

Проміжна схема після наведених перетворень проілюстрована на рисунку 2.8.

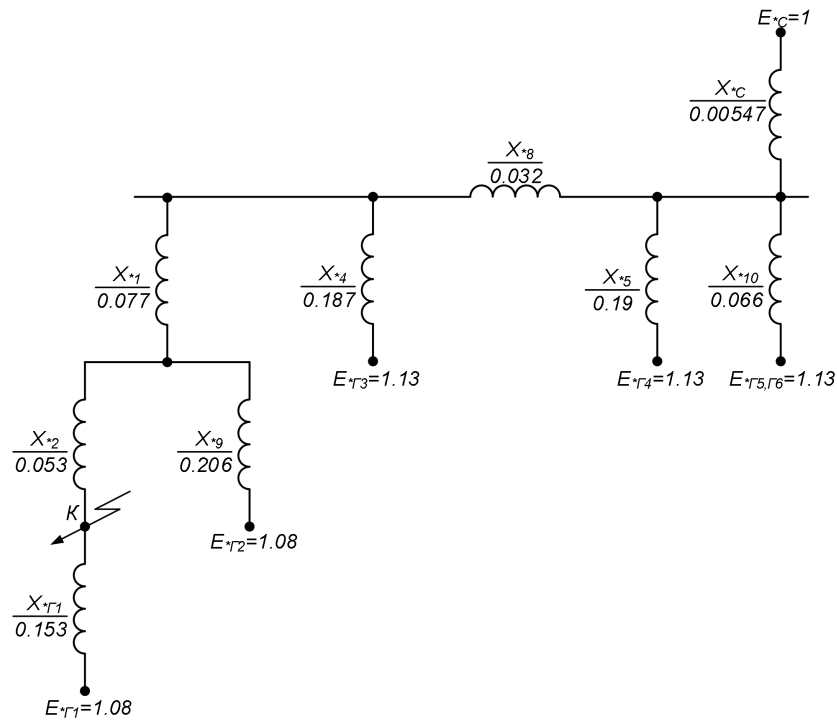


Рисунок 2.8 - Проміжна схема

Перетворення чотирипроменевої зірки, утвореної опорами X_5^* , X_{10}^* , X_C^* та X_8^* , в трипроменеву з використанням коефіцієнтів струморозподілу, при цьому отримано заступну схему, зображену на рисунку 2.9.

$$X_{\text{екв}}^* = \left(\frac{1}{X_5^*} + \frac{1}{X_{10}^*} + \frac{1}{X_C^*} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{0.19} + \frac{1}{0.033} + \frac{1}{0.00547} \right)^{-1} = 0.00458 \text{ в. о.}$$

$$C_5^* = \frac{X_{\text{екв}}^*}{X_5^*} = \frac{0.00458}{0.19} = 0.024 \text{ в. о.}$$

$$C_{10}^* = \frac{X_{\text{екв}}^*}{X_{10}^*} = \frac{0.00458}{0.033} = 0.138 \text{ в. о.}$$

$$C_C^* = \frac{X_{\text{екв}}^*}{X_C^*} = \frac{0.00458}{0.00547} = 0.837 \text{ в. о.}$$

Перевірка

$$C_5^* + C_{10}^* + C_C^* = 0.024 + 0.138 + 0.837 = 1 \text{ в. о.}$$

Отже, коефіцієнти струморозподілу визначені правильно.

$$X_{\text{рез}}^* = X_{\text{екв}}^* + X_8^* = 0.00458 + 0.032 = 0.036 \text{ в. о.}$$

$$X_{11}^* = \frac{X_{\text{рез}}^*}{C_5^*} = \frac{0.036}{0.024} = 1.499 \text{ в. о.}$$

$$X_{12}^* = \frac{X_{\text{pez}}^*}{C_{10}^*} = \frac{0.036}{0.138} = 0.261 \text{ в. о.}$$

$$X_{13}^* = \frac{X_{\text{pez}}^*}{C_C^*} = \frac{0.036}{0.837} = 0.043 \text{ в. о.}$$

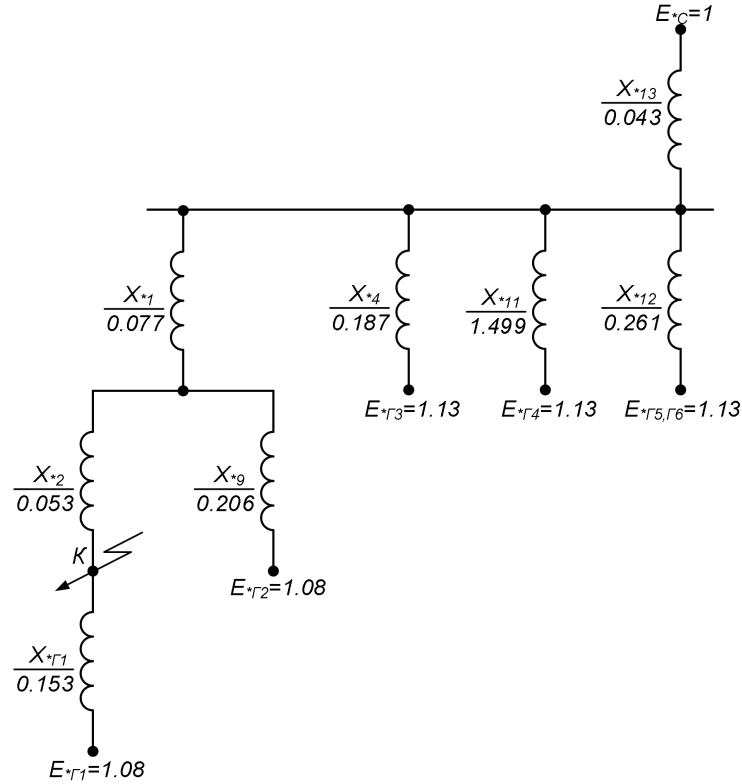


Рисунок 2.9 - Проміжна схема

Перетворення п'ятипроменевої зірки, утвореної опорами X_4^* , X_{11}^* , X_{12}^* , X_{13}^* та X_1^* , в чотирипроменеву з використанням коефіцієнтів струморозподілу, при цьому отримано заступну схему, зображену на рисунку 2.10.

$$X_{\text{екв}}^* = \left(\frac{1}{X_4^*} + \frac{1}{X_{11}^*} + \frac{1}{X_{12}^*} + \frac{1}{X_{13}^*} \right)^{-1} =$$

$$= \left(\frac{1}{0.187} + \frac{1}{1.499} + \frac{1}{0.261} + \frac{1}{0.043} \right)^{-1} = 0.03 \text{ в. о.}$$

$$C_4^* = \frac{X_{\text{екв}}^*}{X_4^*} = \frac{0.03}{0.187} = 0.162 \text{ в. о.}$$

$$C_{11}^* = \frac{X_{\text{екв}}^*}{X_{11}^*} = \frac{0.03}{1.499} = 0.02 \text{ в. о.}$$

$$C_{12}^* = \frac{X_{\text{екв}}^*}{X_{12}^*} = \frac{0.03}{0.261} = 0.116 \text{ в. о.}$$

$$C_{13}^* = \frac{X_{\text{екв}}^*}{X_{13}^*} = \frac{0.03}{0.043} = 0.702 \text{ в. о.}$$

Перевірка

$$C_4^* + C_{11}^* + C_{12}^* + C_{13}^* = 0.162 + 0.02 + 0.116 + 0.702 = 1 \text{ в. о.}$$

Отже, коефіцієнти струморозподілу визначені правильно.

$$X_{\text{рез}}^* = X_{\text{екв}}^* + X_1^* = 0.03 + 0.077 = 0.107 \text{ в. о.}$$

$$X_{14}^* = \frac{X_{\text{рез}}^*}{C_4^*} = \frac{0.107}{0.162} = 0.662 \text{ в. о.}$$

$$X_{15}^* = \frac{X_{\text{рез}}^*}{C_{11}^*} = \frac{0.107}{0.02} = 5.305 \text{ в. о.}$$

$$X_{16}^* = \frac{X_{\text{рез}}^*}{C_{12}^*} = \frac{0.107}{0.116} = 0.922 \text{ в. о.}$$

$$X_{17}^* = \frac{X_{\text{рез}}^*}{C_{13}^*} = \frac{0.107}{0.702} = 0.152 \text{ в. о.}$$

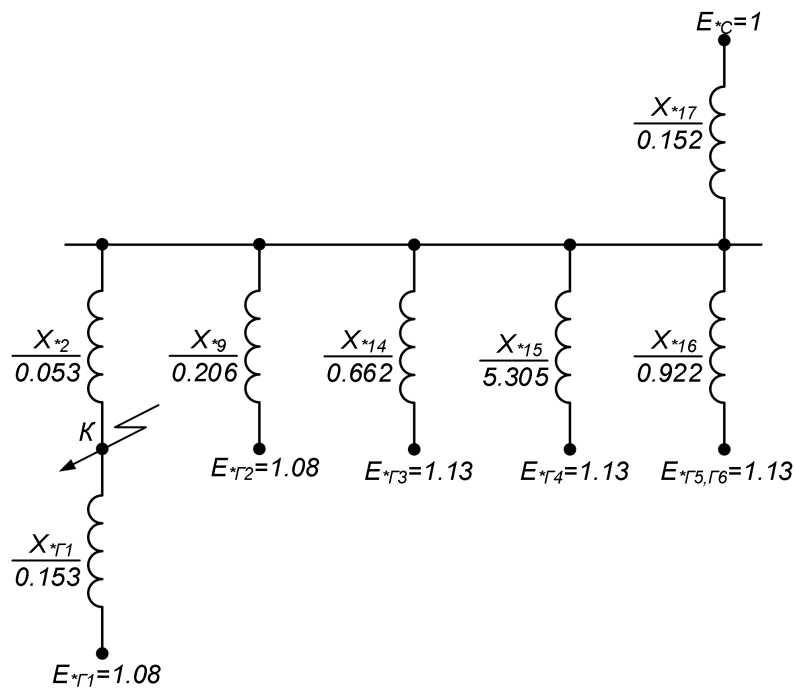


Рисунок 2.10 - Проміжна схема

Перетворення шестипроменевої зірки, утвореної опорам X_9^* , X_{14}^* , X_{15}^* , X_{16}^* , X_{17}^* та X_2^* , в п'ятипроменеву з використанням коефіцієнтів струморозподілу, при цьому отримано заступну схему, зображену на рисунку 2.11.

$$X_{\text{екв}}^* = \left(\frac{1}{X_9^*} + \frac{1}{X_{14}^*} + \frac{1}{X_{15}^*} + \frac{1}{X_{16}^*} + \frac{1}{X_{17}^*} \right)^{-1} =$$

$$= \left(\frac{1}{0.206} + \frac{1}{0.662} + \frac{1}{5.305} + \frac{1}{0.922} + \frac{1}{0.152} \right)^{-1} = 0.07 \text{ в. о.}$$

$$C_9^* = \frac{X_{\text{екв}}^*}{X_9^*} = \frac{0.07}{0.206} = 0.342 \text{ в. о.}$$

$$C_{14}^* = \frac{X_{\text{екв}}^*}{X_{14}^*} = \frac{0.07}{0.662} = 0.106 \text{ в. о.}$$

$$C_{15}^* = \frac{X_{\text{екв}}^*}{X_{15}^*} = \frac{0.07}{5.305} = 0.013 \text{ в. о.}$$

$$C_{16}^* = \frac{X_{\text{екв}}^*}{X_{16}^*} = \frac{0.07}{0.922} = 0.076 \text{ в. о.}$$

$$C_{17}^* = \frac{X_{\text{екв}}^*}{X_{17}^*} = \frac{0.07}{0.152} = 0.462 \text{ в. о.}$$

Перевірка

$$C_9^* + C_{14}^* + C_{15}^* + C_{16}^* + C_{17}^* = 0.342 + 0.106 + 0.013 + 0.076 + 0.462 = 1 \text{ в. о.}$$

Отже, коефіцієнти струморозподілу визначені правильно.

$$X_{\text{рез}}^* = X_{\text{екв}}^* + X_2^* = 0.07 + 0.053 = 0.124 \text{ в. о.}$$

$$X_{18}^* = \frac{X_{\text{рез}}^*}{C_9^*} = \frac{0.124}{0.342} = 0.361 \text{ в. о.}$$

$$X_{19}^* = \frac{X_{\text{рез}}^*}{C_{14}^*} = \frac{0.124}{0.106} = 1.161 \text{ в. о.}$$

$$X_{20}^* = \frac{X_{\text{рез}}^*}{C_{15}^*} = \frac{0.124}{0.013} = 9.302 \text{ в. о.}$$

$$X_{21}^* = \frac{X_{\text{рез}}^*}{C_{16}^*} = \frac{0.124}{0.076} = 1.617 \text{ в. о.}$$

$$X_{22}^* = \frac{X_{\text{рез}}^*}{C_{17}^*} = \frac{0.124}{0.462} = 0.267 \text{ в. о.}$$

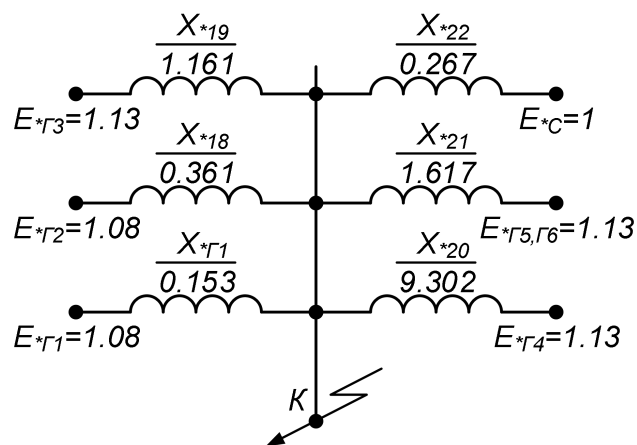


Рисунок 2.11 - Шестипроменева спрощена схема для розрахунку струмів трифазного КЗ

Початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ для кожного променя

$$I_{п0.Г1} = \frac{E_{Г1}^*}{X_{Г1}^*} \cdot I_6 = \frac{1.08}{0.153} \cdot 4.33 = 30.566 \text{ кА}$$

$$I_{п0.Г2} = \frac{E_{Г2}^*}{X_{18}^*} \cdot I_6 = \frac{1.08}{0.361} \cdot 4.33 = 12.942 \text{ кА}$$

$$I_{п0.Г3} = \frac{E_{Г3}^*}{X_{19}^*} \cdot I_6 = \frac{1.13}{1.161} \cdot 4.33 = 4.213 \text{ кА}$$

$$I_{п0.Г4} = \frac{E_{Г4}^*}{X_{20}^*} \cdot I_6 = \frac{1.13}{9.302} \cdot 4.33 = 0.526 \text{ кА}$$

$$I_{п0.Г5,Г6} = \frac{E_{Г5,Г6}^*}{X_{21}^*} \cdot I_6 = \frac{1.13}{1.617} \cdot 4.33 = 3.026 \text{ кА}$$

$$I_{п0.C} = \frac{E_C^*}{X_{22}^*} \cdot I_6 = \frac{1}{0.267} \cdot 4.33 = 16.194 \text{ кА}$$

Сумарне початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ

$$\begin{aligned} I_{п0} &= I_{п0.Г1} + I_{п0.Г2} + I_{п0.Г3} + I_{п0.Г4} + I_{п0.Г5,Г6} + I_{п0.C} = \\ &= 30.056 + 12.942 + 4.213 + 0.526 + 3.026 + 16.194 = 67.467 \text{ кА} \end{aligned}$$

Значення ударного струму трифазного КЗ для кожного променя

$$i_{y.Г1} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.Г1} \cdot k_{y.Г1} = \sqrt{2} \cdot 30.566 \cdot 1.955 = 84.507 \text{ кА}$$

$$i_{y.Г2} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.Г2} \cdot k_{y.Г2} = \sqrt{2} \cdot 12.942 \cdot 1.955 = 35.781 \text{ кА}$$

$$i_{y.Г3} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.Г3} \cdot k_{y.Г3} = \sqrt{2} \cdot 4.213 \cdot 1.965 = 11.709 \text{ кА}$$

$$i_{y,\Gamma 4} = \sqrt{2} \cdot I_{п0,\Gamma 4} \cdot k_{y,\Gamma 4} = \sqrt{2} \cdot 0.526 \cdot 1.965 = 1.462 \text{ кА}$$

$$i_{y,\Gamma 5,\Gamma 6} = \sqrt{2} \cdot I_{п0,\Gamma 5,\Gamma 6} \cdot k_{y,\Gamma 5,\Gamma 6} = \sqrt{2} \cdot 3.026 \cdot 1.97 = 8.431 \text{ кА}$$

$$i_{y,C} = \sqrt{2} \cdot I_{п0,C} \cdot k_{y,C} = \sqrt{2} \cdot 16.194 \cdot 1.84 = 42.138 \text{ кА}$$

Значення ударного струму трифазного КЗ

$$\begin{aligned} i_y &= i_{y,\Gamma 1} + i_{y,\Gamma 2} + i_{y,\Gamma 3} + i_{y,\Gamma 4} + i_{y,\Gamma 5,\Gamma 6} + i_{y,C} = \\ &= 84.507 + 35.781 + 11.709 + 1.462 + 8.431 + 42.138 = 184.028 \text{ кА} \end{aligned}$$

Приймається до використання вимикачі серії МГУ, для яких час повного відключення становить 0.2 секунди. Мінімальний час спрацювання релейного захисту приймаємо 0.05 секунди.

Отже, розрахунковий час КЗ

$$\tau = t_{\text{відкл. вим.}} + t_{p3 \text{ min}} = 0.2 + 0.05 = 0.25 \text{ с}$$

Електрична віддаленість джерел від місця КЗ

$$\frac{I_{п0,\Gamma 1}}{I_{ном \Gamma 1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{п0,\Gamma 1} \cdot U_{ном \Gamma 1}}{S_{ном \Gamma 1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 30.566 \cdot 10.5}{78.75} = 7.059$$

$$\frac{I_{п0,\Gamma 2}}{I_{ном \Gamma 2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{п0,\Gamma 2} \cdot U_{ном \Gamma 2}}{S_{ном \Gamma 2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 12.942 \cdot 10.5}{78.75} = 2.989$$

$$\frac{I_{п0,\Gamma 3}}{I_{ном \Gamma 3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{п0,\Gamma 3} \cdot U_{ном \Gamma 3}}{S_{ном \Gamma 3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4.213 \cdot 10.5}{125} = 0.613$$

$$\frac{I_{п0,\Gamma 4}}{I_{ном \Gamma 4}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{п0,\Gamma 4} \cdot U_{ном \Gamma 4}}{S_{ном \Gamma 4}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0.526 \cdot 10.5}{125} = 0.077$$

$$\frac{I_{п0,\Gamma 5,\Gamma 6}}{I_{ном \Gamma 5,\Gamma 6}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{п0,\Gamma 5,\Gamma 6} \cdot U_{ном \Gamma 5,\Gamma 6}}{S_{ном \Gamma 5,\Gamma 6}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3.026 \cdot 10.5}{2 \cdot 353} = 0.078$$

За отриманими значеннями електричної віддаленості визначається значення $\gamma_{*\tau}$, для системи $\gamma_{*\tau} = 1$

$$\gamma_{*\tau,\Gamma 1} = 0.62, \gamma_{*\tau,\Gamma 2} = 0.825, \gamma_{*\tau,\Gamma 3} = 1, \gamma_{*\tau,\Gamma 4} = 1, \gamma_{*\tau,\Gamma 5,\Gamma 6} = 1,$$

Значення періодичної складової струму трифазного КЗ в момент розриву контактів вимикача для кожного променю

$$I_{пт,\Gamma 1} = I_{п0,\Gamma 1} \cdot \gamma_{*\tau,\Gamma 1} = 30.566 \cdot 0.62 = 18.951 \text{ кА}$$

$$I_{пт,\Gamma 2} = I_{п0,\Gamma 2} \cdot \gamma_{*\tau,\Gamma 2} = 12.942 \cdot 0.825 = 10.677 \text{ кА}$$

$$I_{пт,\Gamma 3} = I_{п0,\Gamma 3} \cdot \gamma_{*\tau,\Gamma 3} = 4.213 \cdot 1 = 4.213 \text{ кА}$$

$$I_{пт.Г4} = I_{п0.Г4} \cdot \gamma_{*т.Г4} = 0.526 \cdot 1 = 0.526 \text{ кА}$$

$$I_{пт.Г5,Г6} = I_{п0.Г5,Г6} \cdot \gamma_{*т.Г5,Г6} = 3.026 \cdot 1 = 3.026 \text{ кА}$$

$$I_{пт.С} = I_{п0.С} \cdot \gamma_{*т.Г1} = 16.194 \cdot 1 = 16.194 \text{ кА}$$

Сумарне значення періодичної складової струму трифазного КЗ в момент розриву контактів вимикача

$$\begin{aligned} I_{пт} &= I_{пт.Г1} + I_{пт.Г2} + I_{пт.Г3} + I_{пт.Г4} + I_{пт.Г5,Г6} + I_{пт.С} = \\ &= 18.951 + 10.677 + 4.213 + 0.526 + 3.026 + 16.194 = 53.587 \text{ кА} \end{aligned}$$

Значення аперіодичної складової струму трифазного КЗ в момент розриву контактів вимикача для кожного променю

$$i_{ат.Г1} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.Г1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\alpha.Г1}}} = \sqrt{2} \cdot 30.566 \cdot e^{-\frac{0.25}{0.25}} = 15.902 \text{ кА}$$

$$i_{ат.Г2} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.Г2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\alpha.Г2}}} = \sqrt{2} \cdot 12.942 \cdot e^{-\frac{0.25}{0.25}} = 6.733 \text{ кА}$$

$$i_{ат.Г3} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.Г3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\alpha.Г3}}} = \sqrt{2} \cdot 4.213 \cdot e^{-\frac{0.25}{0.26}} = 2.278 \text{ кА}$$

$$i_{ат.Г4} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.Г4} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\alpha.Г4}}} = \sqrt{2} \cdot 0.526 \cdot e^{-\frac{0.25}{0.26}} = 0.284 \text{ кА}$$

$$i_{ат.Г5,Г6} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.Г5,Г6} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\alpha.Г5,Г6}}} = \sqrt{2} \cdot 3.026 \cdot e^{-\frac{0.25}{0.32}} = 1.959 \text{ кА}$$

$$i_{ат.С} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.С} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\alpha.С}}} = \sqrt{2} \cdot 16.194 \cdot e^{-\frac{0.25}{0.06}} = 0.355 \text{ кА}$$

Сумарне початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ

$$\begin{aligned} i_{ат} &= i_{ат.Г1} + i_{ат.Г2} + i_{ат.Г3} + i_{ат.Г4} + i_{ат.Г5,Г6} + i_{ат.С} = \\ &= 15.902 + 6.733 + 2.278 + 0.284 + 1.959 + 0.355 = 27.512 \text{ кА} \end{aligned}$$

2.2.2 Розрахунок двофазного КЗ на ГРП 10.5 кВ

Для розрахунку двофазного КЗ визначається еквівалентний опір та еквівалентна ЕРС заступної схеми прямої послідовності, яка наведена на рисунку 2.11.

$$E_{екв1}^* = \frac{\frac{E_{Г1}^*}{X_{Г1}^*} + \frac{E_{Г2}^*}{X_{18}^*} + \frac{E_{Г3}^*}{X_{19}^*} + \frac{E_{Г4}^*}{X_{20}^*} + \frac{E_{Г5,Г6}^*}{X_{21}^*} + \frac{E_{С}^*}{X_{22}^*}}{\frac{1}{X_{Г1}^*} + \frac{1}{X_{18}^*} + \frac{1}{X_{19}^*} + \frac{1}{X_{20}^*} + \frac{1}{X_{21}^*} + \frac{1}{X_{22}^*}} =$$

$$= \frac{\frac{1.08}{0.153} + \frac{1.08}{0.361} + \frac{1.13}{1.161} + \frac{1.13}{9.302} + \frac{1.13}{1.617} + \frac{1}{0.267}}{\frac{1}{0.153} + \frac{1}{0.361} + \frac{1}{1.161} + \frac{1}{9.302} + \frac{1}{1.617} + \frac{1}{0.267}} = 1.065 \text{ в. о.}$$

$$X_{\text{екв1}}^* = \left(\frac{1}{X_{\Gamma1}^*} + \frac{1}{X_{18}^*} + \frac{1}{X_{19}^*} + \frac{1}{X_{20}^*} + \frac{1}{X_{21}^*} + \frac{1}{X_{22}^*} \right)^{-1} =$$

$$= \left(\frac{1}{0.153} + \frac{1}{0.361} + \frac{1}{1.161} + \frac{1}{9.302} + \frac{1}{1.617} + \frac{1}{0.267} \right)^{-1} = 0.068 \text{ в. о.}$$

Також для визначення струму двофазного КЗ необхідно визначити значення еквівалентного опору заступної схеми зворотної послідовності. З теорії перехідних процесів відомо, що $X_{\text{екв2}}^* = X_{\text{екв1}}^* = 0.068 \text{ в. о.}$

Додатковий опір для двофазного КЗ

$$x_{\Delta}^{(2)} = X_{\text{екв2}}^* = 0.068 \text{ в. о.}$$

Початкове значення періодичної складової струму двофазного КЗ

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{\text{екв1}}^*}{X_{\text{екв1}}^* + x_{\Delta}^{(2)}} \cdot I_0 = \sqrt{3} \cdot \frac{1.065}{0.068 + 0.068} \cdot 4.33 = 58.428 \text{ кА}$$

Початкове значення періодичної складової струму двофазного КЗ менше за початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ. Тому вибір вимикачів виконується за струмами трифазного КЗ.

2.2.3 Вибір вимикача та роз'єднувача на генераторному приєднанні до ГРП 10.5 кВ

Максимальний робочий струм, який буде протікати через вимикач та роз'єднувач.

$$I_{\text{роб.макс.}} = \frac{P_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi) \cdot 0.95} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.8 \cdot 0.95} = 4558 \text{ А}$$

Імпульси квадратичного струму трифазного КЗ від кожного променю

$$B_{\text{к.Г1}} = I_{\text{п0.Г1}}^2 \cdot (\tau + T_{\alpha\Gamma1}) = 30.566^2 \cdot (0.25 + 0.25) = 467.128 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.Г2}} = I_{\text{п0.Г2}}^2 \cdot (\tau + T_{\alpha\Gamma2}) = 12.942^2 \cdot (0.25 + 0.25) = 83.744 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.Г3}} = I_{\text{п0.Г3}}^2 \cdot (\tau + T_{\alpha\Gamma3}) = 4.213^2 \cdot (0.25 + 0.26) = 9.054 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.Г4} = I_{п0.Г4}^2 \cdot (\tau + T_{\alpha.Г4}) = 0.526^2 \cdot (0.25 + 0.26) = 0.141 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.Г5,Г6} = I_{п0.Г5,Г6}^2 \cdot (\tau + T_{\alpha.Г5,Г6}) = 3.026^2 \cdot (0.25 + 0.32) = 5.22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.С} = I_{п0.С}^2 \cdot (\tau + T_{\alpha.С}) = 16.194^2 \cdot (0.25 + 0.06) = 81.293 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сумарний імпульс квадратичного струму трифазного КЗ

$$B_k = B_{к.Г1} + B_{к.Г2} + B_{к.Г3} + B_{к.Г4} + B_{к.Г5,Г6} + B_{к.С} =$$

$$= 467.128 + 83.744 + 9.054 + 0.141 + 5.22 + 81.293 = 646.579 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Приймається до використання вимикач МГУ-20-90/6300У3.

Перевірку виконано в табличній формі. Результати перевірки занесено до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Перевірка вимикача МГУ-20-90/6300У3

Умова	Розраховані дані	Дані вимикача
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10.5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{роб.макс.}$	$I_{роб.макс.} = 4558 \text{ А}$	$I_{ном} = 6300 \text{ А}$
$I_{ном.відкл.} \geq I_{пт}$	$I_{пт} = 53.587 \text{ кА}$	$I_{ном.відкл.} = 90 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{ном.відкл.} \cdot (1 + \beta_{ном}) \geq \sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}$	$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} =$ $= \sqrt{2} \cdot 53.587 + 27.512 =$ $= 103.295 \text{ кА}$	$i_{а ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.відкл.} \cdot (1 + \beta_{ном}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 90 \cdot (1 + 0.2) = 152.732 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{п0}$	$I_{п0} = 67.467 \text{ кА}$	$I_{дин} = 105 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 184.028 \text{ кА}$	$i_{дин} = 300 \text{ кА}$
$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$	$B_k = 646.579 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

З таблиці видно, що обраний вимикач відповідає всім вимогам.

Приймається до використання роз'єднувач РВР-20/6300У3.

Перевірку виконано в табличній формі. Результати перевірки занесено до таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Перевірка роз'єднувача РВР-20/6300У3

Умова	Розраховані дані	Дані роз'єднувача
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10.5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{роб.макс.}$	$I_{роб.макс.} = 4558 \text{ А}$	$I_{ном} = 6300 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 184.028 \text{ кА}$	$i_{дин} = 260 \text{ кА}$
$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$	$B_k = 646.579 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 100^2 \cdot 4 = 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

З таблиці видно, що обраний роз'єднувач відповідає всім вимогам.

2.3 Вибір обладнання на розрахунковому відгалуженні

2.3.1 Вибір лінійного реактора та вимикача

Прийнято 3 реактори на секцію, до двох з яких підключено чотири відгалуження, а до ще одного – три.

Струм обтяжливого режиму

$$I_{\text{обт}} = \frac{n_{\text{пр}} \cdot P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos(\varphi) \cdot 0.95} = \frac{4 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.85 \cdot 0.95} = 1634.251 \text{ A}$$

Для розрахунку бажаного опору лінійного реактора необхідно задатися найменшим струмом КЗ, який може протікати за реактором

Попередньо на відгалуженнях передбачається встановлення вимикачів серії VF12, у яких номінальний струм відключення складає 31.5 кА.

Бажаний опір для обмеження струму КЗ до такого рівня.

$$X_{\text{баж}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{баж}}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 31.5} = 0.183 \text{ Ом}$$

Результатний опір без встановленого реактора

$$X_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 67.467} = 0.086 \text{ Ом}$$

Тоді бажаний опір реактора

$$X_{\text{баж.лр}} = X_{\text{баж}} - X_{\text{рез}} = 0.183 - 0.086 = 0.098 \text{ Ом}$$

Отже, за максимальним робочим струмом та бажаним опором обрано реактор РБГ-10-2500-0.20УЗ.

Значення струму КЗ за реактором після його встановлення

$$I_{\text{п0}} = I_{\text{пт}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{рез}} + X_{\text{р}})} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot (0.086 + 0.20)} = 20.217 \text{ кА}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 20.217 \cdot 1.956 = 55.925 \text{ кА}$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\alpha}}} = \sqrt{2} \cdot 20.217 \cdot e^{-\frac{0.13}{0.23}} = 16.247 \text{ кА}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (\tau + T_{\alpha}) = 20.217^2 \cdot (0.13 + 0.23) = 147.143 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Залишкова напруга та втрати напруги

$$U_{\text{зал}} = X_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = 0.20 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 20.217}{10} \cdot 100\% = 70.034\%$$

$$\Delta U_p = \frac{\sqrt{3} \cdot X_p \cdot I_{\text{обт}} \cdot \sin(\varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 0.14 \cdot 1634.251 \cdot 0.527}{10} \cdot 100\% = 2.983\%$$

Перевірку виконано в табличній формі. Результати перевірки занесено до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Перевірка реактора РБГ-10-2500-0.20У3

Умова	Розраховані дані	Дані реактора
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб.макс.}}$	$I_{\text{роб.макс.}} = 1634.251 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 55.925 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 60 \text{ кА}$
$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$	$B_K = 147.143 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31.1^2 \cdot 8 = 4455.68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$U_{\text{зал}} \geq 65 - 70\%$	$U_{\text{зал}} = 70.034\%$	-
$\Delta U_p \leq 5 - 6\%$	$\Delta U_p = 2.983\%$	-

З таблиці видно, що обраний реактор відповідає всім вимогам.

Прийнято до встановлення вимикач VF12.08.31. Перевірку виконано в табличній формі. Результати перевірки занесено до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 - Перевірка вимикача VF12.08.31

Умова	Розраховані дані	Дані вимикача
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10.5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10.5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб.макс.}}$	$I_{\text{роб.макс.}} = 408.563 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$I_{\text{ном.відкл.}} \geq I_{\text{пт}}$	$I_{\text{пт}} = 20.217 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відкл.}} = 31.5 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.відкл.}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 20.217 + 16.247 =$ $= 44.838 \text{ кА}$	$i_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.відкл.}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 31.5 \cdot (1 + 0.4) = 62.367 \text{ кА}$
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п0}}$	$I_{\text{п0}} = 20.217 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 31.5 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 55.925 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 147.143 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31.5^2 \cdot 3 = 2976.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

З таблиці видно, що обраний вимикач відповідає всім вимогам.

Прийнято до встановлення роз'єднувач РВ-10/1000 УЗ. Перевірку виконано в табличній формі. Результати перевірки занесено до таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Перевірка роз'єднувача РВ-10/1000 УЗ

Умова	Розраховані дані	Дані роз'єднувача
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10.5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10.5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб.макс.}}$	$I_{\text{роб.макс.}} = 408.563 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 55.925 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 147.143 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

З таблиці видно, що обраний роз'єднувач відповідає всім вимогам.

2.3.2 Вибір кабелю

Прийнято, що прокладка кабельної лінії виконана в кабельному напівповерсі закритого розподільчого пристрою ($\nu_0 = 30^\circ\text{C}$, $T_{\text{max}} = 3500 \text{ год}$). Довжина лінії складає 300 метрів. Для цього обираємо кабель ААГ, 10 кВ, трижильний.

Економічна густина струму

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e} = \frac{408.563}{1.4} = 291.831 \text{ мм}^2$$

Прийнято два кабелі по 185 мм^2 , $I_{\text{доп.ном}} = 235 \text{ А}$, поправочний коефіцієнт на температуру повітря $k_{\text{п}} = 0.93$.

$$I_{\text{доп}} = 0.93 \cdot I_{\text{доп.ном}} \cdot n_k = 0.93 \cdot 235 \cdot 2 = 437.1 \text{ А}$$

Отже, кабель має достатній рівень допустимого струму.

Перевірка на термічну стійкість.

Опір гілки з генераторами та системою

$$X_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}}} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 67.467} = 0.09 \text{ Ом}$$

Активний та реактивний опори кабелю

$$X_{\text{каб}} = X_{\text{пог}} \cdot l = 0.077 \cdot 0.3 = 0.023 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{каб}} = R_{\text{пог}} \cdot l = 0.169 \cdot 0.3 = 0.051 \text{ Ом}$$

Результатний опір

$$\begin{aligned} Z_{\text{рез}} &= \sqrt{\left(X_{\text{рез}} + X_{\text{лр}} + \frac{X_{\text{каб}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{R_{\text{каб}}}{2}\right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(0.09 + 0.20 + \frac{0.023}{2}\right)^2 + \left(\frac{0.051}{2}\right)^2} = 0.302 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Струм КЗ за пучком кабелів

$$I_{\text{п0}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{рез}}} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 0.302} = 20.042 \text{ кА}$$

Імпульс квадратичного струму КЗ

$$B_k = \left(\frac{I_{\text{п0}}}{2}\right)^2 \cdot (\tau + T_{\alpha}) = \left(\frac{20.042}{2}\right)^2 \cdot (0.13 + 0.23) = 36.153 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Мінімальний переріз за термічною стійкістю

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{C} = \frac{\sqrt{36.153} \cdot 10^3}{100} = 60.127 \text{ мм}^2$$

Отже, обрані кабелі відповідають всім вимогам.

2.3.3 Вибір трансформатора струму

Максимальний робочий струм, який проходитиме через трансформатор

$$I_{\text{роб}} = 408.563 \text{ А}$$

Обрано трансформатор струму ТПОЛ-10-УЗ. Перевірка виконується в табличній формі, результати якої занесено до таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Перевірка трансформатора струму ТПОЛ-10

Умова	Розраховані дані	Дані трансформатора струму
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб.макс.}}$	$I_{\text{роб.макс.}} = 408.563 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 55.925 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$
$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$	$B_K = 147.143 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 32^2 \cdot 3 = 3072 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Перевірка вимірювальної обмотки трансформатора струму за вторинним навантаженням.

Перелік приладів та їхніх параметрів занесено до таблиці 2.7. Трансформатор струму приєднано за схемою неповної зірки.

Таблиця 2.7 - Перелік приладів та їхніх параметрів, які підключені до вторинної обмотки ТС

Прилад	Тип	Потужність, яка споживається послідовною обмоткою ТС I(S), ВА	Навантаження	
			Фаза А	Фаза С
Амперметр	Е-350	0.5	0.5	0.5
Лічильник акт. енергії	САЗ-И674	2.5	2.5	2.5
Лічильник реакт. енергії	СР4-Т689	2.5	2.5	2.5
Ватметр	Д-335	0.5	0.5	0.5
Варметр	Д-304	0.5	0.5	0.5
ΣS		6.5	6.5	6.5

Сумарний опір приладів

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{6.5}{5^2} = 0.26 \text{ Ом}$$

Номінальне навантаження обраного трансформатора струму становить 0.4 Ом, що свідчить про його придатність.

Перехідний опір контактів приймаємо 0.1 Ом, тоді проводів:

$$r_{\text{прил}} + r_{\text{конт}} + r_{\text{пр}} = z_{2\text{н}}$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{н}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{конт}} = 0.4 - 0.26 - 0.1 = 0.14 \text{ Ом}$$

Приймаючи довжину з'єднувальних проводів з алюмінієвими жилами 40 м, визначається переріз:

$$q = \frac{p \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0.0283 \cdot 40}{0.14} = 8.086 \text{ мм}^2$$

В якості з'єднувальних провідників прийнято багатожильні контрольні кабелі АКВВГ з перерізом 10 мм².

2.3.4 Вибір трансформатора напруги

Так як максимальна кількість приєднань, яку можна підключити до секції, дорівнює 8, то кількість ватметрів, варметрів, лічильників активної та реактивної енергії прийнято також по 8 і по одному вольтметру на секцію. Перелік приладів та їхніх параметрів занесено до таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 - Перелік приладів та їхніх параметрів, які підключені до вторинної обмотки ТН

Найменування приладу	Кількість	Кількість обмоток	Навантаження одного приладу		Навантаження всіх приладів	
			Р, Вт	Q, ВАр	ΣР, Вт	ΣQ, ВАр
Вольтметр	1	1	2	-	2	-
Ватметр	8	2	2	1.85	16	14.8
Варметр	8	2	1.5	-	12	-
Лічильник акт. енергії	8	2	-	2.5	-	20
Лічильник реакт. енергії	8	2	3	2.775	24	22.2
Всього					54	57

$$S_{\text{прил}} = \sqrt{P_{\text{прил}}^2 + Q_{\text{прил}}^2} = \sqrt{54^2 + 57^2} = 78.518 \text{ ВА}$$

Обрано трансформатор напруги типу НТМИ-10-66УЗ, номінальні параметри якого занесено до таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Номінальні параметри трансформатора напруги типу НТМИ-10-66УЗ

Найменування параметру	Одиниці вимірювання	Значення
Номінальна первинна напруга	кВ	10
Найбільша вторинна напруга	В	100
Клас точності		0.5
Номінальна потужність	ВА	120

Висновки до розділу

В даному розділі розраховувались струми коротких замикань. Було розраховано струми трифазного і двофазного короткого замикань для ГРП 10.5 кВ. На основі розрахованих даних були обрані вимикачі та роз'єднувачі. Крім цього було вибрано струмообмежувальний лінійний реактор, розраховано струм КЗ за ним та обрано вимикач та роз'єднувач на розрахунковому відгалуженні. Також за знайденим струмом КЗ було обрано кабель на розрахунковому відгалуженні. Крім цього було обрано трансформатор струму для встановлення на розрахунковому відгалуженні, трансформатор напруги на секції.

РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ І ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАВДАНЬ ДОСЛІДЖЕННЯ

3.1 Внутрішні пошкодження силових трансформаторів потужністю 10-63 МВА та напругою 110-220/10 кВ

Експлуатація трансформаторного обладнання за межами нормативного строку служби пов'язано з підвищеними ризиками відмов.

Заміна великої кількості дорогого обладнання в короткий проміжок часу неможлива технічно і не виправдана економічно. Рішенням цієї проблеми є введення автоматизованих систем моніторингу трансформатор, так як з'являється можливість продовження його строку служби за рахунок розпізнавання дефектів на ранній стадії.

В таблиці 3.1 наведено основні причини відмов по частоті появи в відсотковому відношенні, а в таблиці 3.2 наведено дефекти силових трансформаторів, їхні види та місця.

Таблиця 3.1 - Основні види пошкоджень трансформаторів

Вид пошкодження	Доля, %
Дефекти маслonaповнених вводів	36.2
Пошкодження обмоток:	
- динамічна нестійкість	5.4
- зволоження	27.3
- газовиділення	6.7
Дефекти регулювальних пристроїв РПН	24.2
Інші причини	12.3

Таблиця 3.2 - Основні види пошкоджень трансформаторів

Вид пошкодження	Доля, %
Система охолодження	22.71
Високовольтні вводи	14.31
Виділення газів в масло	9.02
Старіння масла	7.47
Дефекти в РПН	7.15
Протікання ущільнень	6.84
Розпресування обмоток	6.53
Забруднення твердої ізоляції	5.29
Зволоження твердої ізоляції	4.04
Розпресування магнітопровода	4.04

По даним з таблиці 3.2 можна зробити висновок, що найбільша кількість дефектів пов'язана з системою охолодження і вводами (36%

від всіх виявлених дефектів). Пошкодження, що залишилися, пов'язані з виділенням газів в масло, старіння масла, забрудненням та зволоженням твердої ізоляції.

3.2 Визначення технічного стану силових трансформаторів

3.2.1 Зміни в технічному стані силових трансформаторів при експлуатації

Основними факторами, які відповідають за старіння трансформаторів, є:

- температура масла/паперу ізоляційної системи;
- вологість і рівень кисню;
- волога в системі ізоляції.

Інші фактори можуть включати експлуатацію в екстремальних умовах, а також несприятливих умовах навколишнього середовища, таких як висока температура та вологість, часті короткі замикання і електричні перенапруги.

Якщо кількість води в маслі перевищує розчинність, надлишки води переходять в емульгований стан. Вода перебуває у вигляді окремих краплин, які мають в початковий момент відносно малі розміри, але мають порівняно потужний механізм коагуляції, який викликає швидке збільшення цих краплин. В маслі можуть перебувати краплини діаметром до 100 мікрометрів. При подальшому збільшенні розмірів краплин починає збільшуватись і їхня маса, краплі ,так би мовити, «тонуть». Поява в маслі емульгованої води спричиняє різке зниження електричної міцності в кілька разів, що є недопустимим.

На рисунку 3.1 наведено залежність електричної міцності масла від вмісту води в ньому. Можна помітити, що при переході до рівня розчинності починається значне зменшення міцності масла через утворення краплин води в ньому (перехід до емульгованої води). Наступне збільшення кількості води спричиняє збільшення кількості

та розмірів крапель води, а отже до ще більшого зниження міцності масла.

Слабозв'язана волога з'являється тільки в старому маслі. При окисленні масла в ньому з'являється складні високомолекулярні сполуки: спирти, кетони, феноли, молекули яких здатні притягувати до себе молекули води. Кількість слабозв'язаної вологи може бути відносно великою - вона може втричі перевищувати розчинену вологу. Така волога не є вільною, не додає вкладу в розчинену вологу і не викликає утворення емульсії. Проте сила притягування молекул води до продуктів старіння мала, тому навіть невелика додаткова енергія, яка вкладена в масло, може викликати раптове відривання цих молекул, утворенню емульгованої вологи і, відповідно, до раптового різкого зниження електричної міцності масла.

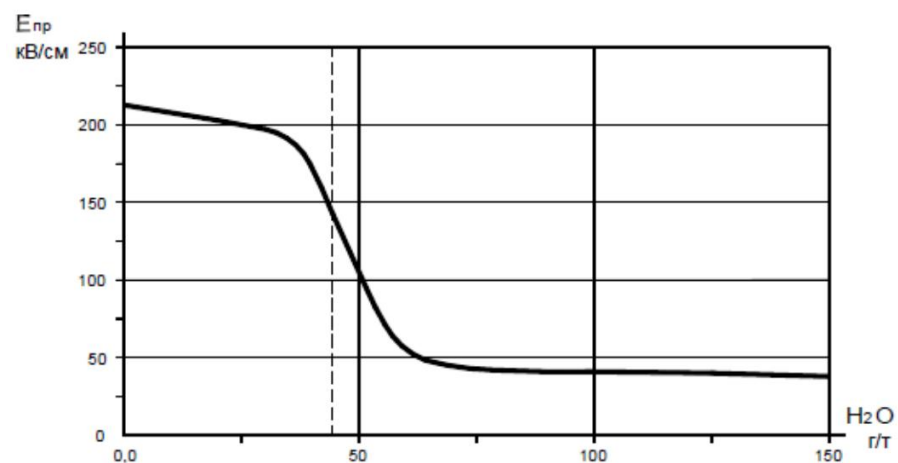


Рисунок 3.1 - Залежність електричної міцності масла від вмісту ВОЛОГИ

Кількість води, яка міститься в маслі, не постійна, а залежить від температури трансформатора. При підвищенні температури розчинність води в маслі також підвищується, проте в целюлозі майже не змінюється. Тому при підвищенні температури волога починає переміщуватись з целюлози в масло. При зменшенні температури йде зворотній процес переміщення води в целюлозу, проте через те, що дифузія води в маслі проходить відносно повільно, при великій швидкості зменшення

температури волога з масла може, так би мовити, не «встигнути» повернутися до целюлози, що викликає утворення емульсії. Це найбільш небезпечний механізм різкого зниження електричної міцності масла при зменшенні температури, який є абсолютно недопустимим для роботи трансформатора.

Якщо висловитись точніше, то треба враховувати залежність пробивної напруги масла від температури, яка відповідає кривим, що зображені на рисунку 3.2. Відповідно до цих кривих трансформатор перед ввімкненням необхідно розігрівати до температури, вищої нуля, а в ідеальному випадку до 20-30 градусів. Ці залежності показують зниження електричної стійкості ізоляції в функції температури і концентрації вологи. Вигляд наведених кривих обумовлений переходом вологи з розчиненого стану при 60 градусах в емульгований стан при зменшенні температури. Зі зменшенням температури підвищується і кількість емульгованої води, що спричиняє зниження електричної міцності масла

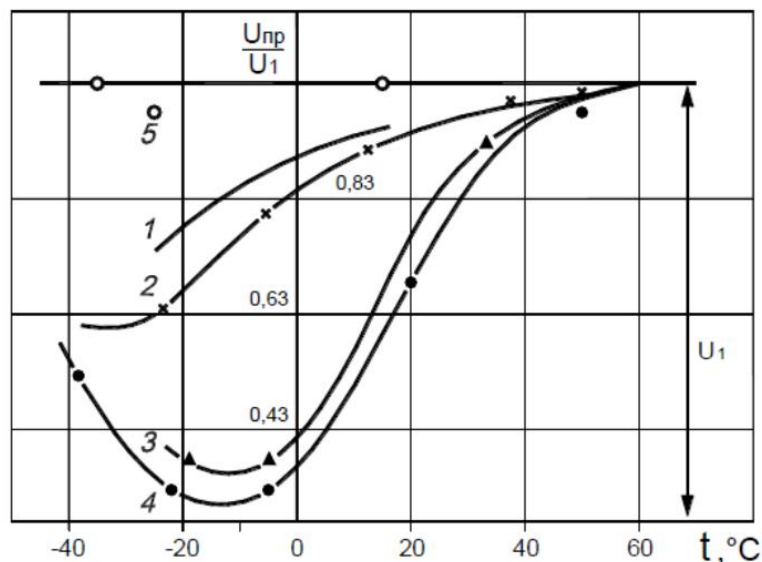


Рисунок 3.2 - Залежність пробивної напруги масла від вологості

W_M та вмісту механічних домішок в маслі N_T

1 - $W_M = 10$ г/т, $N_T = 5$ г/т; 2 - $W_M = 10$ г/т, $N_T = 50$ г/т;

3 - $W_M = 20$ г/т, $N_T = 5$ г/т; 4 - $W_M = 20$ г/т, $N_T = 50$ г/т;

5 - $W_M = 5$ г/т, $N_T = 5$ г/т;

Як вже було помічено раніше, найнебезпечнішою є вода, котра знаходиться в баці трансформатора в емульгованому стані, який іноді називають дисперсним, і не має хімічного зв'язку з молекулами масла. Саме ця складова загального об'єму води в трансформаторі значно зменшує електричну міцність масла. Чим більший вміст води перебуває в дисперсному стані, тим більша ймовірність електричного пробоя ізоляційних проміжків всередині трансформатора. Саме аналізу вмісту емульгової вологи в маслі слід приділити увагу в діагностичних моніторингових системах силових трансформаторів.

3.2.2 Оцінка технічного стану силових трансформаторів

За традиційною методологією обслуговування обладнання проходить за даними періодичних випробувань в деякому об'ємі через деякі проміжки часу. Технічний стан оцінюється порівнянням з вихідними значеннями паспорта чи протоколу заводських випробувань.

Далі розглянемо об'єм періодичних випробувань силових трансформаторів.

Вимірюються наступні параметри: коефіцієнт трансформації, полярність і група з'єднання, опір постійному струму, втрати холостого ходу, опір короткого замикання, опір ізоляції, $\tan \delta$ і ємність ізоляції. А також електрична міцність, рівень часткових розрядів, перехідні і частотні характеристики, вібраційні характеристики. В ізоляції перевіряється вологість, стан паперової ізоляції обмоток.

Найбільший інтерес в даній роботі представляє трансформаторне масло, у якого перевіряється кінематична в'язкість, густина, зовнішній вигляд, колір, температура спалаху в закритому тиглі, кислотне число, спротив окисленню та інші параметри.

3.2.3 Методи визначення технічного стану силових трансформаторів

Далі розглянемо визначення електромагнітних характеристик трансформаторів, а крім того діагностичні методи визначення технічного стану: тепловізійний, часткових розрядів та вібраційний.

Електромагнітні характеристики трансформаторів.

Визначення коефіцієнта трансформації. При вимірюванні коефіцієнта трансформації виявляють неправильне під'єднання відводів пристроїв РПН, пошкодження обмоток. Коефіцієнт трансформації вимірюють використовуючи спеціальні електричні схеми (мости) способом компенсації чи методом двох вольтметрів, один з яких під'єднано до обмотки нижчої напруги, а інший - до обмотки вищої напруги. Клас точності вольтметрів для вимірювання повинен бути не нижче 0.2.

Результати порівнюються з розрахунковими або паспортними даними та вважаються задовільними, якщо відхилення не перевищує 2%.

Вимірювання втрат холостого ходу. Вимірювання втрат холостого ходу виконують при зниженій напрузі (збудженні) перед вимірюванням опору постійному струму, щоб позбутися підвищення втрат холостого ходу через намагнічування сталі магнітопровода трансформатора. Залишкове намагнічування знімається шляхом однократного плавного збільшення, а потім плавного зменшення збудження змінною напругою.

З отриманих результатів роблять висновки щодо стану магнітопровода трансформатора (замикання листів сталі магнітопровода, появу короткозамкнених контурів у вузлах кріплення).

Для трифазних трансформаторів значення втрат не повинно відрізнятися від паспортних (вихідних) більш ніж на 5%, а для однофазного - не більше 10%.

Вимірювання опору обмоток постійному струму. При вимірюванні опору обмоток постійному струму виявляють дефекти в місцях пайки (обривання) обмотки, а також в різних контактах схеми з'єднання обмоток.

Опір обмоток постійному струму визначають за допомогою схеми, так званого, «моста» або за допомогою методу падіння напруги (використавши вольтметр та амперметр). Виконувати вимірювання рекомендовано при сталій температурі обмоток, котра зазначена в протоколі випробувань разом з температурою верхніх шарів масла. Джерелом в даних випробування виступають акумуляторні батареї.

Для запобігання похибок, викликаних індуктивністю обмоток, опір треба визначати при повністю сталому струмі.

Оцінку проводять шляхом порівняння отриманих даних з заводськими вимірюванням і паспортними даними. Значення опору, отримані на відгалуженнях відповідних фаз, не повинні різнитися одне від одного більше ніж на 2% окрім випадків, які регламентовані паспортними характеристиками чи заводськими документами.

Вимірювання опору короткого замикання обмоток. Повний опір короткого замикання трансформаторів визначається для виявлення можливих деформацій, які можуть викликати пошкодження ізоляції обмоток, спричинених наскрізними короткими замиканнями.

Напруга та струм КЗ визначається з досліду короткого замикання, який виконується за низької напруги (220В, 380В).

Оцінку стану обмоток виконують порівнянням отриманого значення з допустимим відхиленням цього параметра від базового значення, які регламентовано нормативними документами.

Тепловізійне дослідження стану трансформатора.

Тепловий метод контролю полягає у вимірюванні, оцінці і аналізі температури контрольованих об'єктів.

Для виконання дослідження використовується спеціальний пристрій тепловізійного вимірювання - тепловізор.

Термограма, отримана за рахунок фіксації різниці температур між об'єктом і оточенням - це двовимірне зображення багатьох елементів, кожному з яких присвоєно колір, градієнт одного кольору чи градація яскравості, які визначаються відповідно до умовної температурної шкали.

На рисунку 3.3 зображено термограму запобіжників, що дозволить ознайомитись з термограмою та її основними складовими.

1. Температурна шкала - характеризує співвідношення між кольором ділянки та його температурою.

2. Зона критичної температури (характеризується кольором з верхньої частини температурної шкали) - елемент обладнання, який характеризується підвищеною температурою.

3. Лінія температурного зрізу - лінія, яка перетинає зони критичної температури та елемент, який аналогічний до дефектного.

4. Температурний крива - графік, який ілюструє розподіл температури вздовж лінії температурного зрізу, тобто по осі абсцис - порядкові номери точок по довжині лінії, а по осі ординат - значення температури в цих точках.

Описаний метод вельми ефективний при виявленні пошкоджень вузлів електрообладнання.

Параметри контролю:

- Перевищення температури - різниця температури об'єкта та навколишнього повітря;
- Різниця температур між деякими точками чи зонами;
- Градієнт температури в деякій області;
- Надлишкова температура - перевищення температури об'єкта над температурою таких же об'єктів в таких же умовах;

- Коефіцієнт дефективності (для контактного з'єднання) - відношення зафіксованого перевищення температури контактного з'єднання до перевищення температури ділянки шини на відстані не менше 1 метра від контакту.

Також для безконтактного вимірювання температури можуть використовуватися пірометри. Принцип роботи пірометрів полягає у вимірюванні потужності теплового випромінювання об'єкта в інфрачервоному діапазоні.

Принципова різниця між тепловізорами і пірометрами в тому, що пірометри вимірюють температуру в конкретній точці, а тепловізори аналізують весь об'єкт.

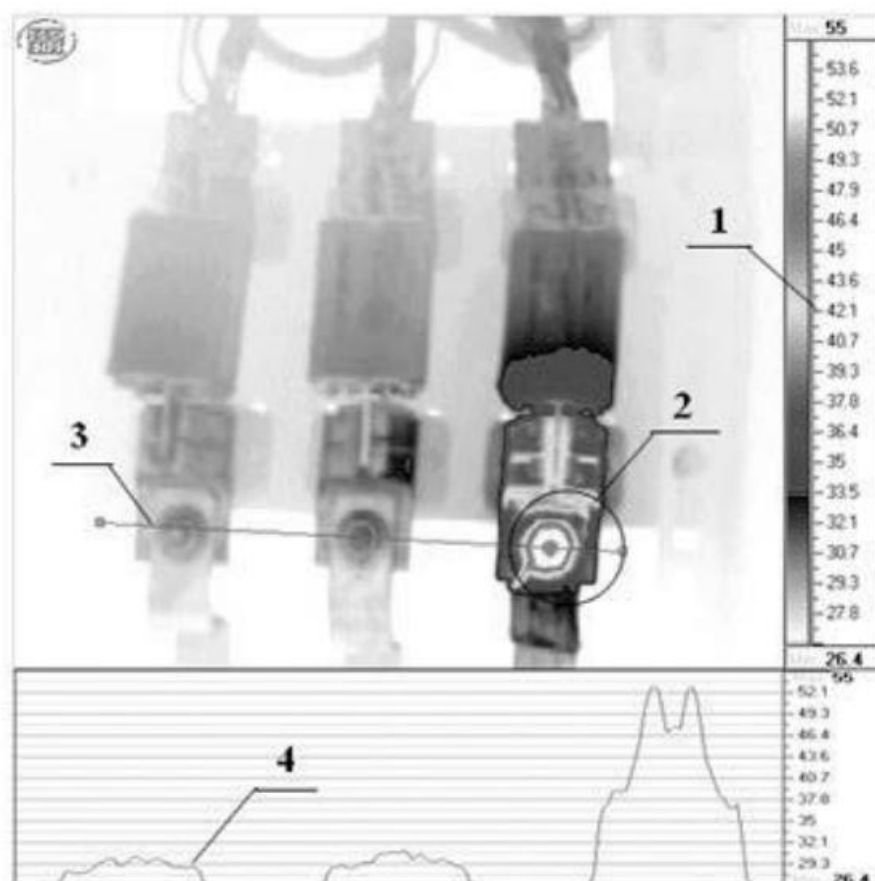


Рисунок 3.3 Термограма запобіжників

Метод часткових розрядів.

Частковий розряд - це іскровий розряд дуже малої потужності, який утворюється всередині високовольтної ізоляції або на її поверхні.

Частковим цей розряд називається тому, що перекриває лише частину всього ізоляційного проміжку.

Найбільший інтерес для моніторингу представляють інтегральні характеристики часткових розрядів - PDI та Q_{02} . Наявність тимчасового тренду в зміні цих параметрів часткових розрядів вже показує наявність проблем з ізоляцією.

Параметр Q_{02} характеризує періодичні повтори імпульсу часткового розряду, частота визначення якого дорівнює 0.2 імпульси на один період живильної мережі.

Параметр PDI (Partial Discharge Intensity) - інтенсивність часткових розрядів - дійсне значення напруги в момент імпульсу часткового розряду.

Часткові розряди виникають в ізоляції установок середньої та високої напруги. Зазвичай вважається, що визначення часткових розрядів можна виконувати при напрузі 0.4 кВ, тому увага, яка надається цьому методу при організації діагностичного моніторингу силових трансформаторів, повністю виправдана.

Максимальну небезпеку для трансформаторів представляють не самі розряди, а причини, які їх породжують і результати впливу розрядів на стан ізоляції. Найчастіше періодичні виникнення часткових розрядів, незалежно від причини виникнення первинного локального ефекту, методично руйнують високовольтну ізоляцію. Це прихований період розвитку дефекту, який може призвести до дугового пробою всього ізоляційного проміжку.

Зазвичай руйнування ізоляції під впливом часткових розрядів проходить відносно повільно, впродовж декількох тижнів, місяців та навіть років. Якщо часткові розряди в ізоляції трансформаторів виявити своєчасно, вимірюючи і правильно оцінюючи їхню швидкість розвитку, то можливо достатньо адекватно спрогнозувати строки аварійного виходу з ладу трансформатора, що і є ціллю діагностичного моніторингу.

З цієї причини виявлення та реєстрація часткових розрядів, оцінка їхньої амплітуди та частоти повторювань, що рівно визначенню потужності часткових розрядів, є ефективним способом виявлення дефектів в високовольтній ізоляції на ранніх етапах розвитку. Основним недоліком практичного використання цього методу є складність забезпечення надійності вимірювальних кіл від впливу високочастотних завад, яких дуже багато в колах високої напруги.

Існує декілька різних підходів до локалізації часткових розрядів в трансформаторах:

- a. В ізоляції високовольтних введів;
- b. В ізоляції обмоток трансформатора;
- c. В магнітопроводі трансформатора;
- d. В колах заземлення магнітопровода трансформатора та інших конструктивних елементів;
- e. В пристрої регулювання напруги РПН.

В багатьох випадках цей метод через складність практичного використання може бути додатковим, проте це не заважає його діагностичній користі.

В пунктах «b», «c» та «d» розглянутий метод працює паралельно з методом аналізу розчинених в маслі газів, тому неможливо однозначно визначити що важливіше: реєстрація та аналіз часткових розрядів чи контроль концентрації розчинених газів. Навіть на результатах простого аналізу очевидно, що якщо гази в маслі є результатом виникнення всередині трансформатора часткових розрядів, то ефективніше виявляти самі розряди, ніж чекати доки їхній вплив наситить характерними газами весь об'єм масла всередині баку трансформатора, а тільки потім отримати достовірні діагностичні дані.

Також даний метод отримав широке розповсюдження при оцінці технічного стану РПН.

Основним недоліком, який виникає при виконанні вимірювань часткових розрядів, є складна система обмеження завад.

Вібраційний метод.

Вібраційне дослідження проводиться на баці і корпусах маслонасосів силового трансформатора. Ціль дослідження - визначення стану пресовки обмоток і магнітопровода, загального стану кріплення конструкції трансформатора, а також визначення стану підшипників маслонасосів для попередження аварійних ситуацій і проведення своєчасних ремонтів.

Вібраційне дослідження трансформаторів дозволяє оперативно оцінити поточний стан активної частини трансформатора (без відкривання баку), а також маслонасосів, визначити причини підвищеної вібрації та, що дуже важливо, своєчасно виявити тенденції погіршення технічного стану всього трансформатора та окремих фаз обмотки та магнітопровода.

Існує декілька способів вібраційної перевірки технічного стану активної частини трансформатора:

- Зміна рівня вібрації на стінці баку;
- Спектральний метод вібраційної діагностики;
- Частотний метод контролю рівня пресування обмоток;

Вимірювання рівня вібрації на стінці трансформатора і спектральний метод вібродіагностики використовується на трансформаторі, що працює. Частотний метод контролю використовується на вимкненому та розшинованому трансформаторі.

Хімічний аналіз трансформаторного масла.

Масло в енергетичній сфері є найбільш розповсюдженим рідким діелектриком. Крім нафтових трансформаторних масел можливе використання і синтетичних рідких діелектриків на основі хлорованих вуглеводнів і кремнієво-органічних рідин.

Визначення електричної міцності масла проводиться в спеціальній ємності з нормованими розмірами електродів при прикладанні напруги промислової частоти.

Діелектричні втрати а маслі вимірюються з використанням мостової схеми при напрузі змінного електричного поля, рівній 1 кВ/мм. Вимірювання проводиться при поміщені проби в спеціальну триелектродну екрановану вимірювальну комірку. Значення $\text{tg}\delta$ визначається при температурах 20° та 90°С (для деяких масел при 70°С).

Кількісна оцінка вмісту механічних домішок проводиться шляхом фільтрування проби з наступним зважуванням осаду.

Для визначення кількості води в трансформаторному маслі використовують кулонометричний метод, який полягає у реакції між водою і реактивом Фішера.

Кислотне число вимірюється кількістю гідроксиду калію, витраченого для нейтралізації кислих з'єднань, отриманих з масла розчином етилового спирту.

Температурою спалаху називається найнижча температура масла, при якій в умовах випробувань утворюється суміш парів і газів з повітрям, яка може спалахувати від відкритого вогню.

Хроматографічний аналіз трансформаторного масла.

Загальний вміст газів масла визначають шляхом вилучення газу з проби масла, яка поміщена в вакуумну ємність. Більш зручний і точний метод - хроматографічний (з вакуумним виділенням газу). при цьому додатково можуть бути отримані дані про вміст кисню, який визначає окислювальні процеси в маслі.

Типові гази, які утворюються з мінерального масла і целюлози, в трансформаторах:

- Водень;
- Метан;
- Етан;

- Етилен;
- Ацетилен;
- Чадний газ;
- Вуглекислий газ;

Додатково завжди наявні кисень і азот, а їхня концентрація змінюється в залежності від герметичності корпусу трансформатора. Крім того, можуть бути виявлені такі гази як пропан, бутан, бутен та інші, але їхнє дослідження в діагностичних цілях не набуло широкого розповсюдження.

Концентрація різних газів може свідчити про тип несправності, яка зароджується в трансформаторі, а також про серйозність пошкодження.

3.3 Актуальність розвитку моніторингу стану силових трансформаторів потужністю 10-63 МВА напругою 110-220/10 кВ

Стан трансформатора оцінюється за рахунок порівняння вимірних даних з граничними значеннями концентрації газів у маслі та за швидкістю зростання концентрації газів у маслі.

Хроматографічний контроль повинен виконуватись в наступні терміни:

- Трансформатори потужністю менш ніж 60 МВА та напругою 110 кВ та блочні трансформатори власних потреб - через 6 місяців після ввімкнення і надалі не рідше ніж один раз на 6 місяців;

- Трансформатори потужністю 60 МВА і більше та напругою 110 кВ, трансформатори 220-500 кВ впродовж перших трьох діб, через 1, 3, та 6 місяців після ввімкнення і надалі не рідше ніж 1 раз на 6 місяців.

Випробування масла під час експлуатації у трансформаторів напругою 110-220 кВ проводяться через 10 днів та 1 місяць після вводу в експлуатацію. Надалі масло з трансформаторів напругою 110 кВ та вище проходить хімічний аналіз не рідше ніж 1 раз на 2 роки.

На основі отриманих даних лабораторних випробувань масла визначають область його експлуатації:

- Область «нормального стану масла», коли стан якості масла гарантує надійну роботу електрообладнання;

- Область «ризик», коли погіршення навіть одного з показників якості масла спричиняє зниження надійності роботи електрообладнання і потребує частіший і більш розширений контроль для прогнозування строку його служби та/або прийняття спеціальних заходів з відновлення експлуатаційних властивостей для попередження його заміни і виводу в ремонт.

Відповідно до сучасних тенденцій експлуатації на зміну періодичному контролю стану обладнання приходить безперервний контроль, який виконується не чекаючи переходу стану в масла в область «ризик».

Слід розглянути визначення понять «діагностика», «діагностування» та «моніторинг».

Діагностика - комплекс програмних, інструментальних та організаційних заходів по визначенню технічного стану об'єкта.

Діагностування - процес визначення технічного стану обладнання з пошуком місця і причини появи дефекту та ймовірнісним прогнозом подальшої працездатності обладнання.

Пріоритетна форма діагностики - **моніторинг**. **Моніторинг** - безперервний процес контролю параметрів об'єкту з використанням автоматизованих систем, які забезпечують збір, обробку і зберігання інформації в режимі реального часу з оцінкою стану об'єкту.

Основними цілями роботи системи моніторингу є:

- Попередження виникнення аварійних процесів через внутрішні дефекти обладнання і забезпечення заходів, які виключають неконтрольований розвиток дефектів;

- Прогнозування та моделювання навантажувальних властивостей та залишкового ресурсу обладнання;

- Контроль ретроспективної інформації про технічний стан обладнання;

- Підвищення електробезпеки оперативного персоналу, зниження людських факторів в процесі збору, обробки і формування результатів діагностики.

Технічна діагностика та моніторинг обладнання електричних мереж в сучасних умовах повинні виконуватись в основному під напругою без виводу з експлуатації.

Завдання дослідження

Для досягнення поставленої цілі необхідно виконати наступні кроки:

1. Дослідити наявні системи моніторингу, які використовуються для оцінки стану систем трансформаторів потужністю 10 МВА і вище;

2. Обґрунтувати критерії вибору складових систем моніторингу, які використовують хімічний та хроматографічний аналізи трансформаторного масла;

3. Запропонувати до використання можливі системи моніторингу для трансформаторів потужністю 10-63 МВА та напругою 110/10 кВ;

4. Обґрунтувати економічну доцільність використання даних систем.

РОЗДІЛ 4 ХРОМАТОГРАФІЧНИЙ ТА ХІМІЧНИЙ АНАЛІЗ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

4.1 Хроматографічний аналіз трансформаторного масла

4.1.1 Визначення

Хроматографічний аналіз розчинених в маслі газів виконується відповідно методики «Методичні вказівки з підготовки та проведення хроматографічного аналізу газів, розчинених в маслі силових трансформаторів(ХАРГ)», яка забезпечує визначення концентрації наступних газів, розчинених в маслі: водню (H_2), метану (CH_4), ацетилену (C_2H_2), етилену (C_2H_4), етану (C_2H_6), оксиду вуглецю (CO), діоксиду вуглецю (CO_2).

4.1.2 Дефекти, які визначаються в трансформаторах за допомогою ХАРГ

Можна виділити дві групи дефектів, які визначаються в силових трансформаторах за допомогою хроматографічного аналізу газів:

- Перегрівання струмоведучих з'єднань і елементів конструкції каркасу;
- Електричні розряди в маслі.

Розглянемо детальніше першу групу, яка пов'язана з перегріванням струмоведучих з'єднань і елементів конструкції каркасу. Характерними газами для цього випадку є водень (H_2), вінілацетилен (C_4H_4) та ацетилен (C_2H_2). Наявність вінілацетилену вказує на те, що наявне нагрівання масла і паперово-масляної ізоляції вище $600^{\circ}C$, а ацетилену - про перегрівання масла, що викликане дуговим розрядом.

Що ж до другої групи, пов'язаної з електричними розрядами в маслі, то їх можна розділити на розряди малої та великої потужності.

При часткових розрядах основним газом є водень (H_2), а характерними газами з малою концентрацією - метан (CH_4) та ацетилен (C_2H_2). При іскрових та дугових розрядах основними газами є водень (H_2)

чи ацетилен (C_2H_2), а характерними газами з будь-якою концентрацією - метан (CH_4) та етилен (C_2H_4).

Перевищення граничних концентрацій вуглецю (CO) та діоксиду вуглецю (CO_2) може вказувати на пришвидшення старіння та/або зволоження твердої ізоляції. При перегріванні твердої ізоляції основним газом є діоксид вуглецю (CO_2).

Визначення основного і характерних газів за результатами хроматографічного аналізу розчинених в маслі газів виконується шляхом розрахунку відносних концентрацій газів (a_i) за формулою:

$$a_i = A_i / A_{gr_i}$$

де a_i - відносна концентрація і-го газу;

A_i - виміряне значення концентрації і-го газу, %

A_{gr_i} - гранична концентрація і-го газу, %

За розрахованими відносними концентраціями максимальне значення a_{max_i} відповідає основному газу (окрім CO_2 , CO_2 буде основним газом тільки якщо $CO_2 > 1$):

$a_i > 1$ - характерний газ високим вмістом;

$0.1 < a_i < 1$ - характерний газ з малим вмістом;

$a_i < 0.1$ - нехарактерний газ.

4.1.3 Визначення виду та характеру дефекту, що розвивається, за критеріями відношення концентрацій пар газів

Вид дефекту, що розвивається в трансформаторі (тепловий або електричний) можна орієнтовно визначити з відношення концентрацій пар чотирьох газів: водню (H_2), метану (CH_4), ацетилену (C_2H_2) та етилену (C_2H_4):

Умова прогнозування «розряду»:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \geq 0.1 \text{ та } \frac{CH_4}{H_2} \leq 0.5$$

Умова прогнозування «перегрівання»:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} < 0.1 \text{ та } \frac{CH_4}{H_2} > 0.5$$

Якщо при цьому концентрація CO < 0.05%, то прогнозується «перегрівання масла», а якщо концентрація CO > 0.05% - «перегрівання твердої ізоляції».

Умови прогнозування «перегрівання» та «розряду»:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \geq 0.1 \text{ та } \frac{CH_4}{H_2} > 0.5$$

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} < 0.1 \text{ та } \frac{CH_4}{H_2} \leq 0.5$$

Характер дефектів, що розвиваються в трансформаторах, визначається відповідно до таблиці 2.1 з відношення концентрацій пар з п'яти газів: водню (H₂), метану (CH₄), ацетилену (C₂H₂) та етилену (C₂H₄), етану (C₂H₆).

Відношення CO₂/CO додатково уточнює характер дефектів, наведених в таблиці 4.1:

- якщо дефектом не уражено тверду ізоляцію, то:

$$5 \leq \frac{CO_2}{CO} \leq 13.$$

- якщо дефектом уражено тверду ізоляцію, то:

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

Таблиця 4.1 - Визначення характеру дефекту в трансформаторі з відношення концентрацій пар газів

Характер прогнозованого дефекту	Відношення концентрацій характерних газів			Типові приклади
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
1. Нормально	< 0.1	0.1 – 1	≤ 0.1	Нормальне старіння.
2. Часткові розряди з низькою щільністю енергії	< 0.1	< 0.1	≤ 1	Розряди в заповнених газом порожнинах, утворених через вологість ізоляції або її не щільне прилягання.
3. Часткові розряди з високою щільністю енергії	0.1 – 3	< 0.1	< 1	Теж саме, що і в п.2, але спричиняє появу сліду, або пробою твердої ізоляції.
4. Розряди малої потужності	> 0.1	0.1 – 1	1 – 3	Безперервне іскріння в маслі між з'єднаннями різних потенціалів або плаваючого потенціалу. Пробій масла між твердими матеріалами.
5. Розряди великої потужності	0.1 – 3	0.1 – 1	≥ 3	Дугові розряди, іскріння, пробій масла між обмотками або котушками чи між котушками на землю.
6. Термічний дефект низької температури (<150°C)	< 0.1	0.1 – 1	1 – 3	Перегрівання ізолюваного провідника.
7. Термічний дефект в діапазоні низьких температур (150°-300°C)	< 0.1	≥ 1	< 1	Місцеве перегрівання магнітопровода через концентрація потоку. Зростання температури «гарячої точки».
8. Термічний дефект в діапазоні середніх температур (300°-700°C)	< 0.1	≥ 1	1 – 3	Теж саме, що і в п.7, але при подальшому підвищенні температури «гарячої точки».
9. Термічний дефект високої температури (>700°C)	< 0.1	≥ 1	≥ 3	Гаряча точка в магнітопроводі; перегрівання міді через вихрові струми, погані контакти, струми, що циркулюють в магнітопроводі або баці.

4.1.4 Періодичність контролю

Хроматографічний контроль слід виконувати в наступні періоди:

- Трансформатори потужністю менше 60 МВА та напругою 110 кВ, а також блочні трансформатори власних потреб - через 6 місяців після ввімкнення і далі не рідше 1 разу на 6 місяців;

- Трансформатор потужністю 60 МВА і вище та напругою 110 кВ, а також всі трансформатори 220-500 кВ впродовж першої доби, через 1, 3 та 6 місяців після ввімкнення і далі не рідше 1 разу на 6 місяців;
- Трансформатори напругою 750 кВ впродовж першої доби, через 2 тижні, 1, 3 та 60 місяців після ввімкнення і далі не рідше 1 разу на 6 місяців.

При виявленні дефекту ($A_i > A_{gr_i}$ та/або $V_{відн_i} > 10\%$ на місяць) необхідно виконати 2-3 повторних аналізи розчинених газів для підтвердження виду та характеру дефекту та прийняття відповідного рішення про подальший характер експлуатації трансформатора.

Мінімальний час повторного відбору проби масла (T_{1d}) для виконання аналізу знаходиться за формулою:

$$T_{1d} = \frac{\beta M_{Ai}}{V_{abc_i}}$$

4.1.5 Трикутник Дюваля

Існують різні способи інтерпретації первинної інформації, отриманої за результатами ХАРГ. Найбільш розповсюдженим способом аналізу концентрації розчинених газів є використання трикутника Дюваля. Одне з останніх представлень трикутника Дюваля зображено на рисунку 4.1.

Основна увага в трикутнику Дюваля надається трьом газам - метану (CH_4), ацетилену (C_2H_2) та етилену (C_2H_4). Кожен з цих газів відкладається по своїй осі в розмірності від нуля до ста відсотків.

Точка перетину ліній, побудованих для концентрації цих трьох газів, потрапляє в одну з 6 зон трикутника Дюваля, кожна з яких відповідає певному дефекту всередині бака трансформатора, який спричинив насичення масла відповідними концентраціями газів.

«D1» - зона часткових розрядів низької енергії.

«D2» - зона часткових розрядів високої енергії.

«T1» - зона термічного дефекту з температурою $<300^{\circ}\text{C}$.

«T2» - зона термічного дефекту з температурою $300^{\circ}\text{--}700^{\circ}\text{C}$.

«T3» - зона термічного дефекту з температурою $>700^{\circ}\text{C}$.

«D+T» - зона розрядів та термічного дефекту.

Важливою перевагою використання в діагностиці трикутника Дюваля є виска наочність при аналізі стадій розвитку дефекту в часі. Найбільш цікавим в цій траєкторії розвитку дефекти є початкова і кінцева точки. Вони показують з чого почався розвиток дефекту, коли були зареєстровані перші ознаки дефекту, що з'явився, та через які етапи розвитку пройшов. Важливим також є генеральний напрямок, в якому проходить розвиток дефекту, тобто переміщення ознак дефекту по зонах трикутника Дюваля. Цей напрямок достатньо точно ілюструє, що слід очікувати на кінцевих фазах розвитку виявленого дефекту всередині баку трансформатора.

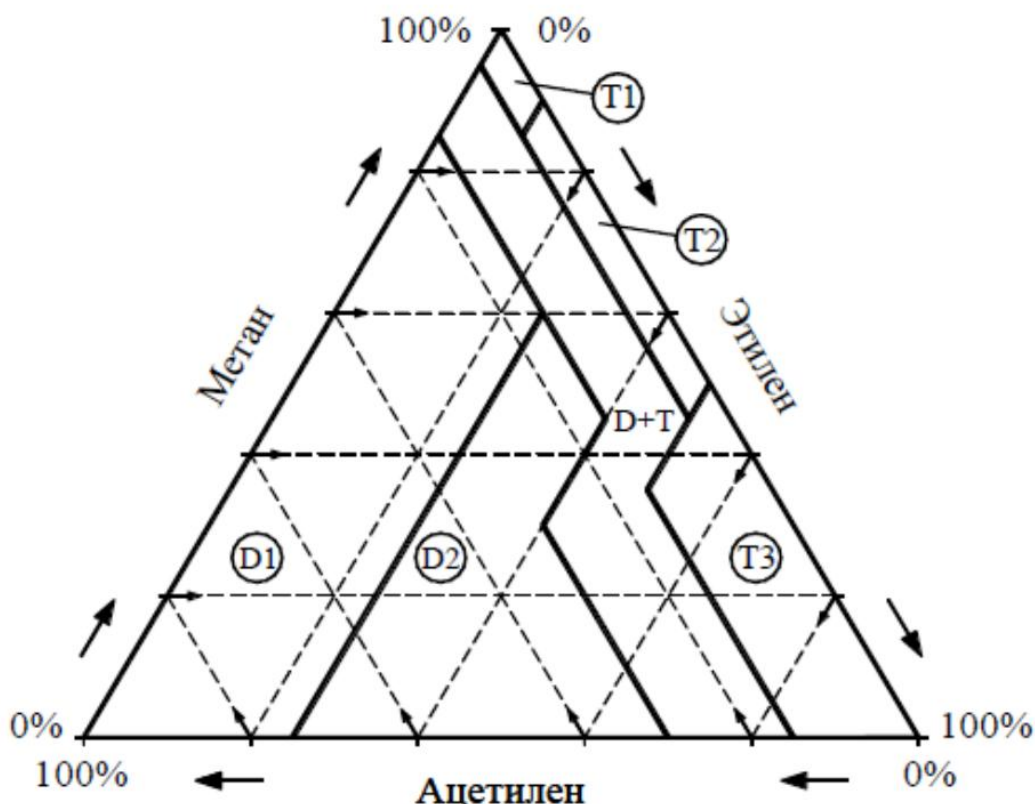


Рисунок 4.1 - Діагностика типу дефекту в силових трансформаторах за поєднанням розчинених газів з використанням трикутника Дюваля

4.1.6. Метод відношень Дорненбурга

Іншим способом інтерпретації первинної інформації є запропонований у 1970 році Дорненбургом метод, який полягає у відношеннях пар характерних газів, до яких входять: H_2 (водень), CH_4 (метан), CO (чадний газ), C_2H_2 (ацетилен), C_2H_4 (етилен) та C_2H_6 (етан). Пари газів мають наступний вигляд: CH_4/H_2 (R_1), C_2H_2/C_2H_4 (R_2), C_2H_2/CH_4 (R_3), C_2H_6/C_2H_2 (R_4). Використання даної методики дозволяє визначати три основних дефекти маслonaповненого устаткування: часткові розряди малої інтенсивності, термічний вплив та дугові процеси.

Відповідно до Стандарту IEEE C57.104-1991 процес діагностики дефектів складається з витягу газів та знаходження їхніх концентрацій:

- Якщо будь-яка з концентрацій H_2 (водень), CH_4 (метан), C_2H_2 (ацетилен), C_2H_4 (етилен) перевищує межу, яка наведена в таблиці 4.2, в два рази, а концентрація будь-якого з інших газів виходить за межу, то устаткування вважається дефектним;
- Якщо хоча б концентрація одного газу в усіх відношеннях перевищує межу, то співвідношення є дійсним. В протилежному випадку відношення не є суттєвим, а устаткування необхідно дослідити будь-яким іншим методом;
- Якщо відношення є дійсними, кожне послідовне відношення порівнюють з табличним значенням (таблиця 4.2)
- Якщо всі відношення певного виду помилки лежать в межах значень, які наведено в таблиці 4.2, запропонований діагноз вважається дійсним.

Таблиця 4.2 - Відношення концентрації пар характерних газів та їхні значення за методом відношень Дорненбурга

Передбачений діагноз	Відношення концентрацій пар характерних газів			
	R_1 CH_4/H_2	R_2 $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	R_3 $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$	R_4 $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$
Часткові розряди малої інтенсивності	< 0.1	Відсутній сигнал	< 0.3	> 0.4
Термічний вплив	> 1	< 0.75	< 0.3	> 0.4
Дугові процеси	> 0.1 або < 1	> 0.75	> 0.3	< 0.4

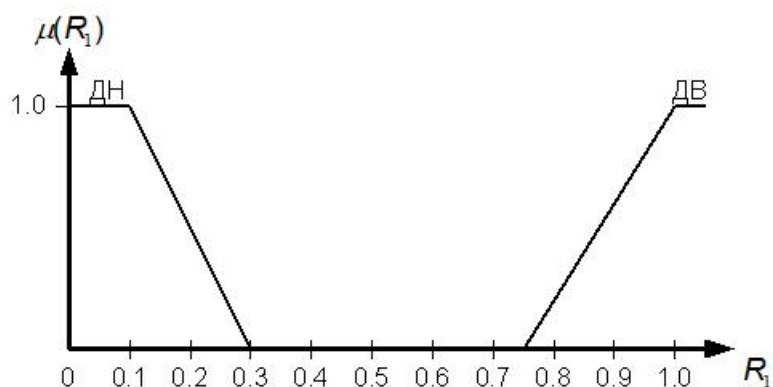


Рисунок 4.2 - Функції належності для лінгвістичної змінної R_1

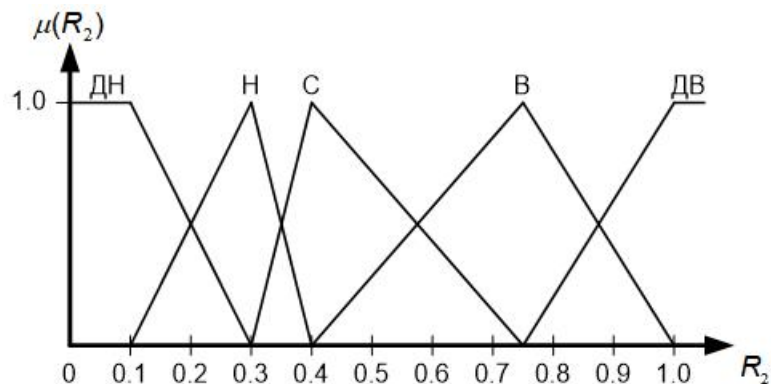


Рисунок 4.3 - Функції належності для лінгвістичної змінної R_2

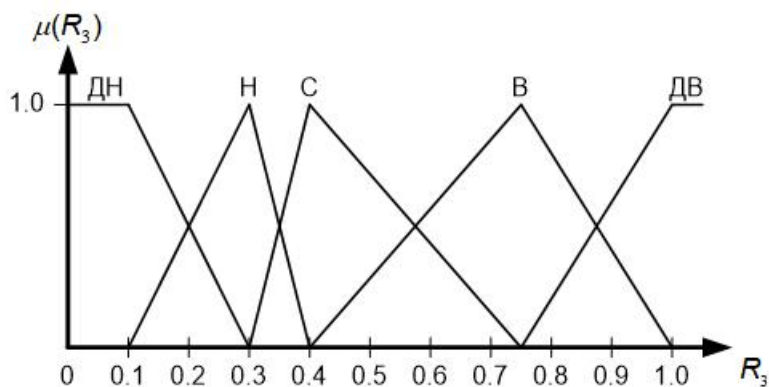


Рисунок 4.4 - Функції належності для лінгвістичної змінної R_3

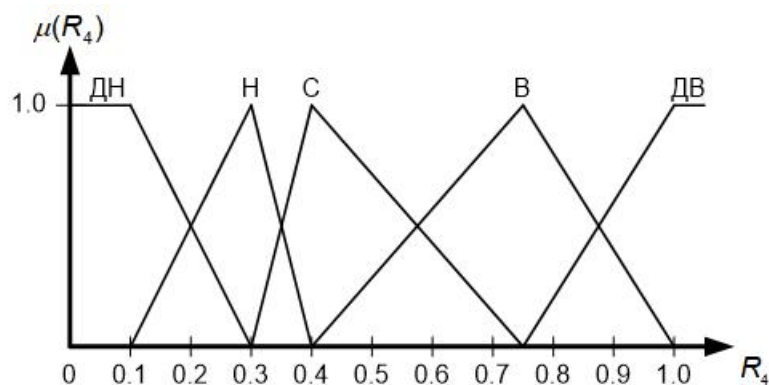


Рисунок 4.5 - Функції належності для лінгвістичної змінної R_4

Визначимо лінгвістичні змінні та їхні терм-множини:

1. $R_1 = \{ T^1_{ДН}, T^1_{ДВ} \} \rightarrow CH_4/H_2$, в.о.
2. $R_2 = \{ T^1_{ДН}, T^1_{Н}, T^1_{С}, T^1_{В}, T^1_{ДВ} \} \rightarrow C_2H_2/ C_2H_4$, в.о.
3. $R_3 = \{ T^1_{ДН}, T^1_{Н}, T^1_{С}, T^1_{В}, T^1_{ДВ} \} \rightarrow C_2H_2/ CH_4$, в.о.
4. $R_4 = \{ T^1_{ДН}, T^1_{Н}, T^1_{С}, T^1_{В}, T^1_{ДВ} \} \rightarrow C_2H_6/ C_2H_2$, в.о.

Виходячи з отриманих даних можна сформулювати критерії діагностики передбачених дефектів силових трансформаторів, які наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 - Критерії діагностики передбачених дефектів силових трансформаторів

Передбачений діагноз	Терм-множина дефекту	Відношення концентрацій пар характерних газів			
		R_1 CH_4/H_2	R_2 C_2H_2/C_2H_4	R_3 C_2H_2/CH_4	R_4 C_2H_6/C_2H_2
Термічний вплив	$D_1^{(1)}$	$T^1_{ДВ}$	$T^2_{ДН}, T^2_{Н}, T^2_{С}, T^2_{В}$	$T^3_{ДН}, T^3_{Н}$	$T^4_{С}, T^4_{В}, T^4_{ДВ}$
Часткові розряди малої інтенсивності	$D_2^{(1)}$	$T^1_{ДН}$	-	$T^3_{ДН}, T^3_{Н}$	$T^4_{С}, T^4_{В}, T^4_{ДВ}$
Дугові процеси	$D_3^{(1)}$	$T^1_{ДН}, T^1_{ДВ}$	$T^2_{В}, T^2_{ДВ}$	$T^3_{Н}, T^3_{С}, T^3_{В}, T^3_{ДВ}$	$T^4_{ДВ}, T^4_{Н}, T^4_{С}$

Сформуємо правила нечіткої бази знань для встановлення діагнозу технічного стану силового трансформатора, використавши метод відношень Дорненбурга:

IF ($R_1 = T^1_{ДВ}$) and [$(R_2 = T^2_{ДН})$ or $(R_2 = T^2_{Н})$ or $(R_2 = T^2_{С})$ or $(R_2 = T^2_{В})$] and [$(R_3 = T^3_{ДН})$ or $(R_3 = T^3_{Н})$] and [$(R_4 = T^4_{С})$ or $(R_4 = T^4_{В})$ or $(R_4 = T^4_{ДВ})$], then $D = D_1^{(1)}$;

IF $(R_1 = T^1_{\text{дн}})$ and $[(R_3 = T^3_{\text{дн}}) \text{ or } (R_3 = T^3_{\text{н}})]$ and $[(R_4 = T^4_{\text{с}}) \text{ or } (R_4 = T^4_{\text{в}}) \text{ or } (R_4 = T^4_{\text{дв}})]$, then $D = D_2^{(1)}$;

IF $[(R_1 = T^1_{\text{дн}}) \text{ or } (R_1 = T^1_{\text{дв}})]$ and $[(R_2 = T^2_{\text{в}}) \text{ or } (R_2 = T^2_{\text{дв}})]$ and $[(R_3 = T^3_{\text{н}}) \text{ or } (R_3 = T^3_{\text{с}}) \text{ or } (R_3 = T^3_{\text{в}}) \text{ or } (R_3 = T^3_{\text{дв}})]$ and $[(R_4 = T^4_{\text{дн}}) \text{ or } (R_4 = T^4_{\text{н}}) \text{ or } (R_4 = T^4_{\text{с}})]$, then $D = D_3^{(1)}$;

За допомогою функцій належності, сформуємо логічні рівняння виразів, замінивши слово «and» на оператор « $\wedge$ », а слово «or» на оператор « $\vee$ ».

Отримаємо:

$$\mu^{D_1^{(1)}} = \mu^{\text{дв}}(R_1) \wedge [\mu^{\text{дн}}(R_2) \vee \mu^{\text{н}}(R_2) \vee \mu^{\text{с}}(R_2) \vee \mu^{\text{в}}(R_2)] \wedge [\mu^{\text{дн}}(R_3) \vee \mu^{\text{н}}(R_3)] \wedge [\mu^{\text{с}}(R_4) \vee \mu^{\text{в}}(R_4) \vee \mu^{\text{дв}}(R_4)];$$

$$\mu^{D_2^{(1)}} = \mu^{\text{дн}}(R_1) \wedge [\mu^{\text{дн}}(R_3) \vee \mu^{\text{н}}(R_3)] \wedge [\mu^{\text{с}}(R_4) \vee \mu^{\text{в}}(R_4) \vee \mu^{\text{дв}}(R_4)];$$

$$\mu^{D_3^{(1)}} = [\mu^{\text{дн}}(R_1) \vee \mu^{\text{дв}}(R_1)] \wedge [\mu^{\text{в}}(R_2) \vee \mu^{\text{дв}}(R_2)] \wedge [\mu^{\text{н}}(R_3) \vee \mu^{\text{с}}(R_3) \vee \mu^{\text{в}}(R_3) \vee \mu^{\text{дв}}(R_3)] \wedge [\mu^{\text{дн}}(R_4) \vee \mu^{\text{н}}(R_4) \vee \mu^{\text{с}}(R_4)].$$

Розв'язком задачі діагностики технічного стану є діагноз $D_j^{(1)}$, при якому функція належності приймає максимальне значення, тобто:

$$\mu^{D_j^{(1)}} = \max(\mu^{D_1^{(1)}}), j = \overline{1, 3}$$

Використовуючи описані лінгвістичні моделі розробляється програмне та математичне забезпечення, яке дасть можливість оцінювати технічний стан силового трансформатора, виходячи з результатів хроматографічного аналізу трансформаторного масла.

4.2 Хімічний аналіз трансформаторного масла

Відповідно до нормативних документів пред'являються наступні вимоги до якості експлуатаційних трансформаторних масел залежно від типу обладнання, класу напруги та потужності, методи випробувань і заходи, які виконуються в разі перевищення гранично допустимих значень певних показників якості масла, які наведені в таблиці 4.2.

В процесі експлуатації трансформаторного масла виконується скорочений аналіз масла, за необхідності виконуються різні

випробування масла, які входять в список повного аналізу, окрім скороченого аналізу.

Об'єм експлуатаційного контролю включає в себе скорочений або повний аналіз масла.

Показники якості масла для скороченого аналізу:

- Зовнішній вигляд і колір;
- Наявність механічних домішок та вільної води;
- Пробивна напруга;
- Кислотне число;
- Температура спалаху;
- Реакція водяної витяжки (кількісне визначення вмісту водорозчинних кислот при кислій реакції водяної витяжки).

Таблиця 4.4 - Вимоги до якості експлуатаційних трансформаторних масел

Показник якості масла	Місце проведення випробування	Група обладнання	Гранично допустиме значення показника
1. Пробивна напруга, кВ	Виробництво, лабораторія	Трансформатори, апарати, вводи напругою від 60 кВ до 150 кВ	35 кВ
	Виробництво, лабораторія	Трансформатори, апарати, вводи напругою від 220 кВ до 500 кВ	45 кВ
2. Вміст механічних домішок, % маси або г/т	Виробництво	Електрообладнання напругою до 750 кВ включно	відсутні
	Лабораторія	Силові трансформатори напругою до 1150 кВ включно	0.0015% або 15 г/т
3. Кислотне число, мг КОН/г масла	Виробництво, лабораторія	Силові трансформатори потужністю вище 630 кВА, вимірювальні трансформатори напругою 110 кВ і вище	0.1 мг КОН/г масла
		Маслонаповнені вводи	0.25 мг КОН/г масла
4. Вміст водорозчинних кислот, мг КОН/г масла	Виробництво, лабораторія	Силові трансформатори потужністю вище 630 кВА, вимірювальні трансформатори напругою 110 кВ і вище, маслонаповнені вводи	0.014 мг КОН/г масла (0.03 для негерметичних вводів до 500 кВ включно)
5. Температура спалаху в закритому тиглі, °С	Виробництво, лабораторія	Силові трансформатори потужністю вище 630 кВА, вимірювальні трансформатори напругою 110 кВ і вище, маслонаповнені вводи	Зниження не більш ніж на 6°С в порівнянні з попереднім аналізом
6. Вміст вологи, % або г/т	Лабораторія	Трансформатори з азотним та плівковим захистом	0.002% або 20 г/т
	Виробництво	Трансформатори без спеціальних засобів захисту з системою охолодження М та Д	Відсутнє
7. Вміст газу, %	Виробництво, лабораторія	Трансформатори з плівковим захистом	2%

Як правило, за нормальної експлуатації, коли показники якості використаного масла не наближаються до гранично допустимих значень і не спостерігається погіршення характеристик твердої ізоляції, скороченого аналізу масла достатньо для контролю стану масла і прогнозування строку служби масла.

Повний аналіз масла, окрім випробувань, що входять до скорченого аналізу, включає в себе такі показники:

- Тангенс кута діелектричних втрат при 90°С (за необхідності також і при інших температурах);

- Кількісний вміст механічних домішок;
- Вміст газів;
- Наявність розчиненого шламу (потенційного осаду);
- Вміст антиокисної присадки іонол;
- Стабільності проти окислення;

Повний аналіз використаного масла слід проводити при наближенні одного або декількох показників масла до гранично допустимих значень, а також при погіршенні характеристик твердої ізоляції та/або інтенсивному старінні масла з ціллю визначити причини описаних процесів. Повний аналіз дозволяє більш точно прогнозувати подальший строк служби масла, виявляти причини забруднення та правильно обирати необхідні заходи з відновлення його робочих характеристик.

4.3 Пристрої , які використовуються для хроматографічного та хімічного аналізу трансформаторного масла

Приклади основного обладнання для аналізу складу масла:

1. Вологомір - призначений для вимірювання масової частки води в трансформаторному маслі. Зображений на рисунку 4.6.



Рисунок 4.6 - Вологомір

2. Вимірювач об'ємної частки газів - призначений для вимірювання об'ємної долі газів, розчинених в трансформаторному маслі. Зображений на рисунку 4.7.



Рисунок 4.7 - Вимірювач об'ємної частки газів

3. Вимірювач діелектричних параметрів трансформаторного масла - призначений для вимірювання відносної діелектричної проникності та тангенса кута діелектричних втрат. Зображений на рисунку 4.8.



Рисунок 4.8 - Вимірювач діелектричних параметрів масла

4. Автоматичний тестер трансформаторного масла - використовується для вимірювання електричної міцності електроізоляційних рідин на пробивання. Напруга пробивання відображає забрудненість рідини різними домішками. Зображений на рисунку 4.9.



Рисунок 4.9 - Тестер трансформаторного масла

5. Система моніторингу параметрів трансформатора, моніторинг вмісту газів та вологи в трансформаторному маслі - контроль на трансформаторі, що працює, виконується безперервно, записування даних виконується з заданою періодичністю в внутрішню пам'ять або надсилається відразу диспетчеру. Зображена на рисунку 4.10.



Рисунок 4.10 - Система моніторингу параметрів трансформатора

6. Діагностика ізоляції трансформатора - визначення старіння ізоляції або вмісту вологи в ізоляції трансформаторів. Зображена на рисунку 4.11.



Рисунок 4.11 - Діагностика ізоляції трансформатора

7. Автоматичний вимірювач вмісту вологу - визначення вмісту вологи в мікрограмовому діапазоні. Зображений на рисунку 4.12.



Рисунок 4.12 - Автоматичний вимірювач вмісту вологи

Висновки до розділу

В даному розділі було розглянуто хроматографічний та хімічний аналізи трансформаторного масла. Визначені якісні та кількісні характеристик хімічного аналізу трансформаторного масла, які характеризують різні види пошкоджень, які виникають в силових трансформаторах. Розглянуто засоби діагностики та моніторингу, які використовують хроматографічний та хімічний аналізи трансформаторного масла для визначення технічного стану силового трансформатора.

РОЗДІЛ 5 РОЗРОБКА ТА ВИКОРИСТАННЯ ЗАСОБІВ МОНІТОРИНГУ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

5.1 Датчики, які використовуються в системах моніторингу газів, що розчинені в маслі

Найбільш часто в системах моніторингу газів, що розчинені в маслі, використовуються різноманітні датчики, які налаштовані на визначені концентрації одного, або декількох газів. Ці датчики відносно прості, але, як правило, не бувають універсальними, тобто можуть визначати один чи два гази або суму декількох газів.

Найрозповсюдженішими типами датчиків є:

1. Каталітичні датчики. Принцип дії таких датчиків полягає в тому, що при проходженні газу поверхнею каталізатора виникає горіння, тепло якого спричиняє підвищення температури чутливості елементу. Це призводить до зміни опору платинової котушки (термометра опору), який можна виміряти. Зміна опору напряду залежить від концентрації газу в навколишньому середовищі, що дає можливість відобразити його на вимірювальному інструменті або індикаторі.

2. Електрохімічні датчики. Існує величезна кількість комерційних розробок електрохімічних комірок. Залежно від комірки в ній відбувається окислення газу біля поверхні електрода. Ця реакція змінює потенціал робочого електрода в порівнянні з контрольним електродом. Для правильного функціонування всіх електрохімічних комірок необхідна мінімальна концентрація кисню, що робить їх непридатними для визначення випадків моніторингу процесу.

3. Інфрачервоні датчики. Смуги поглинання багатьох горючих газів знаходяться в інфрачервоному діапазоні електромагнітного спектру світла, а принцип поглинання в інфрачервоному діапазоні вже давно використовується в лабораторних аналітичних пристроях. А згодом, завдяки дослідженням в області електроніки та оптики, вдалося

розробити малопотужне та компактне обладнання і використовувати цю техніку для промислових детекторів газу. Датчики такого типу мають низку переваг порівняно з каталітичними датчиками. Вони мають досить високу швидкість відгуку, низькі експлуатаційні витрати і спрощений контроль завдяки функції самодіагностики сучасного обладнання з мікропроцесорним керуванням. Робота цього типу датчиків полягає в принципі поглинання двох довжин хвиль в інфрачервоному діапазоні, коли світло проходить через суміш зразку з двома довжинами хвилі, одна з яких встановлюється на пік поглинання деякого газу, а інша - ні. Два джерела світла пульсують альтернативно одне одному, направляючи світло звичайним оптичним трактом, щоб він вийшов через «вікно», а потім пройшов наскрізь газ зразку. Пучки променів потім відбиваються віддзеркаленням та знову повертаються через зразок в пристрій. Тепер детектор порівнює величину сигналу променів зразку та еталону та за допомогою віднімання знаходить концентрацію газу.

4. Напівпровідникові датчики. Датчики, які виготовлено з напівпровідникових матеріалів, отримали значну популярність та стали використовуватись як універсальні недорогі газові детектори. Як і в датчиках каталітичного типу, їхній принцип роботи полягає в властивості поглинання газу поверхнею нагрітого оксиду. Ця тонка плівка окислення металу (зазвичай оксиди перехідних або важких металів, наприклад олова) на кремнієвій пластині, для розташування якої використовуються методи, аналогічні до виготовлення комп'ютерних мікросхем. Поглинання простого газу поверхнею оксиду газу зразку з поступовим каталітичним окисленням спричиняє зміну електричного опору оксиду металу та може бути співставлено з концентрацією газу.

Нижче буде наведено коротку інформацію про найрозповсюдженіші системи моніторингу розчинених газів. Виробники не вказують тип датчиків в технічних характеристиках.

1. **Пристрій марки Calisto**, виробник канадська компанія Morgan Schaffler, зображено на рисунку 5.1. В лінійці продукції компанії пристрої різняться за інформативністю: Calisto (водень), Calisto2 (водень, чадний газ), Calisto5 (водень, чадний газ, метан, ацетилен, етилен), Calisto9 (всі наведені та етан, вуглекислий газ, кисень, азот, вимірювання розчиненого елегазу). Додатковою функцією є контроль вмісту вологи в маслі трансформатора.



Рисунок 5.1 - Пристрій марки Calisto5

2. **Пристрій марки Hydran M2**, виробник GE Energy, зображено на рисунку 5.2. Даний пристрій використовується для контролю наявності в маслі водню (основний небезпечний газ), чадного газу (перегрівання паперу), ацетилену (дугові розряди), етилену (перегрівання масла).



Рисунок 5.2 - Пристрій марки Hydran M2

На відміну від Calisto, для монтування якого необхідно підключення до баку трансформатора в двох місцях для забору та скидання масла, монтаж Hydran M2 виконується на один загальний патрубок діаметром 1.5 дюйма, встановлений на баці трансформатора.

Такий патрубок може бути змонтованим в будь-якому місці трансформатора.

Датчик газу з паливним елементом знаходиться ззаду газопроникної мембрани, яка контактує з трансформаторним маслом, яке протікає в наповненому колекторі. Датчик вологи - ємнісний датчик з тонкою плівкою, занурений в мінеральне масло, яке протікає в колекторі. Способи установки пристрою Hydran M2 зображено на рисунку 5.3.

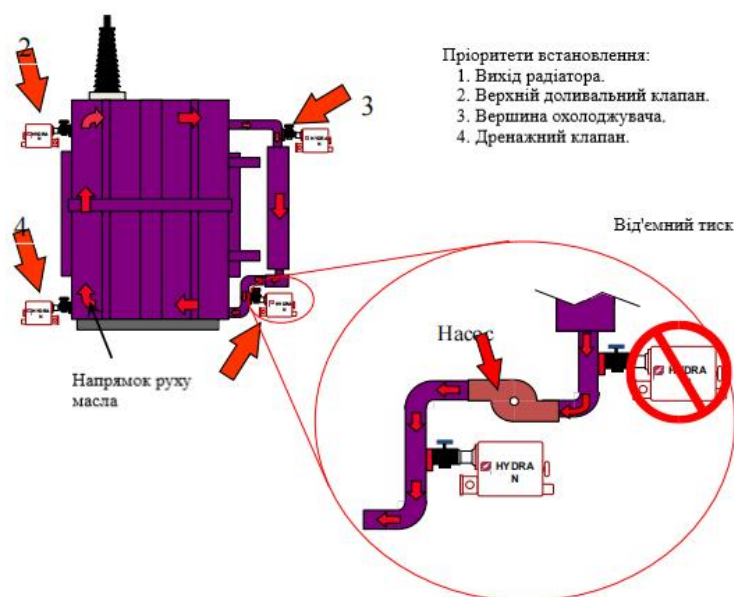


Рисунок 5.3 - Установка пристрою Hydran M2

3. **Лінійка пристроїв HYDROCAL**, виробник швейцарська компанія MTE. На рисунку 5.4 зображено пристрій HYDROCAL 1003, який призначений для моніторингу водню, чадного газу та вмісту вологи.

Працює він за електромеханічним принципом (мембрана для фільтрації газів). До складу вимірювального блоку входить датчик для вимірювання вологості масла з тонкою плівкою, метал-оксидний датчик на основі діоксиду олова (SnO_2) для водню та електрохімічний датчик для монооксиду вуглецю.

Принцип роботи датчика з тонкою плівкою для вимірювання вологості полягає в вимірюванні електричної ємності конденсатора. Простір між пластинами конденсатора заповнено діелектричним

матеріалом, який сформований на основі гігроскопічної полімерної плівки. Ємність такого датчика прямо пропорційна вмісту вологи в досліджуваному просторі.

Принцип роботи метал-оксидних датчиків полягає в властивостях деяких оксидів металів при наявності водню змінювати свої електрохімічні характеристики. При нагріванні кристалів SnO_2 до певної температури поверхня кристалів абсорбує атоми кисню, що призводить до заряду на поверхні кристалів, що зменшує протікання електронів. При подальшому впливі на поверхню детектора воднем знижується потенціал, що значно збільшує провідності кристалу.

Принцип дії електрохімічного датчика для монооксиду вуглецю полягає в явищі протікання спеціальної хімічної реакції в перетворення монооксиду вуглецю в діоксид вуглецю в хімічній комірці, яка є посудиною з розчином кислотного електроліту з електродами. При реакції в розчині електроліту між електродами виникає електричний струм, сила якого пропорційна концентрації монооксиду вуглецю в пробі. Електричний датчик опрацьовує електричний сигнал, що виник.

Пристрій HYDROCAL 1003 встановлюється на Т-подібному вентилі, при поверненні масла з системи охолодження (на зливному крані бака трансформатора).

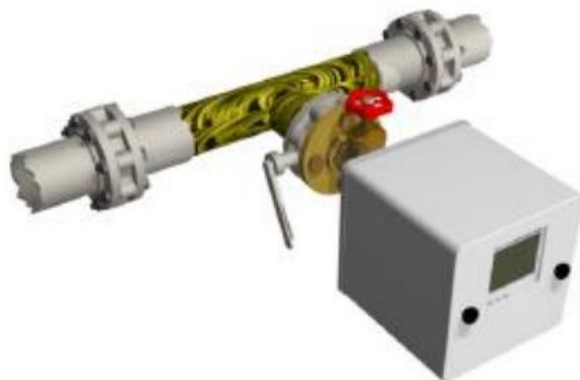


Рисунок 5.4 - Установка пристрою HYDROCAL 1003

4. Пристрої контролю розчинених в маслі газів, які працюють по фотоакустичному принципу. Випуск пристроїв для вимірювання

концентрації розчинених газів, які працюють за фотоакустичним принципом, виконує компанія KELMAN.

Принцип роботи пристрою полягає в опроміненні газів імпульсами світла певної протяжності, які викликають пульсації, що реєструються датчиками вібрації. Кожному газу відповідає певна довжина світлової хвилі.

Принципова схема роботи вимірювальної комірки фотоакустичного аналізатора газів зображена на рисунку 5.5. У вимірювальну камеру пристрою надходить суміш газів, яка виділена з проби масла шляхом барбітування, тобто за допомогою прокачки деякого об'єму повітря.

На шляху світла від лампи з віддзеркалювачем розміщено два диски, які можуть обертатися. Один диск містить набір світлових фільтрів, які відповідають газам, які будуть контролювати, а другий диск - декілька отворів, розміщених по колу, які при обертанні цього диску створюють поривчастий світловий потік.

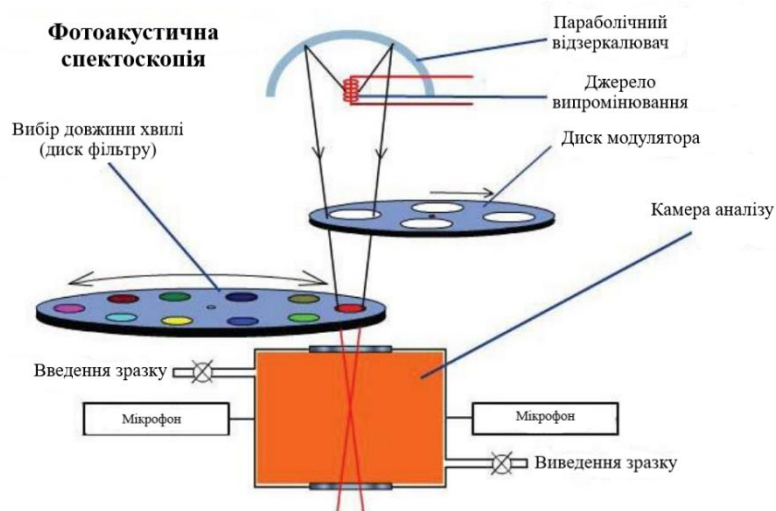


Рисунок 5.5 - Принципова схема роботи фотоакустичної комірки

Фотоакустична комірка працює наступним чином. Поворотом лівого диску попередньо обирається світлофільтр, який відповідає певному газу, концентрація якого досліджується. Далі правий диск з отворами обертається імпульсом світла, який має задану довжину хвилі. Під дією цих імпульсів молекули газу починають коливатися. Ці

коливання реєструються за допомогою датчиків вібрації, які розміщені з обох боків вимірювальної комірки. Чим вище концентрація, тим вище більша інтенсивність коливань, і тим вище амплітуда сигналу на виході датчиків вібрації. Відразу стає очевидним основна перевага такого типу датчиків - додавання в ряд газів до діагностики ще одного потребує тільки додавання відповідного світлофільтру. Більше нічого не потрібно робити, окрім калібрування чутливості вимірювальної апаратури.

В пристроях виробництва KELMAN встановлена практично однакова фотоакустична вимірювальна комірка, а всі відмінності полягають в кількості та різноманітності світлофільтрів та реалізованому способі виділення суміші газів з проби трансформаторного масла.

Найбільш розповсюдженими діагностичними системами є TRANSFIX (аналіз 9 газів та вмісту вологи) та MINITRANS (аналіз водню, чадного газу, ацетилену, вмісту вологи), який зображено на рисунках 5.6-5.8. На рисунку 5.9 наведено залежність вибору датчика від потужності та відповідальності споживача.



Рисунок 5.6 - Зовнішній вигляд приладу MINITRANS виробництва
KELMAN

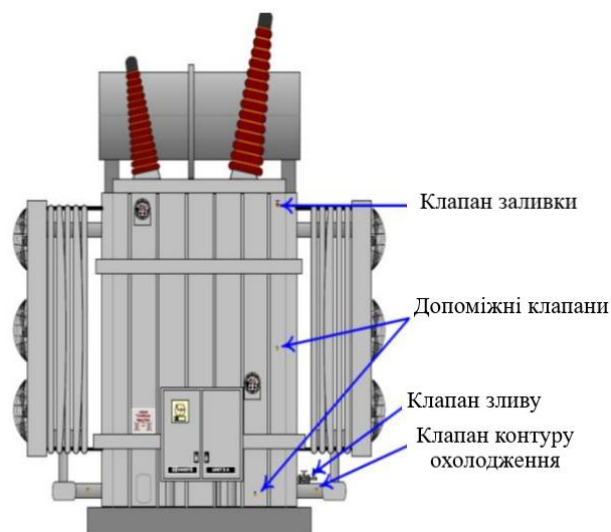


Рисунок 5.7 - Можливі місця встановлення клапанів для пристрою MINITRANS

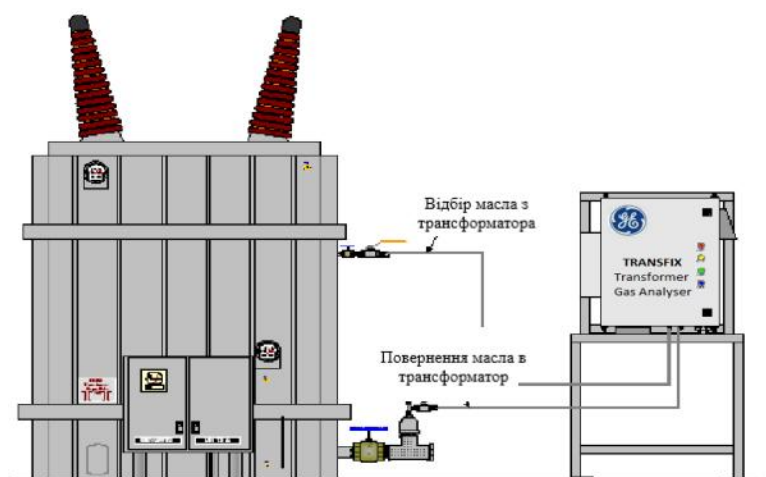


Рисунок 5.8 - Спрощена схема пристрою MINITRANS



Рисунок 5.9 - Вибір датчиків в залежності від потужності трансформатора та відповідальності споживача

5.2 Інтегрування підсистеми моніторингу газів, розчинених в маслі, в загальну систему моніторингу стану силового трансформатора

Системи моніторингу силових трансформаторів, які представлено на світовому ринку, виробляються величезною кількістю компаній: відомих та великих, малих та тих, які активно розвивають інноваційні проекти.

5.2.1 Комплексна система моніторингу силового трансформатора виробництва GE Energy

Почати слід з огляду продукції, яка випускається підрозділом GE Energy всесвітньо відомої компанії General Electric. Тут можна виділити два основних напрямки: виробництво засобів контролю вмісту вологи і газів, розчинених в маслі трансформатора, та виробництво засобів комплексної діагностики силових трансформаторів.

Компанією випускається широка лінійка ефективних систем контролю параметрів масла: TRANSFIX, MINITRANS, які працюють за фотоакустичним принципом, виробництва компанії KELMAN, яка входить у склад GE Energy, різні модифікації пристроїв серії HYDRAN, а також система початково рівня марки GLA 100, яка використовує мембрани різних модифікацій для своєї роботи.

Розглянемо системи моніторингу та діагностики високовольного трансформаторного обладнання FARADAY, яка представлена компанією GE Energy. Ця система може забезпечити діагностичний контроль маслонаповненого обладнання, використовуючи вмонтовані математичні моделі, та виявляти в режимі on-line різні пошкодження, що з'являються в трансформаторі. Зображена на рисунку 5.10.

Ця система виконує комплексний моніторинг та інтерактивну діагностику стану за допомогою набору датчиків, а також має

можливість легкого інтегрування в системи автоматизації станцій та підстанцій і забезпечення зв'язку з іншим інтелектуальним електронним устаткуванням.

Система FARADAY не є цілісним та закінченим продуктом, вона представляє собою набір первинних датчиків та засобів реєстрації сигналів, об'єднаних в єдине ціле на верхньому інформаційному рівні, та може бути модифікованою. Наприклад, для контролю стану РПН використовується система GE Harly LTC-MAP, для контролю стану вводів використовується система IDD, виробництва компанії Doble Engineering і тому подібне. Система дозволяє виконати збирання від 32-х цифрових входів, 16 аналогових входів DC, 18 аналогових входів AC і 8 цифрових входів з реле на 10 А.

Пакет вбудованих діагностичних програм системи FARADAY здатний виконувати моніторинг та онлайнкову діагностику, дозволяючи виявити більшу частину найрозповсюдженіших аварійних ситуацій.

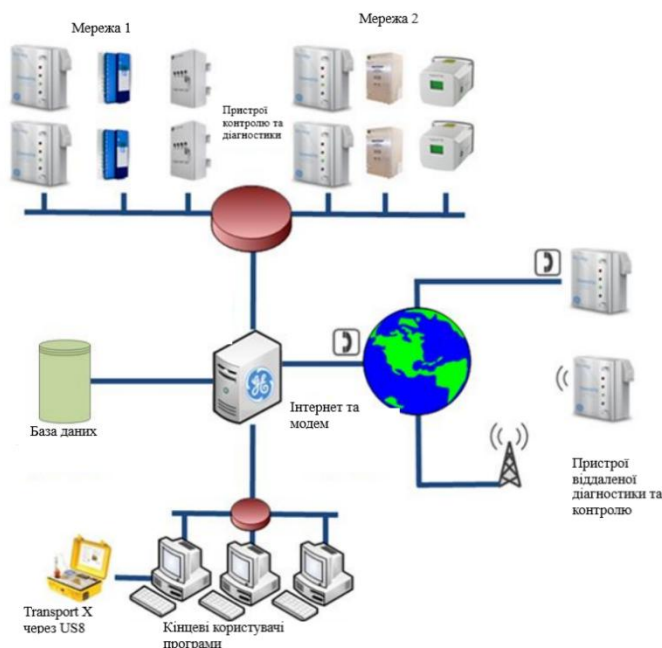


Рисунок 5.10 - Організація роботи системи моніторингу виробництва GE

В системі використовується програма Perception. Аналітичні алгоритми, які використовуються в програмі, автоматично

використовують всесвітньо визнані і високо оцінені стандарти діагностики трансформаторів, аналізу даних про розчинені гази і вологу, отриманих пристроями контролю компанії GE. Алгоритм програми зображений на рисунку 5.11.

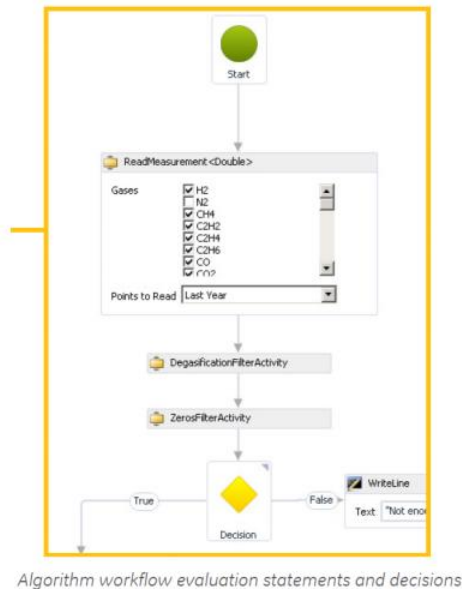


Рисунок 5.11 - Алгоритм роботи програми Perception системи FARADAY GE Energy

5.2.2 Комплексна система моніторингу силового трансформатора виробництва компанії ABB

Компанія ABB також активно займається розробкою та введенням систем діагностичного моніторингу силових трансформаторів. Представлено нею дві основні версії систем діагностичного моніторингу - марки TEC (Transformer Electric Control), яка призначена виключно для новітніх трансформаторів виробництва ABB (вмонтовується під час виробництва трансформаторів), та марка ABB T-monitor Mid-Range, яка використовується для трансформаторів, що знаходиться в експлуатації, та не тільки компанії ABB. Дисплей системи моніторингу TEC зображено на рисунку 5.12.

За допомогою первинних датчиків система моніторингу збирає інформацію про розчинені гази, кількості розчиненої води, температуру

конкретних елементів трансформатора, його навантаження, технічний стан РПН, наявності часткових розрядів в ізоляції.

Дані вимірювальних пристроїв в системі ТЕС перетворюються за деякими особливими алгоритмами. В традиційних системах використовуються граничні значення для визначення уставок захисту, а в даній системі використовуються порогові значення, які змінюються залежно від умов експлуатації трансформатора.

При поставленні пристрою замовник може сам вирішувати, використовуючи результати, які надає система моніторингу, або компанія може забезпечити контактування та дистанційний нагляд та відслідковування результатів разом з ним. Окрім можливості оцінки технічного стану трансформатора за допомогою системи T-Monitor, АВВ також пропонує виконувати незалежну, більш детальну оцінку стану трансформатора відносно його важливості в системі. Така оцінка дозволяє індивідуально розглянути витрати на кожен трансформатор та оптимізувати використання групи трансформаторів. В результаті замовник отримає інформацію про стан обладнання, надійність, показники ризиків в залежності від пріоритету та умов експлуатації, а також рекомендації з ремонтів, експлуатації та інвестицій.



Рисунок 5.12 - Дисплей шафи системи моніторингу марки ТЕС

5.2.3 Комплексна система моніторингу силового трансформатора виробництва SIEMENS

Компанія SIEMENS виробляє серію систем моніторингу та діагностики силових трансформаторів з загальною назвою SITRAM (SIEMENS Transformer Monitoring). Ця система також виконана на модульному рівні і може виконувати індивідуальну оцінку технічного стану і діагностику пошкоджень. За інформацією компанії, цільовою функцією використання SITRAM+ є забезпечення безпечного режиму експлуатації маслонаповнених силових трансформаторів високої напруги. До складу системи входить пристрій GAS-Guard, зображений на рисунку 5.13.

Перевагами вище названої системи є її модульність, тобто можливість підбору оптимальних функцій моніторингу в залежності від типу та умов експлуатації конкретного трансформатора. Під поняттям модульності в системі SITRAM розуміють:

- Можливість підключення в системі мінімальної конфігурації по стандартним видам інтерфейсів деякого додаткового набору первинних датчиків, що призначені для вимірювання розширеного набору характеристик контролюваного трансформатора;
- Можливість підключення до одного робочого місця первинної інформації до двадцяти трансформаторів.

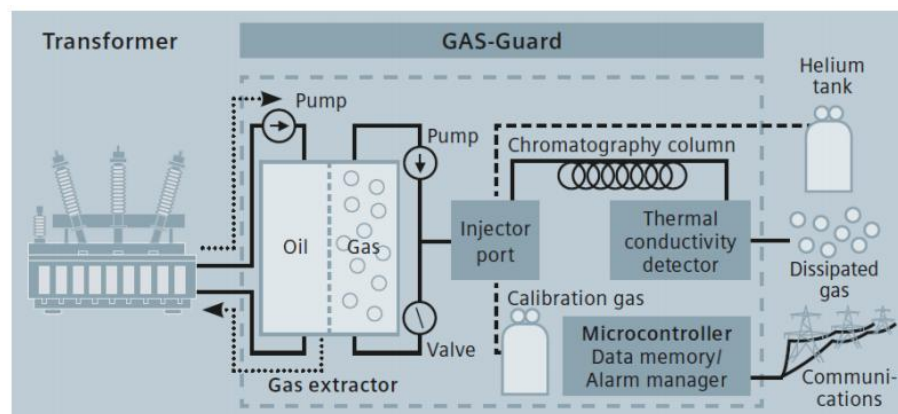


Рисунок 5.13 - Пристрій GAS-Guard виробництва SIEMENS

Для виконання діагностичних функцій до складу системи моніторингу входить програмне забезпечення SITRAD.

Конфігурації системи моніторингу SITRAM можуть бути дуже різноманітними - від найпростішої, в якій реалізовано контролювання загальних характеристик трансформатора, до найбільш широкої, які забезпечить контроль характеристик масла, стану високовольтних вводів, пристроїв РПН, оцінку технічного стану вентиляторів та маслонасосів системи охолодження. Наявність в пакеті програми SITRAD (Diagnostic) набору діагностичних моделей підвищує ефективність керування експлуатацією як конкретним трансформатором, так і деякою підсистемою.

В системі SITRAM реалізовані тільки найпростіші діагностичні моделі, тобто експертна частина системи моніторингу достатньо невелика. В значній мірі компанія компенсує це використанням великої бази даних, інформація з якої при певних умовах доступна користувача системи моніторингу SITRAM.

5.2.4 Комплексна система моніторингу силового трансформатора виробництва SERVERON

Компанія SERVERON добре відома на ринку засобів моніторингу силових трансформаторів. Основною продукцією є пристрої моніторингу марки TM8 та TM3 (Transformer Monitoring).

В основі цільової функції, яка реалізується в системах діагностики компанії SERVERON, лежить принцип аналізу наявності та концентрації розчинених в трансформаторному маслі газів.

Модель TM8 компанії SERVERON призначена для використання з трансформаторами, які потребують особливої уваги. Зображена на рисунку 5.14.



Рисунок 5.14 - Шафа системи TM8 компанії SERVERON

Розглянута модель дає можливість проводити аналіз технічного стану силового трансформатора на основі вимірів восьми критичних дефектних газів. В ній проводиться аналіз відношення восьми видів розчинених газів, вологи, температури масла, температури навколишнього середовища та величини навантаження на трансформатор.

Модель системи моніторингу марки TM3 призначена для використання з важливими трансформаторами. Ця модель - єдина в своєму роді система сповіщення про стан трансформатора, яка надає точне розпізнавання найбільш критичних видів пошкоджень трансформаторів. До неї входять аналіз співвідношення рівнів трьох дефектних газів (ацетилену, етилену, метану), вологості масла, температури масла та навколишнього середовища, навантаження на трансформатор. Комбінація концентрацій цих газів, нанесена на трикутник Дюваля, дає можливість визначити тип, дефекту який виник в трансформаторі.

Крім того, компанія SERVERON пропонує в рамках роботи своєї служби консалтингу з роботи трансформаторів проводити оцінку поточного технічного стану певного трансформатора відносно інших, які знаходяться в одній системі, шляхом триетапного процесу оцінки

стану. Ці етапи можуть проводитись на одному трансформаторі або в масштабі всіх контрольованих трансформаторів залежно від необхідного рівня аналізу.

5.2.5 Комплексна автоматизована система TPAS

Комплексна автоматизована система TPAS (Transformer Performance Analysis System) - система контролю технічного стану силових трансформаторів, яка призначена для виявлення максимальної кількості пошкоджень на ранній стадії розвитку, яка розроблена в Массачусетському Технологічному Інституті США.

Ця система може виявляти наступні експлуатаційні пошкодження: часткові розряди в ізоляції, зниження механічної стійкості через виникнення коротких замикань, точки перегрівання обмоток та магнітопровода, дефекти пристроїв РПН та введів. Системою виконується контроль найважливіших параметрів, які характеризують технічний стан силових трансформаторів, через короткі проміжки часу.

В даній системі поряд з датчиками, які контролюють вміст вологи та характерних газів в маслі, часткові розряди, температуру найбільш нагрітих вузлів трансформатора, рівень вібрації, також використовуються вимірювальні трансформатори, призначені для контролю режимів роботи, датчики положення РПН, режиму роботи вентиляторів та насосів. Структурна схема TPAS проілюстрована на рисунку 5.15.

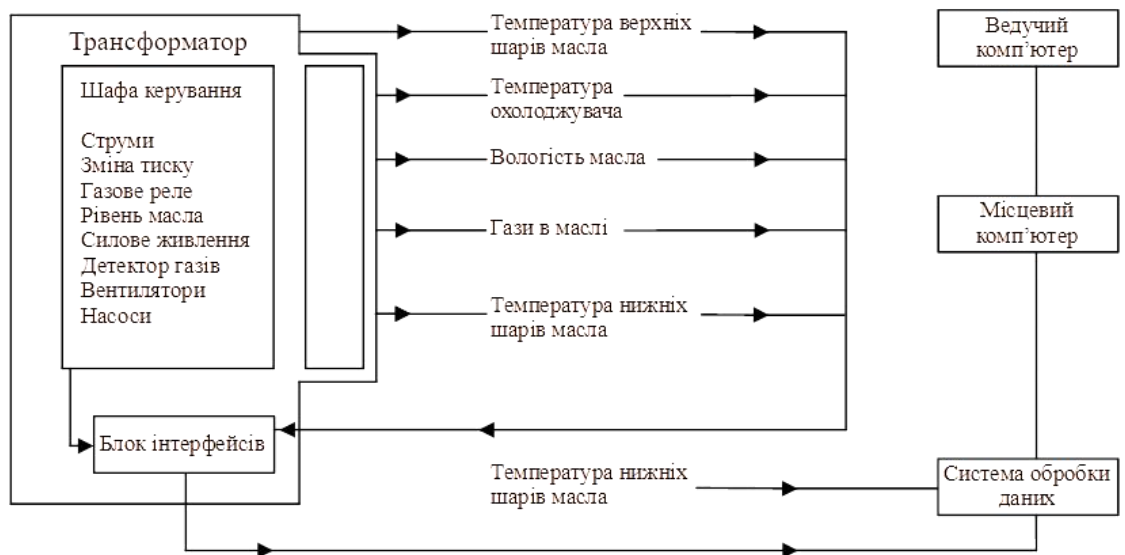


Рисунок 5.15 - Структурна схема TPAS

В системі TPAS використовуються математичні моделі поведінки відповідних вузлів силових трансформаторів, в основі яких лежить концепція Model Based Monitoring. До складу моделей входять сталі та змінні коефіцієнти, які залежать від режиму роботи силового трансформатора, для прогнозу технічних характеристик в певних експлуатаційних умовах. Структурна схема модуля з математичною моделлю зображено на рисунку 5.16.

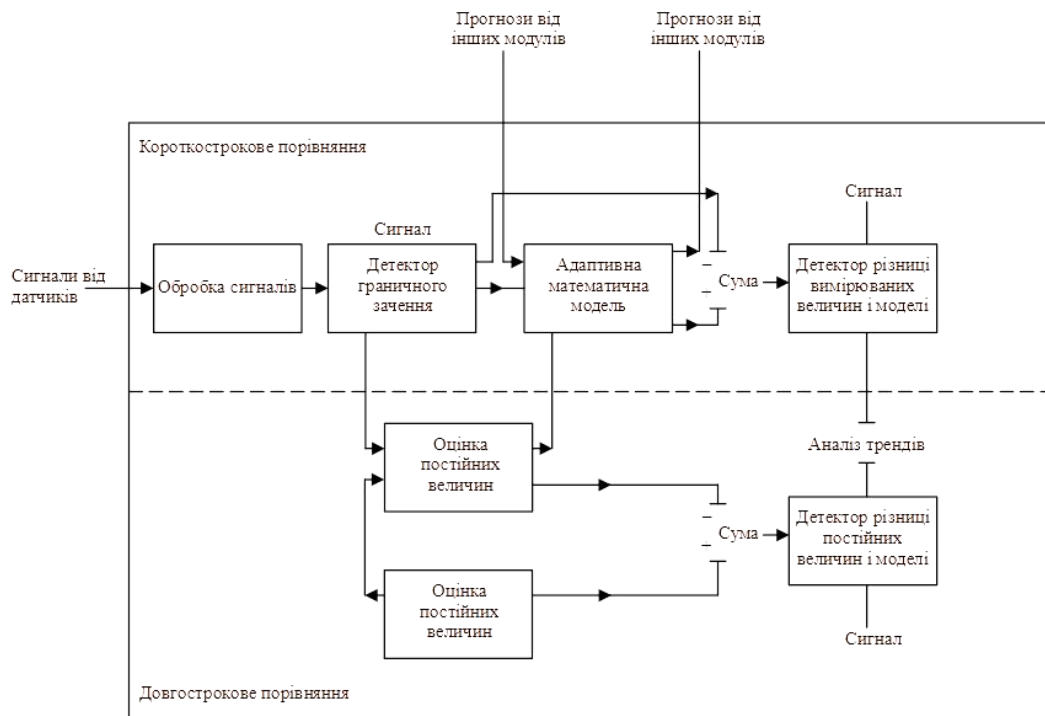


Рисунок 5.16 - Структурна схема модуля з математичною моделлю

З часом накопичений досвід використання системи TPAS дозволяє удосконалювати її, використовувати більш чутливі датчики, покращувати алгоритми обробки сигналів, особливо часткових розрядів, використання нейронних мереж, які дозволять виконувати інтерпретацію тривожних сигналів та перевіряти стан датчиків, розширення різноманіття моделей процесів, які відбуваються в силовому трансформаторі. Також ведеться розроблення удосконалених датчиків постійного контролю характерних газів, оптичних датчиків температури для найбільш нагрітих вузлів, методів вібраційного контролю магнітної системи та системи обмоток.

Висновки до розділу

В даному розділі розглянуто датчики, які найчастіше використовуються в системах моніторингу розчинених газів: марки Calisto, виробництва канадської компанії Morgan Schaffler; марки Hydran M2 компанії GE Energy; марки HYDROCAL швейцарської компанії MTE; а також пристрої вимірювання концентрації розчинених газів в маслі, які працюють за фотоакустичним принципом; діагностичних систем TRANSFIX та MINITRANS, які випускаються компанією KELMAN. Дана коротка інформація про принципи роботи датчиків, способи монтажу та функції (кількість газів, які аналізуються, та додаткові функції, такі як вміст вологи).

Надано рекомендації з вибору датчиків в залежності від потужності трансформатора та відповідальності споживача.

Розглянуті різні системи моніторингу та діагностики високовольтного трансформаторного обладнання виробництва GE Energy, ABB, SIEMENS, SERVERON, а також комплексну автоматизовану систему TPAS.

РОЗДІЛ 6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРА НАПРУГОЮ 110 кВ

Вступ

Мета розділу: розробка заходів щодо запобігання або зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають у ході експлуатації силових трансформаторів.

Завдання досліджень:

- а) аналіз умов праці під час експлуатації і вибір заходів щодо зменшення впливу на працівників шкідливих чинників;
- б) розробка певних технічних та організаційних заходів з охорони праці та безпеки життєдіяльності під час експлуатації трансформатора 110 кВ.

6.1 Технічні характеристики устаткування

Проектом передбачена видача потужності і зв'язок теплоелектроцентралі з енергосистемою на трьох класах напруг 10.5 кВ, 110 кВ та 330 кВ. Структура ТЕЦ: два генератора по 60 МВт кожен, з'єднані зі своєю секцією ГРП, один генератор 100 МВт, з'єднаний з РП 110 кВ за блоковим принципом, один генератор 100 МВт, з'єднаний з РП 330 кВ за блоковим принципом, два генератори 300 МВт, з'єднані з РП 330 кВ за блоковим принципом.

В якості блочного трансформатора використано трансформатор ТДЦ-125000/110 зовнішнього встановлення, технічні параметри якого наведені в таблиці 6.1 [4].

Таблиця 6.1 - Основні технічні параметри блочного трансформатора ТДЦ-125000/110

Найменування параметрів	Значення
Виконання	Трифазне
Номінальна потужність, МВА	125
Номінальна напруга ВН, кВ	121
Номінальна напруга НН, кВ	10.5
Режим роботи нейтралі	Глухозаземлена
Маса (повна), т	123
Маса (масла), т	19
Кліматичне виконання	У1 (для експлуатації в районах з помірним кліматом з категорією розміщення на відкритому повітрі)
Значення температури повітря під час експлуатації, °С	Робочі: -45...40 Гранично робочі: -50...45
Відносна вологість повітря, %	Середньорічне значення: 80% при 20°С Верхнє значення: 85% при 25°С
Довжина, мм	7500
Ширина, мм	4700
Висота, мм	7000

6.2 Аналіз умов праці

Оперативне обслуговування електроустановки здійснюється бригадою електрослюсарів, склад якої наведено в таблиці 6.2 [12].

Можливі види робіт наведено в таблиці 6.3 [23].

Таблиця 6.2 – Склад бригад

Функції	Кількість чоловік	Група з електробезпеки
Відповідальний керівник робіт	1	V
Виконавець робіт	2	IV
Член бригади	4	IV

Таблиця 6.3 – Можливі види робіт

Область робіт	Перелік робіт
Трансформатор	1. Профілактичний поточний ремонт; 2. Профілактичний капітальний ремонт; 3. Зовнішній огляд; 4. Контроль температури масла; 5. Контроль рівня масла; 6. Відбирання проб масла для випробувань та аналізу; 7. Періодичні випробування ізоляції;
Система охолодження (дутья та природна циркуляція масла)	1. Зовнішній огляд; 2. Контроль тиску масла; 3. Профілактичний поточний ремонт; 4. Перевірка стану комплектуючих, які можуть псуватися; 5. Зміна зношених підшипників в електродвигунах; 6. Очищення пакетів масляних фільтрів; 7. Огляд автоматичних вимикачів і контактних поверхонь магнітних пускачів; 8. Перевірка опору ізоляції електричних кіл;
Розширник, стрілкові вказівники масла, повітроосушники	1. Очищення внутрішньої порожнини розширника від бруду; 2. Перевірка технічного стану стрілкових вказівників масла; 3. Контроль стану або заміна силікогелю та рівня масла в масляному затворі; 4. Перевірка стану гнучкої оболонки розширника;
Герметичні маслonaповнені вводи	1. Зовнішній огляд; 2. Контроль та регулювання тиску масла всередині вводу, відбирання проб масла для випробувань та аналізу; 3. Перевірка надійності заземлення спеціальних і вимірювальних ввідів; 4. Заміна верхніх ущільнень; 5. Випробування ввідів;
Газовий захист	1. Зовнішній огляд; 2. Профілактичний контроль та відновлення;
Відсічний клапан	1. Зовнішній огляд 2. Перевірка і випробування;
Запобіжний клапан	1. Перевірка стану;
Вбудовані трансформатори струму	1. Перевірка опору ізоляції вторинних обмоток; 2. Зняття характеристик намагнічування на робочому коефіцієнті трансформації;

6.3 Аналіз небезпечних і шкідливих чинників

Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників, їх фактичні та граничнодопустимі значення наведено в таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Перелік небезпечних і шкідливих речовин	Фактичне значення	Гранично допустиме значення
Електричного походження	1. Напруга 2. Струм 3. Напруженість електричного поля 4. Напруженість магнітного поля	1. 110 кВ 2. 0.656 кА 3. до 16 кВ/м 4. 5 кА/м	1. 6 В [15] 2. 0.6 мА [15] 3. 5 кВ/м [16] 4. 1.4 кА/м [16]
Фізичні	1. Шум 2. Робота на висоті	1. 114 дБА 2. 7 м	1. 85 дБА [17] 2. 1.3 м [18]
Важкість	Статичні і динамічні навантаження	Категорія робіт III	[19]
Напруженість	Нервово-психологічні навантаження	2	2 [19]
Хімічні	Робота з трансформаторним маслом	18 т	Клас небезпечності III [20]
Мікроклімат	1. Температура взимку 2. Відносна вологість взимку 3. Швидкість вітру взимку 4. Температура влітку 5. Відносна вологість влітку 6. Швидкість вітру влітку	1. -15.5 °C 2. До 86% 3. 4.8 м/с 4. +37°C 5. 76% 6. 3.3 м/с	1. 20°C [21] 2. 75% [21] 3. 0.5 м/с [21] 4. 28°C [21] 5. 75% [21] 6. 0.5-0.6 м/с [21]

6.4 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці

План розробки технічних і організаційних заходів наведено в таблиці 6.5 [12, 23].

Таблиця 6.5 – Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники, характеристики
Технічні заходи з електробезпеки	Знак безпеки	Знак безпеки «Обережно, електрична напруга» наноситься або кріпиться на корпус трансформатора.
	Сигналізація	Світлова сигналізація на щиті керування та спеціальна сигналізація вказує про виникнення аварії за допомогою сигнальних ламп та звукових сигналів.
	Захисне заземлення	Заземлення, яке захистить виконавців робіт від ураження електричним струмом шляхом зменшення напруги дотику.
	Маркування	Навести маркування на станції та на самому трансформаторі
Організаційні заходи з електробезпеки	Вид дозвільного документу на виконання робіт	Наряд-допуск
	Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги. Роботи поблизу струмовідних частин.
	Підготовка робочого місця	1. Виконати необхідні відключення та вжити заходи, які перешкоджають подачі напруги до місця роботи внаслідок помилкового чи самовільного включення комутаційної апаратури; 2. Перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, які повинні бути заземлені; 3. Приєднати до «землі» переносні заземлення;
	Порядок виконання робіт	Перед допуском до роботи відповідальний керівник і виконавець робіт, перевіряють виконання технічних заходів з підготовки робочого місця. Після перевірки технічних заходів проводиться допуск бригади, який полягає в тому: 1. Чи відповідає склад бригади і кваліфікація включених в неї осіб записам в наряді; 2. Прочитують за нарядом прізвища відповідального керівника, виконавця робіт, склад бригади і зміст дорученої роботи, пояснюють бригаді, звідки знята напруга, де встановлені заземлення, які частини з сусідніх приєднань залишилися під напругою і які особливі умови при проведенні робіт повинні дотримуватися;
	Плакати безпеки	Заборонні. На ключах дистанційного керування комутаційних апаратів вивішені заборонні плакати; Вказівні. На робочому місці: «Заземлено» Застережні. На робочому місці: «Стій - висока напруга», «Не вилазь - уб'є» Розпорядчі. На робочому місці: «Працювати тут»

Для захисту персоналу від непрямого дотику проведемо розрахунок захисного заземлення силового трансформатора.

Вихідні дані:

1. Наруга обладнання, що заземлюється: $U_{\text{обл.}} = 110 \text{ (кВ)}$.
2. Ґрунт території розміщення електроустаткування. Питомий опір ґрунту $\rho = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (чорнозем).

3. Для ЕУ напругою більше 110 кВ $R_{\text{доп}}$ можна прийняти до розрахунку 0.5 (Ом).

4. В якості вертикальних заземлювачів використаємо металеві стержні круглого перерізу довжиною 5 м та діаметром 0.01 м . В якості горизонтального заземлювача використаємо сталевий дріт діаметром 0.01 м, довжиною 10 м.

Розрахунковий питомий опір ґрунту

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{таб}} \cdot \Psi_1 = 30 \cdot 1.4 = 42 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Заземлювачі розміщуються біля поверхні землі або глибше зони промерзання ґрунту (0.7-0.8 м). В даному випадку обрано глибину 0.7 м.

Відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0.7 + \frac{5}{2} = 3.2 \text{ м}$$

Опір розтікання ВЗ

$$\begin{aligned} R_{\text{В1}} &= \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot l_1}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l_1}{4 \cdot t - l_1} \right) \right) = \\ &= \frac{42}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0.01} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3.2 + 5}{4 \cdot 3.2 - 5} \right) \right) = 9.787 \text{ Ом} \\ R_{\text{В1}} &> R_{\text{шт}} \end{aligned}$$

Необхідно сполучити декілька ВЗ

$$n = \frac{R_{\text{В1}}}{R_3 \cdot \eta_e} = \frac{9.787}{0.5 \cdot 0.63} = 31.068 \text{ шт} \approx 40 \text{ шт}$$

Довжина ГЗ в контурному виконанні

$$l_{\Gamma} = a \cdot n = 10 \cdot 40 = 400 \text{ м}$$

де, зі співвідношення $a/l_1 = 2$, $a = 2 \cdot l_1 = 10 \text{ м}$.

Опір розтікання ГЗ

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розр } \Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Gamma}} \cdot \ln \left(\frac{l_{\Gamma}^2}{d_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}} \right) = \frac{30 \cdot 5.9}{2 \cdot 3.14 \cdot 400} \cdot \ln \left(\frac{400^2}{0.01 \cdot 0.695} \right) = 1.194 \text{ Ом}$$

Опір розтікання штучного ЗП

$$R'_{\text{шт}} = \frac{R_{B1} \cdot R_{\Gamma}}{R_{B1} \cdot \eta_{\Gamma \text{ еф}} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{B \text{ еф}}} = \frac{9.787 \cdot 1.194}{9.787 \cdot 0.29 + 1.194 \cdot 40 \cdot 0.58} = 0.383 \text{ Ом}$$

$$R'_{\text{шт}} \leq R_{\text{шт}}$$

Отже, штучне заземлення забезпечить необхідний рівень захисту.

6.5 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Перелік обраного обладнання для захисту персоналу наведено в таблицях 6.6 та 6.7.

Таблиця 6.6 - Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування
Захисний одяг	Костюм для захисту від загальних виробничих забруднень і механічних впливів	Комбінезон «Слюсар» [24]
Захисне взуття	Захист ніг від механічного впливу	Чоботи AV 4060/1 K4 S3 HRO SRC [25]
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички XL (10) L [26]
Захист голови	Запобігання або зменшення впливу на голову від механічних і електричних впливів	Каска захисна Delta Plus ZIRCON I ZIRC1BC [27]
Захист очей	Захист спереду і з боків від поєднання випромінювань з впливом твердих частинок	Окуляри захисні Oregon 525249 [28]
Захист органів слуху	Захист вух від шуму	Навушники PELTOR X5A SNR [29]
Захист для роботи на висоті	Захисту робітників в разі падіння з висоти під час виконання робіт	Пояс лямковий ПЛК 3 [30]

Таблиця 6.7 – Електрозахисні засоби

Вид ЕЕЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою 110 кВ	Підключення після ремонту. Що 6 місяців [26]
	Діелектричне взуття	Для робіт під напругою 110 кВ	Підключення після ремонту. Що 6 місяців [25]
	Діелектрична каска	Для робіт під напругою 110 кВ	Підключення після ремонту. Що 6 місяців [27]
	Комплект екранувального одягу для захисту від електричних полів 110 кВ	Для робіт під напругою 110 кВ	Захист від електричних полів [32]
Контрольно-сигнальні прилади	Штанга вимірювальна	Для визначення опору контактів	110 кВ Раз у 24 місяці [31]
	Штанга універсальна	Виконання монтажних робіт	110 кВ Раз у 24 місяці [31]
	Контактний показчик напруги 110 кВ з комбінованою індикацією	Для перевірки наявності або відсутності напруги в електроустановках	110 кВ
	Сигналізатори напруги	Наближення трансформатора під напругою	110 кВ Раз у 12 місяці
	Захисне переносне заземлення, ізолювальні підставки, плакати безпеки	Виконання робіт	110 кВ Раз у 24 місяці [15]

6.6. Аналіз надзвичайних ситуацій і заходи їх запобігання

Найбільш гостро питання пожежної безпеки стоять для трансформаторів з маслом охолодженням, до яких відноситься розглянутий в роботі трансформатор. Підвищена пожежна небезпека в таких трансформаторах обумовлена наявністю в них великих обсягів трансформаторного масла. Основні джерела небезпек наведено в таблиці 6.8 [20, 22], а перелік заходів та засобів уникнення небезпеки - в таблиці 6.9.

Таблиця 6.8 – Основні джерела небезпек

Джерело небезпеки	Причини небезпеки	Наслідки небезпеки
Перевантаження струмовідних частин	Порушення нормального режиму роботи	Виникнення пожежі
Відмови в роботі системи охолодження	Порушення нормального режиму роботи	Виникнення пожежі
Розлив трансформаторного масла	Порушення технологічної процедури	Виникнення пожежі
Пошкодження маслонаповнених вводів	Пробій внутрішньої ізоляції	Виникнення пожежі
Коротке замикання	Ушкодження ізоляції	Виникнення пожежі
Розряд блискавки	Протікання струму і наведення електромагнітного поля	Виникнення пожежі
Обрив фазного проводу	Механічне ушкодження	Виникнення нещасного випадку

Таблиця 6.9 - Перелік заходів і засобів

Група заходів	Вид заходу	Критерії вибору
Технічні	Наявність первинних засобів до гасіння пожеж (вогнегасник, пожежний інвентар)	Вогнегасник через 40...70 м. Вид вогнегасника вуглекислотний, порошковий. Щит з інвентарем (1 щит на 500 м ²) [20, 22]
	Наявність маслоприймачів, масловідводів і маслозбірників	Об'єм маслоприймача повинен бути розрахований на одночасне приймання 100% масла. Масловідводи повинні забезпечувати відведення 50% масла не довше ніж за 0,25 год [20]
	Наявність водопроводу з живленням від існуючої зовнішньої мережі	Тиск в зовнішній мережі протипожежного водопроводу не повинен перевищувати 10 кг/см ² [22]
	Наявність газового реле	Робота газового реле, встановленого на трансформаторі з плівковим захистом, перевіряється відповідно до інструкції на газове реле. [23]
Організаційні	Навчання та тренінги	Постійні, періодичні (раз на рік) [12]
	Перевірка від пошкоджень ізоляції обмоток трансформатора	Відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 [33]
	Випробування вводів	Відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 [33]
	Перевірка засобів які запобігають пожежі	Відповідно до технічних умов [22]
	План дій з попередження надзвичайних ситуацій	Відділ з охорони праці [12]
Засоби індивідуального захисту	Захисний одяг від хімічно-активних речовин	Індивідуально для усіх членів команди [13]
	Захисне взуття	Індивідуально для усіх членів команди [13]
	Захисні рукавички від механічних ушкоджень	Індивідуально для усіх членів команди [13]
	Захисні рукавички від хімічних речовин	Індивідуально для усіх членів команди [13]
	Протигаз з фільтром від моно оксиду вуглецю	Індивідуально для усіх членів команди [13]

Висновки до розділу

У даному розділі магістерської дисертації були вибрані заходи щодо запобігання або зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають у ході експлуатації силового трансформатора напругою 110 кВ.

Було визначено склад бригад, наведено перелік можливих робіт, шкідливих та небезпечних виробничих чинників, були визначені технічні та організаційні заходи з охорони праці, засоби індивідуального захисту та електрозахисні засоби, проаналізовано основні джерела небезпек та визначено до них перелік заходів та засобів.

Для захисту від непрямого дотику було розраховане штучне захисне заземлення. В якості вертикальних заземлювачів використаємо металеві стержні круглого перерізу довжиною 5 м та діаметром 0.01 м . В якості горизонтального заземлювача використаємо сталевий дріт діаметром 0.01 м, довжиною 10 м. Необхідна кількість вертикальних заземлювачів складає 40 штук з інтервалом в 10 метрів, а довжина контуру становить 400 м. Це забезпечить опір в 0.383 Ом, що задовольняє умову.

РОЗДІЛ 7 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

Вступ

В даному розділі магістерської дисертації розглядається ідея розроблення стартап-проекту створення компанії, яка надає послуги з консалтингу в сфері діагностики та моніторингу технічного стану силових трансформаторів за допомогою хімічного та хроматографічного аналізів трансформаторного масла, порівнянням його з існуючими конкурентними підходами, які мають схожі технологічні показники, та вибір технології здійснення проекту. Розділ складається етапів, які названі нижче:

1. Опис ідеї технології;
2. Визначення техніко-економічних характеристик ідеї;
3. Технологічний аудит ідеї проекту;
4. SWOT- аналіз стартап-проекту.

7.1. Опис ідеї технології

На цей момент в електроенергетичній галузі України спостерігається високий рівень зношення електроенергетичного обладнання, яке вводилося в експлуатацію ще в 60-х та 70-х роках двадцятого століття. Переважно, на більшій частині електростанцій запроектований ресурс устаткування вже вичерпано, що призводить до експлуатації в понад плановому терміні. Це ж стосується й устаткування систем передавання та розподілення електроенергії.

Силові трансформатори є одними з ключових елементів енергосистеми. Надійність електропостачання прямо залежить від безперебійної роботи трансформаторів, тому увага до підтримування належного технічного стану досить висока. За статистикою 80-90% електроенергії недовідпущено через збої в роботі трансформаторів.

З таблиць 3.1 та 3.2 видно, що значний відсоток пошкоджень в трансформаторах пов'язаний з використанням масла. Тому слід приділяти достатній рівень уваги процесам, які проходять в

трансформаторному маслі, що і буде основою консалтингових послуг з підвищення надійності електропостачання за рахунок кількісного і якісного аналізу трансформаторного масла.

Зазвичай, аналіз трансформаторного масла виконується періодично залежно від класу напруги трансформатора шляхом лабораторних досліджень проб масла. В лабораторіях для проведення всіх необхідних дослідів використовуються шкідливі та навіть отруйні реактиви. Дослідження повинні виконуватися лише кваліфікованими спеціалістами з необхідними допусками. Також слід проводити велику кількість заходів для безпечного виконання всіх випробувань.

Окрім вище сказаного, вагомим недоліком є періодичність, тобто пошкодження може розвиватись в інтервалі між випробуваннями та може заподіяти значної шкоди, що викликає більше затрат часу та коштів на ремонт.

Запропонована методика полягає в заміні періодичних випробувань спеціальними працівниками на постійний моніторинг шляхом встановлення спеціальних датчиків, які зможуть зберігати всі виміри в бази даних. Це дозволить виявляти всі дефекти на самому початку, що зменшить потенційні витрати, а також замінить великий обсяг ручної праці. Опис ідеї показано в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 - Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямок застосування	Вигода для користувача
Ідея полягає в заміні періодичних лабораторних хімічних досліджень на комплексні системи моніторингу силових трансформаторів	Електричні станції	Зниження ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС
	Енергогенеруючі компанії	Зменшення ризику виходу з ладу силового трансформатора
	Оператори системи розподілу	Задоволення потреб споживачів, у тому числі населення, щодо забезпечення надійності електропостачання
	Малі системи розподілу	
	Оператори системи передачі	
	Абонентські підстанції	

Був проведений аналіз потенційних техніко-економічних переваг.

Порівняно с пропозиціями конкурентів ідея (метод, послуга) передбачає:

- оцінку технічного стану по сукупності діагностичних параметрів;
- оцінку великої кількості діагностичних параметрів;
- адекватність в формалізації знання експертів;
- стабільність до великої кількості експлуатаційних факторів.

7.2. Визначення техніко-економічних характеристик ідеї

Для повного розуміння різниці запропонованої ідеї від конкурентів, проведено аналіз потенційних техніко-економічних переваг.

Найрозповсюдженішим способом аналізу трансформаторного масла є проведення періодичних лабораторних випробувань проб масла за допомогою реактивів. Через відсутність можливість безперервного контролю масла в такий спосіб не завжди є можливість виявити пошкодження на ранніх етапах, що дало б можливість зменшити ймовірність виникнення аварій.

Проведений аналіз потенційних техніко-економічних переваг розглянутих технологій, показаний в таблиці 7.2, що передбачає визначення переліку техніко-економічних властивостей та характеристик ідеї, проведений порівняльний аналіз показників: для власної ідеї визначені показники, що мають а) гірші значення (W, слабкі); б) аналогічні (N, нейтральні) значення; в) кращі значення (S, сильні).

Таблиця 7.2 - Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

№	Найменування техніко-економічного параметру	Запропонована ідея	Конкурент	W (слабка сторона)	N (нейтр. сторона)	S (сильна сторона)
		Комплексна електронна система моніторингу	Лабораторні випробування			
1	Оцінка технічного стану по сукупності діагностичних параметрів	+	-			+
2	Оцінка великої кількості діагностичних параметрів	+	-			+
3	Достовірність оцінки технічного стану	90%	80%		+	
4	Адекватність в формалізації знання експертів	+	-			+
5	Стабільність до великої кількості експлуатаційних факторів	+	-		+	
6	Рівень автоматизації отримання результатів	+	-			+
7	Необхідність періодичного калібрування та ревізії вимірювальної апаратури	+	-	+		
8	Можливість подальшого розвитку	+	-			+

Визначений перелік слабких, нейтральних та сильних сторін показує, що основним недоліком запропонованої ідеї є необхідність періодичного калібрування та ревізії вимірювального обладнання. Також слід зазначити, що при необхідних капіталовкладеннях спостерігається не настільки значне підвищення правдивості оцінки технічного стану.

7.3. Технологічний аудит ідеї проекту

Запропонована ідея полягає в заміні лабораторних досліджень на комплексні системи моніторингу технічного стану силового трансформатора. Розроблення своїх власних датчиків, та навіть власних систем не є економічно доцільним, існує велика кількість вже готових до застосування систем.

На ринку присутні такі виробники обладнання для реалізації запропонованої ідеї: Morgan Schaffler (Канада), General Electric (США), ABB (Швеція, Швейцарія), SIEMENS (Німеччина), SERVERON (США). Всі з виробники пропонують програмне забезпечення, яке дає можливість знімати всі необхідні показники. А компанія General Electric також пропонує програмне забезпечення та обладнання для створення системи дистанційної діагностики, запису та збереження результатів вимірювань.

Аналіз складових для визначення технологічної здійсненності запропонованої ідеї на основі системи FARADAY та програми Perception виробництва General Electric представлено у таблиці 7.3.

Таблиця 7.3 - Технологічна здійсненність ідеї проекту

Зміст ідеї	Технології реалізації	Наявність технології	Доступність технології
Ідея полягає в заміні періодичних лабораторних хімічних досліджень на комплексні системи моніторингу силових трансформаторів	1. Середовище для експорту вимірних даних з системи	Microsoft Excel	Доступна
		WPS Office	Доступна
		Numbers	Доступність обмежена
	2. Середовище для обробки отриманих результатів	Microsoft Excel	Доступна
		WPS Office	Доступна
		MathCAD	Доступність обмежена
	3. Середовище для оформлення документації та пояснювальних записок	Microsoft Word	Доступна
		WPS Office	Доступна
		Pages	Доступність обмежена
	4. Можливі варіанти зв'язку з сервером	3G/LTE	Доступність обмежена
Wi-Fi		Недоступна	
Обрані технології реалізації ідеї проекту: WPS Office, 3G/LTE для передачі даних на сервер.			

1. Виміряні дані системою FARADAY знімаються і записуються в програмі Perception. В програмі можна створити csv-файл, який буде прочитано за допомогою програмного пакета WPS Office, який є повним аналогом Microsoft Office, але повністю безкоштовний.

2. Для обробки використовуватиметься також програмний пакет WPS Office. Програмний пакет MathCAD досить незручно використовувати, через необхідність складного імпорту даних, створення перехресних посилань, що ускладнить роботу. Переваги перед Microsoft Office залишаються аналогічними.

3. Для оформлення документації також використовуватиметься WPS Office, який в жодному з аспектів не поступається Microsoft Office.

4. Для передачі даних в режимі дистанційного моніторингу та віддаленої роботи з базами даних використовуватиметься 3G/LTE зв'язок, оскільки він є в будь-якій точці України, а для використання Wi-Fi зв'язку потрібно дуже багато обладнання.

Значення рентабельності інвестицій для запропонованої ідеї розраховується за формулою

$$R_i = \frac{\Pi_p}{K}$$

де, R_i - рентабельність інвестицій, Π_p - прибуток за період n , K - величина початкових інвестицій.

Як інвестора для прикладу розглянуто енергетичну компанію. Розмір початкових інвестицій складає 6.1 млн.грн, які включають купівлю всього необхідного обладнання, його встановлення, налаштування і калібрування.

За прогнозами, що базуються на статистиці, протягом 3-х років відбудеться 7 зупинок блоку ТЕЦ через відмову блочного трансформатора. За рахунок використання безперервної діагностики та моніторингу трансформатора вдалося зменшити кількість зупинок блоку ТЕЦ до 3 за рахунок своєчасного виявлення дефектів в трансформаторі

та вжити необхідних заходів для ліквідації пошкодження. Для кожного незапланованого відключення блоку, середня економія складає 4.1 млн. грн. В загальному випадку, сума, яку може зекономити станція за цей період, складає 16.4 млн. грн. або 5.47 млн. грн/рік.

Експлуатаційні витрати V_e прийняті в розмірі 1% від обсягу капіталовкладень, тобто 0.061 млн. грн/рік.

$$R_i = \frac{P_p}{K} = \frac{5.47 - 0.061}{6.1} = 0.89 \text{ 1/рік або } 89\%$$

Слід також визначити і період окупності запропонованої ідеї

$$T_{ок} = \frac{K}{P_p} = \frac{6.1}{5.47 - 0.061} = 1.13 \text{ років}$$

7.4 SWOT- аналіз стартап-проекту

SWOT-аналіз - це матриця аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities) на основі виділених ринкових загроз та можливостей, та сильних і слабких сторін. Матриця представлена у таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 SWOT-аналіз стартап-проекту

Сильні сторони	Слабкі сторони
1. Оцінка технічного стану по сукупності діагностичних параметрів 2. Оцінка великої кількості діагностичних параметрів 3. Адекватність в формалізації знання експертів 4. Рівень автоматизації отримання результатів	1. Необхідність періодичного калібрування та ревізії вимірювальної апаратури 2. Необхідність значних первинних капіталовкладень
Можливості	Загрози
1. Підвищення рівня надійності електропостачання 2. Віддалені діагностика та моніторинг 3. Відмова від роботи з токсичними реактивами	1. Відсутність напрацьованої бази через введення нової технології 2. Поява більш точних методів прогнозування з використання математичних моделей

Висновки до розділу

В даному розділі було виконано маркетинговий аналіз з визначенням принципової можливості ринкового впровадження та напрямків впровадження запропонованої ідеї. Основними результатами проведеного аналізу є:

1. Визначення слабких сторін, до яких відноситься необхідність періодичного калібрування та ревізії вимірювальної апаратури. Також слід зазначити, що при відносно значних капіталовкладеннях приріст достовірності отриманих результатів не досить значний.

2. Визначення сильних сторін, до яких відноситься оцінка технічного стану по сукупності діагностичних параметрів, оцінка великої кількості діагностичних параметрів, адекватність в формалізації знання експертів, рівень автоматизації отримання результатів.

3. Визначення необхідних технологічних засобів для реалізації ідеї, що не буде вимагати значних затрат, через використання безкоштовного програмного пакету WPS Office.

4. Визначення рентабельності інвестицій та строку окупності свідчить про можливу ринкову комерціалізацію та подальшу імплементацію запропонованої ідеї.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В першому розділі було виконано вибір основного обладнання: генератори, трансформатори зв'язку, блочні трансформатори, автотрансформатори зв'язку та секційний реактор. Складено три варіанти структурних схем, серед яких на основі техніко-економічного порівняння обрано другий варіант, який зображено на рисунку 1.2. Виконано вибір схем розподільчих пристроїв та трансформатори власних потреб.

В другому розділі виконувався вибір основного комутаційного обладнання. Було розраховано опір системи, струми однофазного та двофазного КЗ в точці приєднання генератора до ГРП. На основі отриманих результатів обрано вимикач та роз'єднувач. Також було обрано лінійний реактор, за яким знайдено струм КЗ та обрано вимикач і роз'єднувач для приєднання місцевого навантаження. Окрім цього було вибрано кабель для живлення місцевого навантаження, трансформаторів струму та напруги.

В четвертому розділі було розглянуто хроматографічний та хімічний аналізи трансформаторного масла. Визначені якісні та кількісні характеристики хімічного аналізу трансформаторного масла, які характеризують різні види пошкоджень, які виникають в силових трансформаторах. Розглянуто засоби діагностики та моніторингу, які використовують хроматографічний та хімічний аналізи трансформаторного масла для визначення технічного стану силового трансформатора.

В п'ятому розділі розділі розглянуто датчики, які найчастіше використовуються в системах моніторингу розчинених газів: марки Calisto, виробництва канадської компанії Morgan Schaffler, марки Hydran M2 компанії GE Energy, марки HYDROCAL швейцарської компанії МТЕ, а також пристрої вимірювання концентрації розчинених газів в маслі, які працюють за фотоакустичним принципом, які випускаються компанією

KELMAN діагностичних систем TRANSFIX та MINITRANS. Дана коротка інформація про принципи роботи датчиків, способи монтажу та функції (кількість газів, які аналізуються, та додаткові функції, такі як вміст вологи). Надано рекомендації з вибору датчиків в залежності від потужності трансформатора та відповідальності споживача. Розглянуті різні системи моніторингу та діагностики високовольтного трансформаторного обладнання виробництва GE Energy, ABB, SIEMENS, SERVERON, а також комплексну автоматизовану систему TPAS.

У шостому розділі були вибрані заходи щодо запобігання або зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають у ході експлуатації силового трансформатора напругою 110 кВ. Було визначено склад бригад, наведено перелік можливих робіт, шкідливих та небезпечних виробничих чинників, були визначені технічні та організаційні заходи з охорони праці, засоби індивідуального захисту та електрозахисні засоби, проаналізовано основні джерела небезпек та визначено до них перелік заходів та засобів. Для захисту від непрямого дотику було розраховане штучне захисне заземлення.

В даному розділі було виконано маркетинговий аналіз з визначенням принципової можливості ринкового впровадження та напрямків впровадження запропонованої ідеї. Основними результатами проведеного аналізу є:

Визначення слабких сторін, до яких відноситься необхідність періодичного калібрування та ревізії вимірювальної апаратури. Також слід зазначити, що при відносно значних капіталовкладеннях приріст достовірності отриманих результатів не досить значний. Визначення сильних сторін, до яких відноситься оцінка технічного стану по сукупності діагностичних параметрів, оцінка великої кількості діагностичних параметрів, адекватність в формалізації знання експертів,

рівень автоматизації отримання результатів. Визначення необхідних технологічних засобів для реалізації ідеї, що не буде вимагати значних затрат, через використання безкоштовного програмного пакету WPS Office. Визначення рентабельності інвестицій та строку окупності свідчить про можливу ринкову комерціалізацію та подальшу імплементацію запропонованої ідеї.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Проектування електричних станцій, ч.1/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.:П.Л. Денисюк./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 73 с.
2. Проектування електричних станцій, ч.2/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.:П.Л. Денисюк./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 74 с.
3. Проектування електричних станцій, ч.3/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.:П.Л. Денисюк, Г.М. Гаєвська./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 61 с.
4. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Под. ред. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Изд. 4 – е, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
5. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергия, 1980. – 648с.
6. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448с.
7. Основи проектування теплових та гідравлічних електростанцій: Методичні вказівки до виконання розрахунково-графічної роботи /Укл.: П.Л.Денисюк, Є.І.Бардик, Р.В.Вожаков./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 66 с.
8. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 3: Навчальний посібник/ Укл.: П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв, О.Г. Філатов./ – К.: НТУУ «КПІ», 2014 – 103 с.
9. Бедерак, Я.С. Принципы построения систем мониторинга силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше и мощностью 25 000 кВА и выше / Я.С. Бедерак, Ю.Л. Богатырев // 2008. – 21 с. – Стаття

10. Киреева, Э.А. Диагностика силовых трансформаторов /Э.А. Киреева. – Электрооборудование. – 2008. – № 9. – С. 59–64.
11. Киреева, Э.А. Диагностика силовых трансформаторов /Э.А. Киреева. – Электрооборудование. – 2008. – № 9. – С. 59–64.
12. Ткачук К.Н. Охорона праці і промислова безпека / К.Н. Ткачук, В.В. Зацарний, М.Ф. Каштанов, Л.Д. Третьякова та ін. // К.: Лібра, 2010. – 425 с.
13. Третьякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2008. 317 с.
14. Третьяков О.В. Охорона праці / О.В. Третьяков, В.В. Зацарний, В.Л. Безсонний // Харків, УЦЗУ, 2009. – 436 с.
15. Правила улаштування електроустановок. Розділ 1. Загальні правила. Розділ 1.7. Заземлення і захисні заходи безпеки. (ПУЕ – 2016), введений з 1.01. 2017 р. Вимоги розділу поширюються на електроустановки змінного і постійного струмів, які проектують, будують або реконструюють. Вимоги цього розділу можна також застосовувати до діючих електроустановок.
16. ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів.
17. ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку
18. НПАОП 0.00-1.15-07. Про затвердження Правил охорони праці під час виконання робіт на висоті
19. Гігієнічні нормативи ГН 3.3.5-8-6.6.1-20014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу. 08.04.2014.
20. ПІ 1.3.10-456-2006. Примірня інструкція з охорони праці при виконанні робіт з легкозаймистими і горючими рідинами

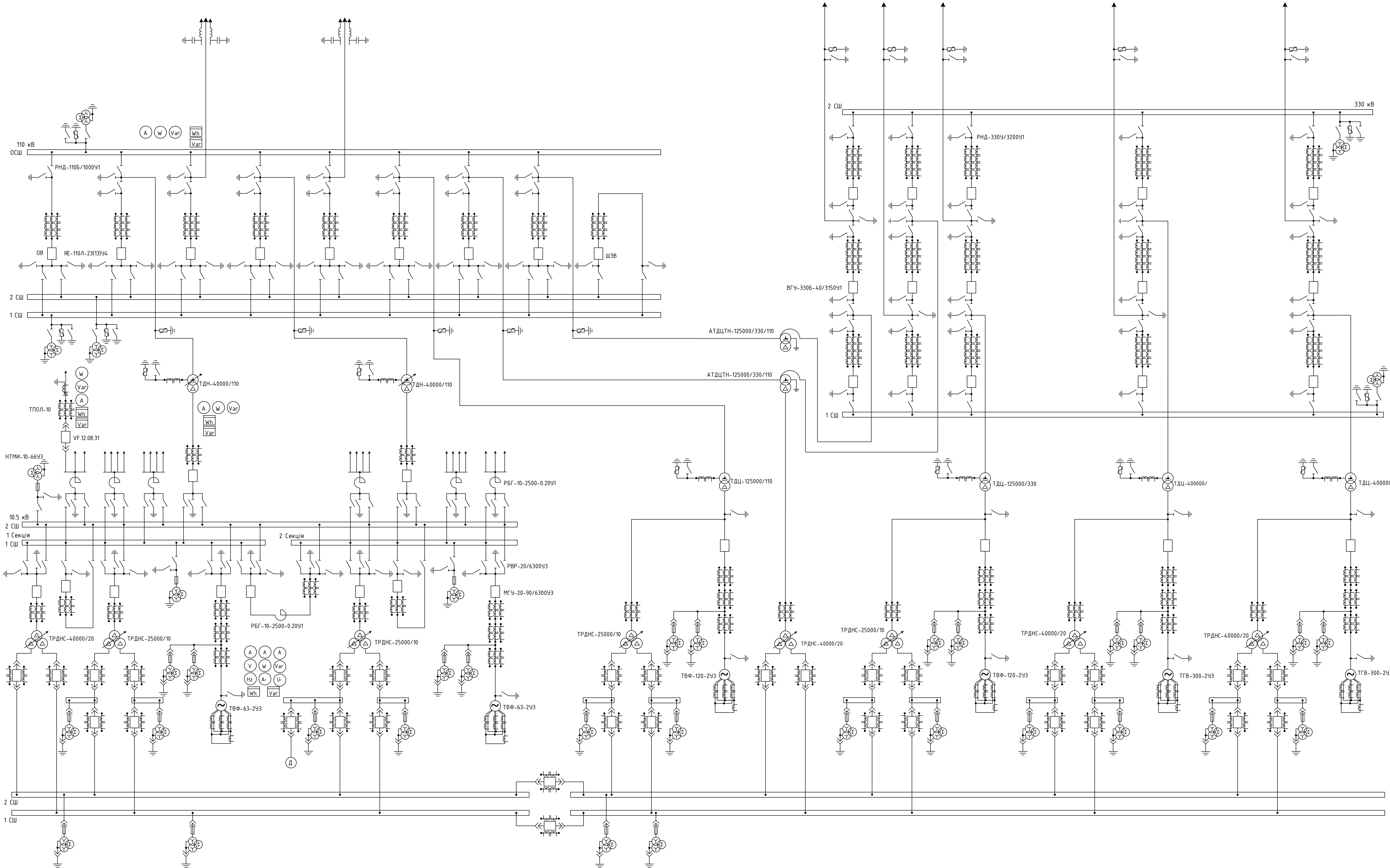
21. ДСН 3.3.6.042-99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
22. НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні; – К.: Держстандарт України, 2004. – 45 с.
23. ГКД 34.20.507-2003. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж
24. ДСТУ EN 13688:2016. Одяг захисний. Загальні вимоги.
25. ДСТУ EN 20346:2010. Засоби індивідуального захисту. Захисне взуття.
26. ДСТУ EN 420-2001. Загальні вимоги до рукавиць
27. ДСТУ EN 397:2017. Каски захисні промислові
28. ДСТУ EN 168:2001. Засоби індивідуального захисту очей. Методи випробування неоптичні.
29. ДСТУ EN 352-1:2017. Засоби індивідуального захисту органа слуху. Вимоги щодо безпеки та випробування. Частина 1. Шумозахисні навушники
30. ДСТУ EN 361-2001. Індивідуальні спорядження для захисту від падіння з висоти
31. ДСТУ 20494:2003. Штанги ізолювальні оперативні та штанги переносних заземлень. Загальні технічні умови
32. ДСТУ 4368:2005 Комплект індивідуальний екрануючий для захисту від електричних полів промислової частоти. Загальні технічні вимоги та методи контролювання
33. Норми випробовувань електрообладнання: СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. – К. ГРІФРЕ, М-во палива та енергетики України Об'єднання енергетичних підприємств, ДП МОУ «Воєнне видавництво України «Варта», 2007 – 262 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Норми).
34. IEEE C57.104-1991. Посібник для інтерпретації газів, які утворюються в масляних трансформаторах.

35. Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a model for determining a priority sequence of power transformers out of service. Eastern-european journal of enterprise technologies. Kharkiv, 2018. Vol. 3/8 (93). P. 6–15. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2018.133570> (Scopus)

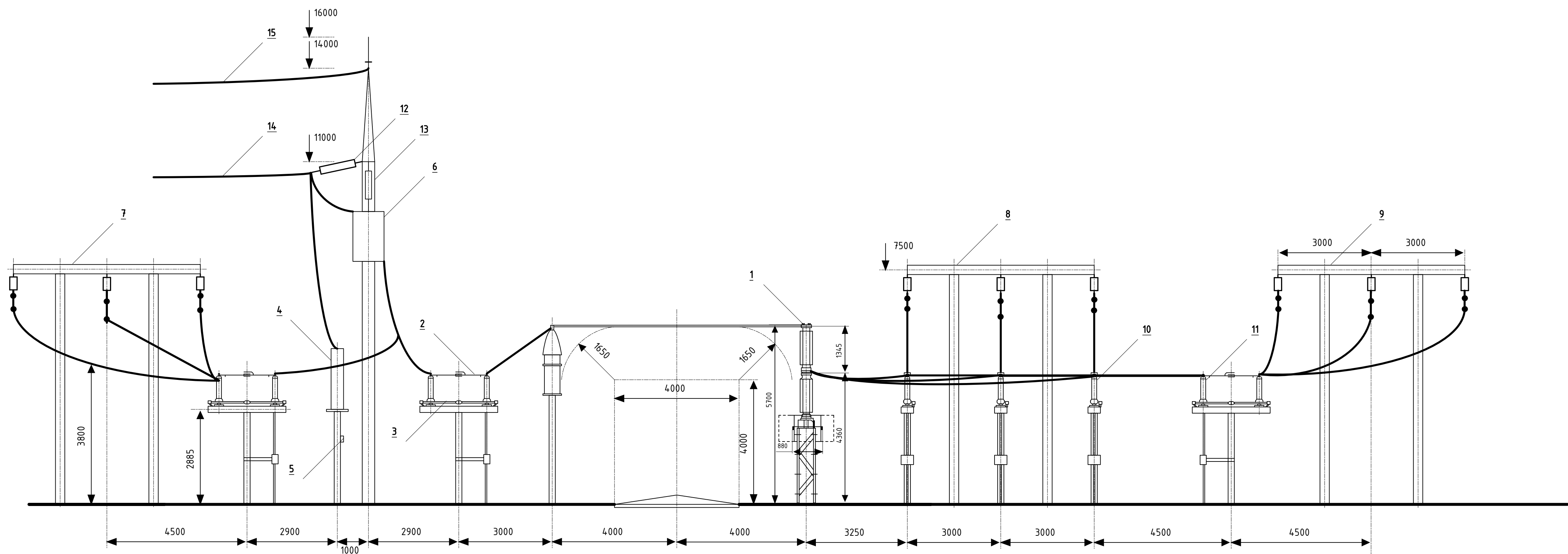
36. Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a mathematical model for cost distribution of maintenance and repair of electrical equipment. Eastern-european journal of enterprise technologies. Kharkiv, 2018. Vol. 6/8 (96). P. 6–16. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2018.147622> (Scopus)

37. Бардик Є.І., Болотний М.П., Коваль Я.С. Визначення «слабких» за надійністю силових трансформаторів енергосистем за результатами оцінки відмови через збурення в електричній мережі // Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут». Київ, 2021. №2 (2021). С. 28–37. <https://doi.org/10.20535/kpissn.2021.2.236952>.

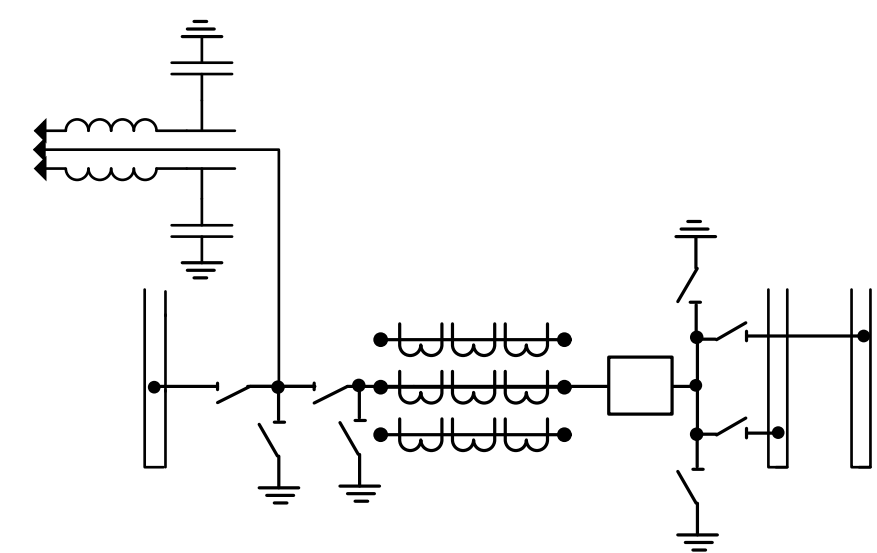
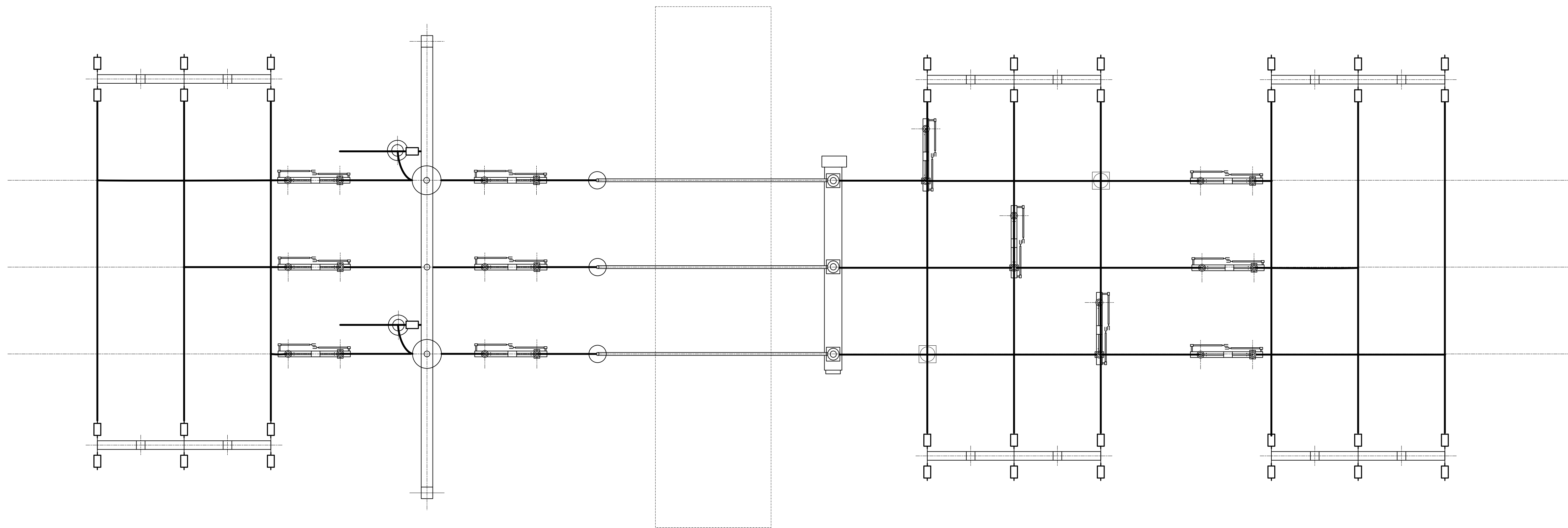
38. Бардик Є.І., Болотний М.П., Бондаренко О.Л. Визначення ризику порушення нормального режиму енергосистеми при плановому і аварійному виведенні з експлуатації електрообладнання // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2021. № 2. – С. 54-62. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-155-2-54-62>.



						141.ЕТ-1107.007.МД.ТК1		
						Модернізація системи моніторингу стану силового трансформатора ТЕЦ потужністю 920 МВт		
Зм.	Арх.	№ Виход.	Підпис.	Дата		Лист	Маса	Масштаб
Розробив	Систим А.О.							
Перевірив	Болотний М.П.					Архив 1	Архив 6	
Т. контр.						НТУУ „КПІ ім. І.Сікорського”, кафедра ВДЕ, ФЕА, гр. ЕТ-11м		
Н. контр.	Матиско В.П.							
Заствердив	Будько В.І.							



1. Вмикач
2. Лінійний роз'єднювач
3. Заземлюючий ніж
4. Конденсатор зв'язку
5. Фільтр приєднання
6. ВЧ загороджувач
7. Обхідна система шин
8. Перша система збірних шин
9. Друга система збірних шин
10. Шинний роз'єднювач першої системи шин
11. Шинний роз'єднювач другої системи шин
12. Подвісний ізолятор
13. Опірня конструкція
14. Струмопровід
15. Грозозахисний трос



					14.1.ЕТ-1107.007.МД.ТК2			
					ВРП 110 кВ з двома системами збірних шин та обхідною системою			
					Літ. Маса Масштаб			
					Аркш 2 Аркш 6			
					НТУУ „КПІ ім. І.Сікорського”, кафедра ВДЕ, ФЕА, гр. ЕТ-11м			
Зм.	Арх.	№ док.	Підпис	Дата				
Розробив	Сьомик А.О.							
Перевірив	Белотний М.П.							
Т. контр.								
Н. контр.	Матєєнко Ю.П.							
Затвердив	Будько В.І.							

Основні види пошкоджень трансформаторів

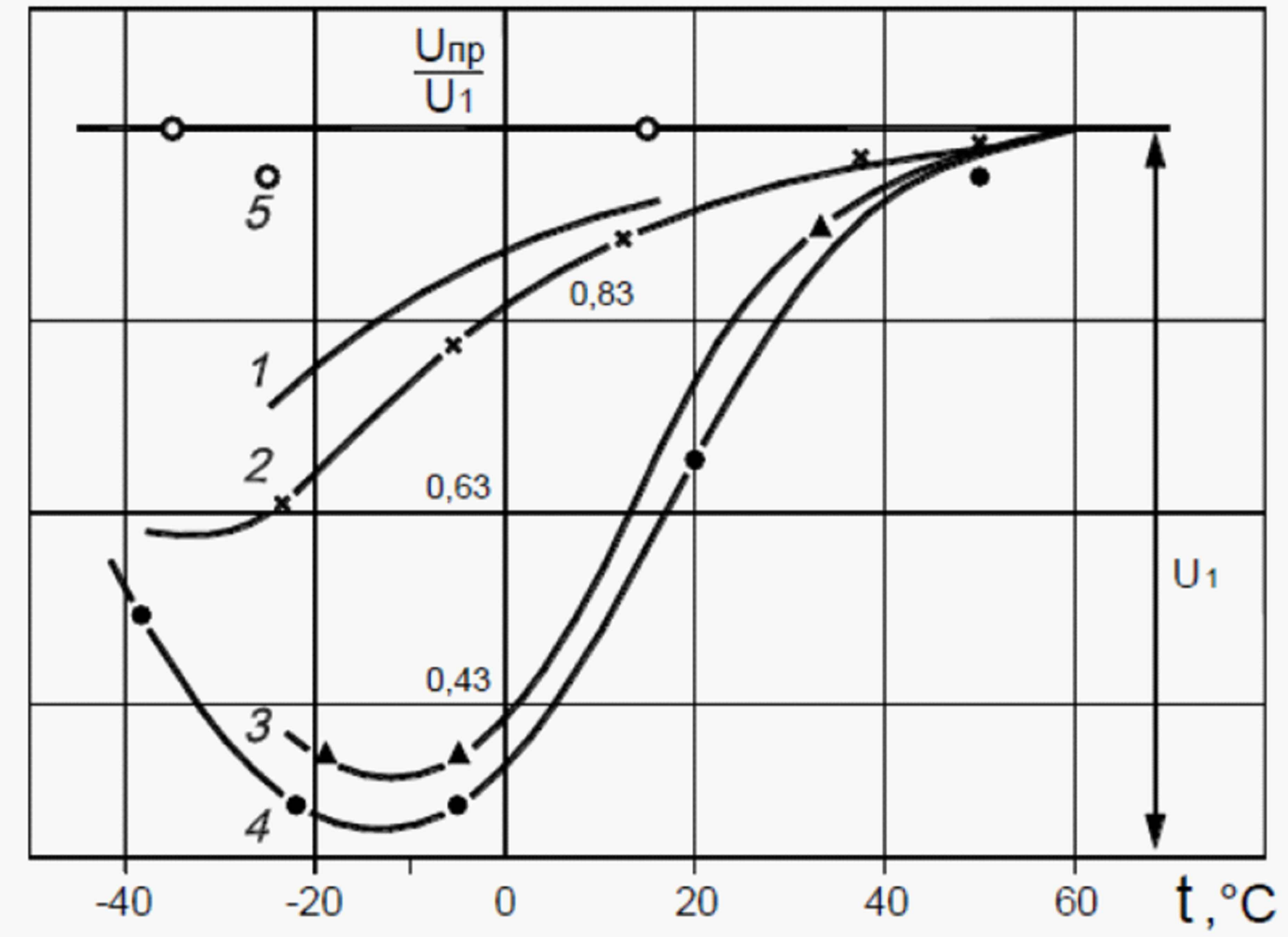
Вид пошкодження	Доля, %
Дефекти маслонаповнених вводів	36,2
Пошкодження обмоток:	
- динамічна нестійкість	5,4
- зволоження	27,3
- газовиділення	6,7
Дефекти регулювальних пристроїв РПН	24,2
Інші причини	12,3

Основні види пошкоджень трансформаторів

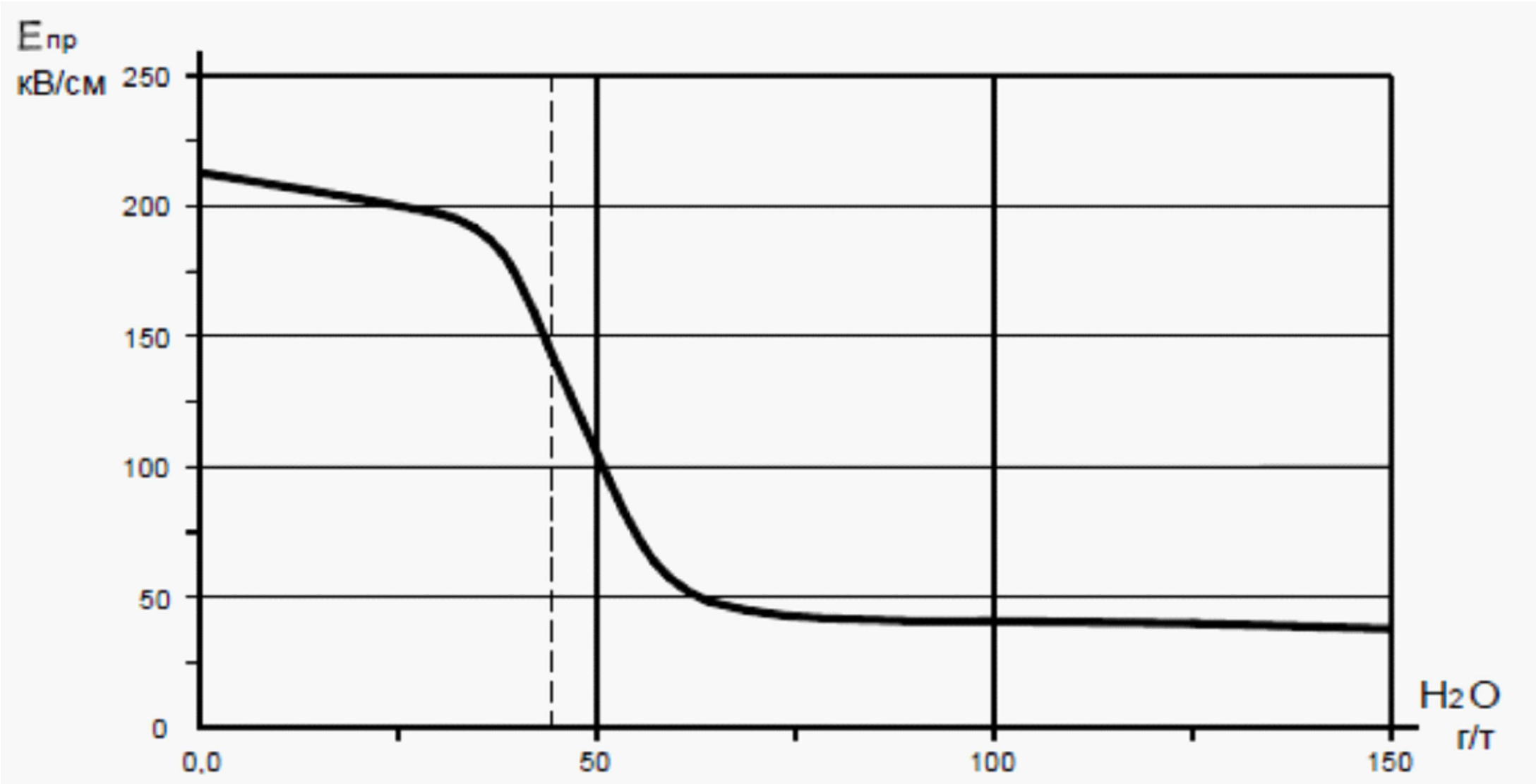
Вид пошкодження	Доля, %
Система охолодження	22,71
Високовольтні вводи	14,31
Виділення газів в масло	9,02
Старіння масла	7,47
Дефекти в РПН	7,15
Протікання ущільнень	6,84
Розпресування обмоток	6,53
Забруднення твердої ізоляції	5,29
Зволоження твердої ізоляції	4,04
Розпресування магнітопровода	4,04

Залежність пробивної напруги масла від вологості W_M та вмісту механічних домішок в маслі N_T

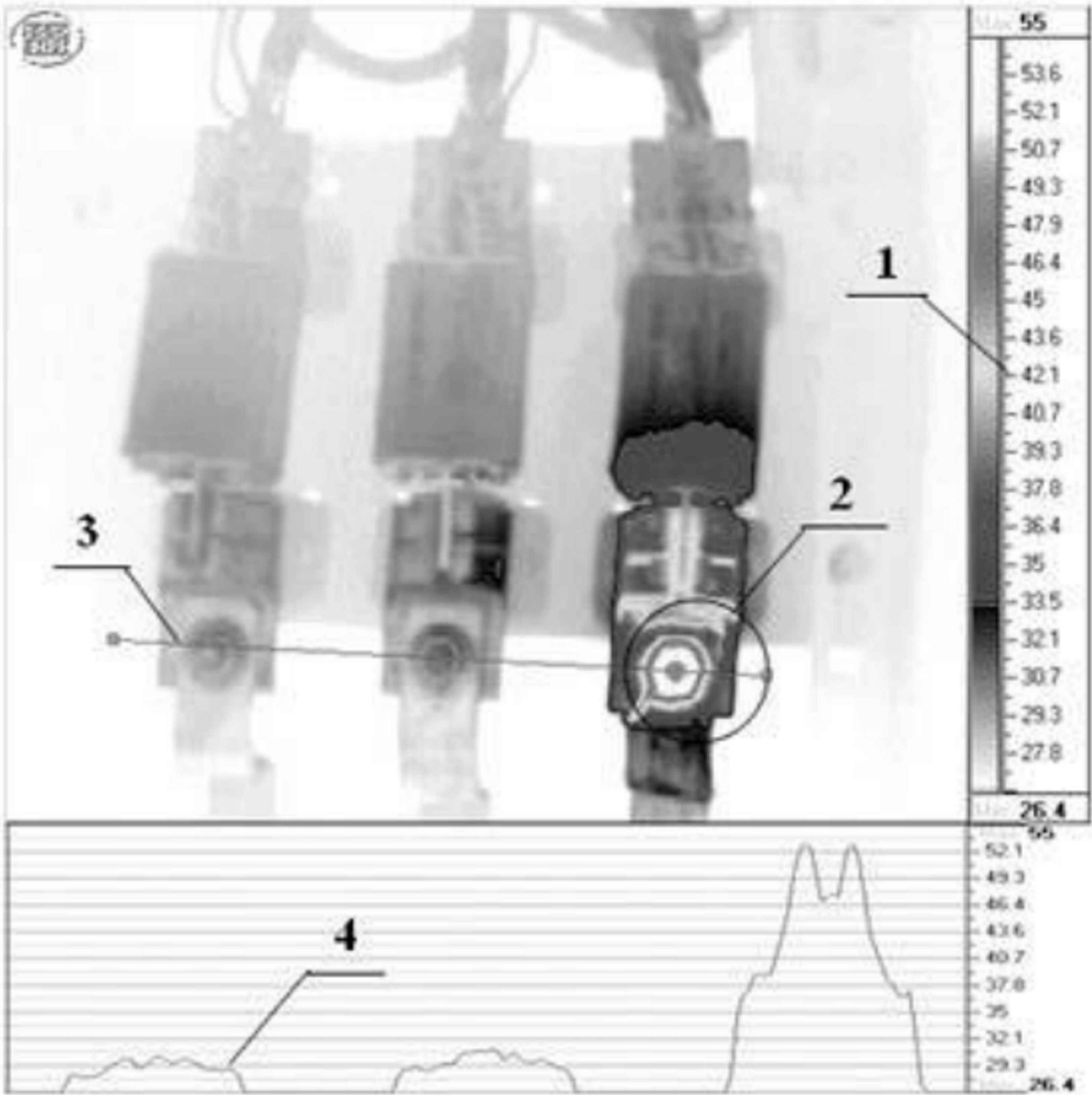
- 1 - $W_M = 10$ г/м, $N_T = 5$ г/м; 2 - $W_M = 10$ г/м, $N_T = 50$ г/м;
3 - $W_M = 20$ г/м, $N_T = 5$ г/м; 4 - $W_M = 20$ г/м, $N_T = 50$ г/м;
5 - $W_M = 5$ г/м, $N_T = 5$ г/м;



Залежність електричної міцності масла від вмісту вологу



Термограма запобіжників



1. Температурна шкала - характеризує співвідношення між кольором ділянки та його температурою.
2. Зона критичної температури (характеризується кольором з верхньої частини температурної шкали) - елемент обладнання, який характеризується підвищеною температурою.
3. Лінія температурного зрізу - лінія, яка перетинає зони критичної температури та елемент, який аналогічний до дефектного.
4. Температурний крива - графік, який ілюструє розподіл температури вздовж лінії температурного зрізу, тобто по осі абсцис - порядкові номери точок по довжині лінії, а по осі ординат - значення температури в цих точках.

					14.1.ЕТ-1107.007.МД.ТКЗ				
					Модернізація системи моніторингу силового трансформатора ТЕЦ потужністю 920 МВт	Літ.	Маса	Масштаб	
Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата	Види пошкоджень та визначення технічного стану силових трансформаторів	Архив 3		Архив 6	
Розробив	Сьомик А.О.					НТУУ „КПІ ім. І.Сікорського”, кафедра ВДЕ, ФЕА, гр. ЕТ-11м			
Перевірив	Болотний М.П.								
Т. контр.									
Н. контр.	Матєєнко Ю.П.								
Затвердив	Будько В.І.								

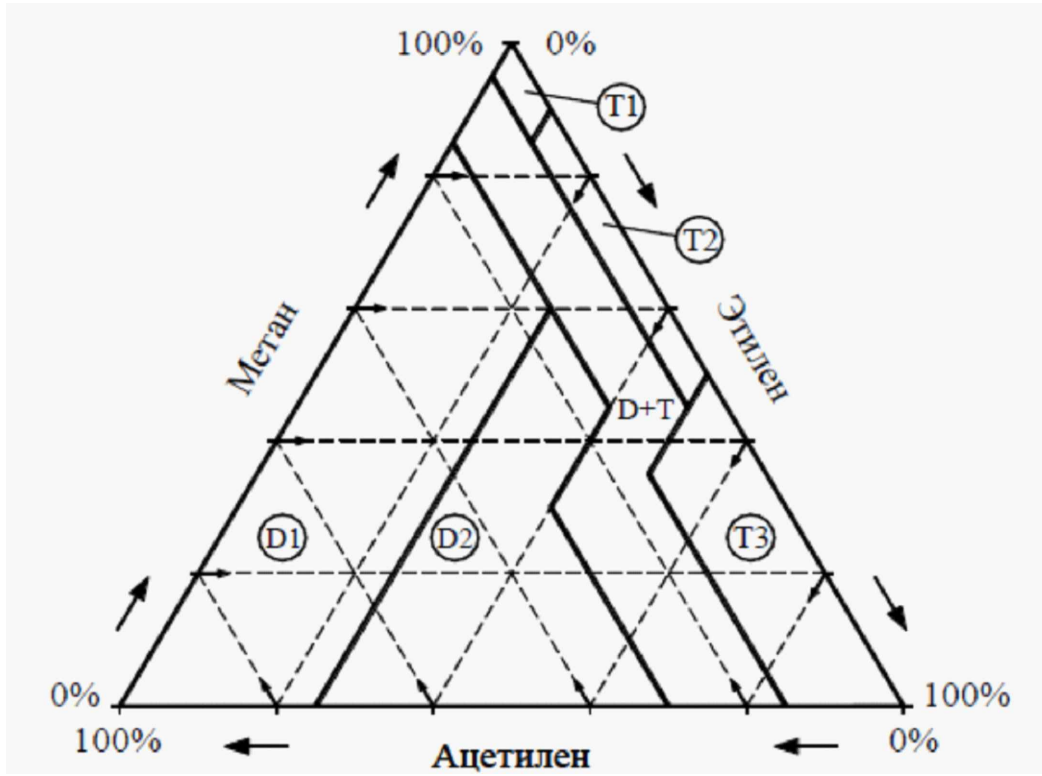
Визначення характеру дефекту в трансформаторі з відношення концентрацій пар газів

Характер прогнозованого дефекту	Відношення концентрацій характерних газів			Типові приклади
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$ $\frac{H_2}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
1. Нормально	< 0.1	0.1 — 1	≤ 0.1	Нормальне старіння.
2. Часткові розряди з низькою щільністю енергії	< 0.1	< 0.1	≤ 1	Розряди в заповнених газом порожнинах, утворених через вологість в ізоляції або її не щільне прилягання.
3. Часткові розряди з високою щільністю енергії	0.1 — 3	< 0.1	< 1	Теж саме, що і в п.2, але спричиняє появу сліду, або пробою твердої ізоляції.
4. Розряди малої потужності	> 0.1	0.1 — 1	1 — 3	Безперервне іскріння в маслі між з'єднаннями різних потенціалів або плаваючого потенціалу. Пробій масла між твердими матеріалами.
5. Розряди великої потужності	0.1 — 3	0.1 — 1	≥ 3	Дугові розряди, іскріння, пробій масла між обмотками або котушками чи між котушками на землю.
6. Термічний дефект низької температури (<150°C)	< 0.1	0.1 — 1	1 — 3	Перегрівання ізолююваного провідника.
7. Термічний дефект в діапазоні низьких температур (150°–300°C)	< 0.1	≥ 1	< 1	Місцеве перегрівання магнітопровода через концентрація потоку. Зростання температури "гарячої точки".
8. Термічний дефект в діапазоні середніх температур (300°–700°C)	< 0.1	≥ 1	1 — 3	Теж саме, що і в п.7, але при подальшому підвищенні температури "гарячої точки".
9. Термічний дефект високої температури (>700°C)	< 0.1	≥ 1	≥ 3	Гаряча точка в магнітопроводі; перегрівання міді через вихрові струми, погані контакти, струми, що циркулюють в магнітопроводі або баці.

Вимоги до якості експлуатаційних трансформаторних масел

Показник якості масла	Місце проведення випробування	Група об'єднання	Гранично допустиме значення показника
1	2	3	4
1. Пробивна напруга, кВ	Виробництво, лабораторія	Трансформатори, апарати, вводи напругою від 60 кВ до 150 кВ	35 кВ
	Виробництво, лабораторія	Трансформатори, апарати, вводи напругою від 220 кВ до 500 кВ	45 кВ
2. Вміст механічних домішок, % маси або г/т	Виробництво	Електрообладнання напругою до 750 кВ включно	відсутні
	Лабораторія	Силові трансформатори напругою до 1150 кВ включно	0.0015% або 15 г/т
3. Кислотне число, мг КОН/г масла	Виробництво, лабораторія	Силові трансформатори потужністю вище 630 кВА, вимірювальні трансформатори напругою 110 кВ і вище	0.1 мг КОН/г масла
		Маслонаповнені вводи	0.25 мг КОН/г масла
4. Вміст водорозчинних кислот, мг КОН/г масла	Виробництво, лабораторія	Силові трансформатори потужністю вище 630 кВА, вимірювальні трансформатори напругою 110 кВ і вище, маслонаповнені вводи	0.014 мг КОН/г масла (0.03 для негерметичних вводів до 500 кВ включно)
5. Температура спалаху в закритому тиглі, °C	Виробництво, лабораторія	Силові трансформатори потужністю вище 630 кВА, вимірювальні трансформатори напругою 110 кВ і вище, маслонаповнені вводи	Зниження не більш ніж на 6°C в порівнянні з попереднім аналізом
6. Вміст вологи, % або г/т	Лабораторія	Трансформатори з азотним та плівковим захистом	0.002% або 20 г/т
	Виробництво	Трансформатори без спеціальних засобів захисту з системою охолодження М та Д	Відсутнє
7. Вміст газу, %	Виробництво, лабораторія	Трансформатори з плівковим захистом	2%

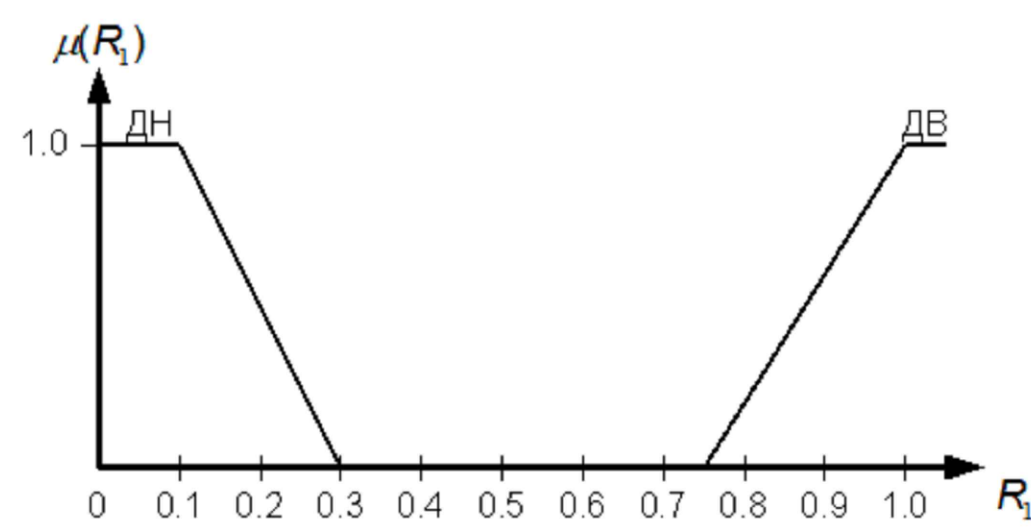
Діагностика типу дефекту в силових трансформаторах за поєднанням розчинених газів з використанням трикутника Дювала



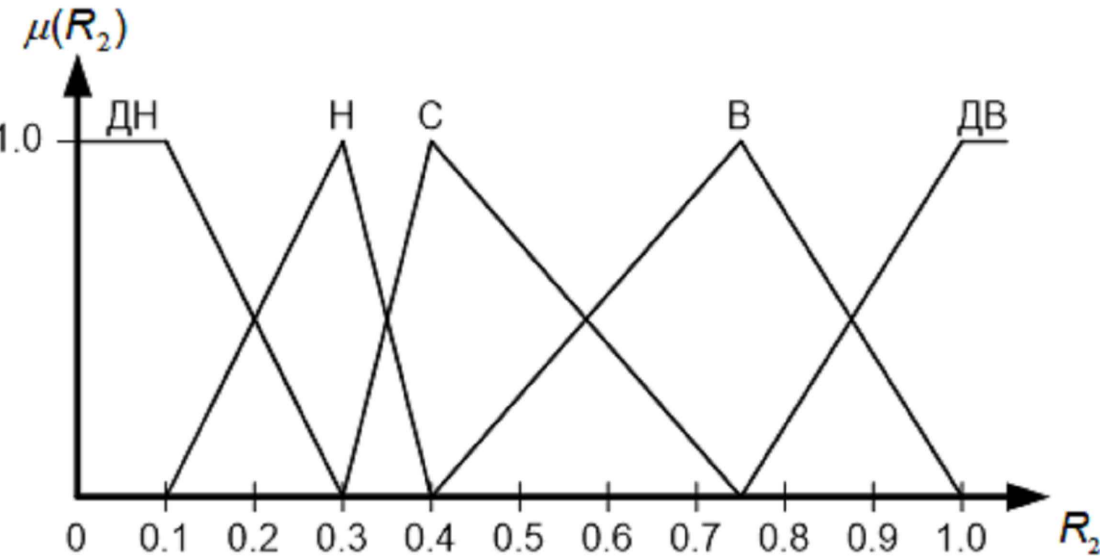
Відношення концентрації пар характерних газів та їхні значення за методом відношень Дорнендурга

Переб'ячений діагноз	Відношення концентрацій пар характерних газів			
	R ₁ CH ₄ /H ₂	R ₂ C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	R ₃ C ₂ H ₂ /CH ₄	R ₄ C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂
Часткові розряди малої інтенсивності	< 0.1	Відсутній сигнал	< 0.3	> 0.4
Термічний вплив	> 1	< 0.75	< 0.3	> 0.4
Дугові процеси	> 0.1 або < 1	> 0.75	> 0.3	< 0.4

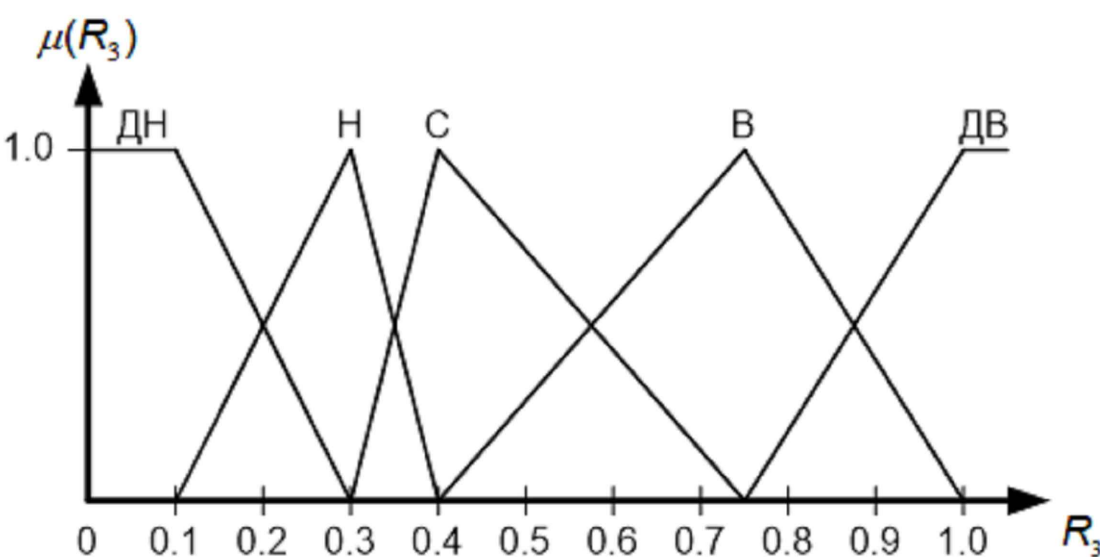
Функції належності для лінійної змінної R₁



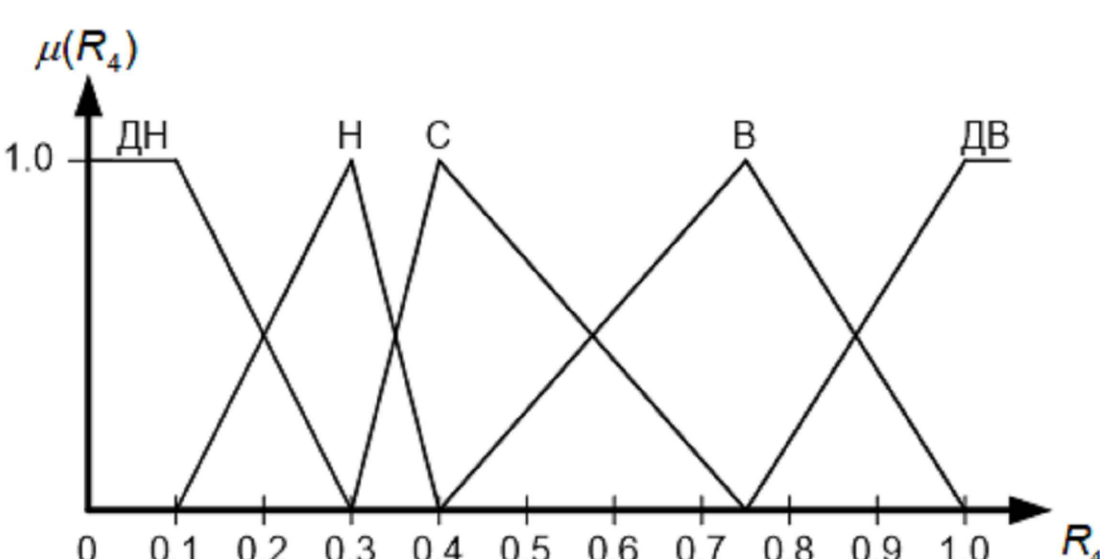
Функції належності для лінійної змінної R₂



Функції належності для лінійної змінної R₃



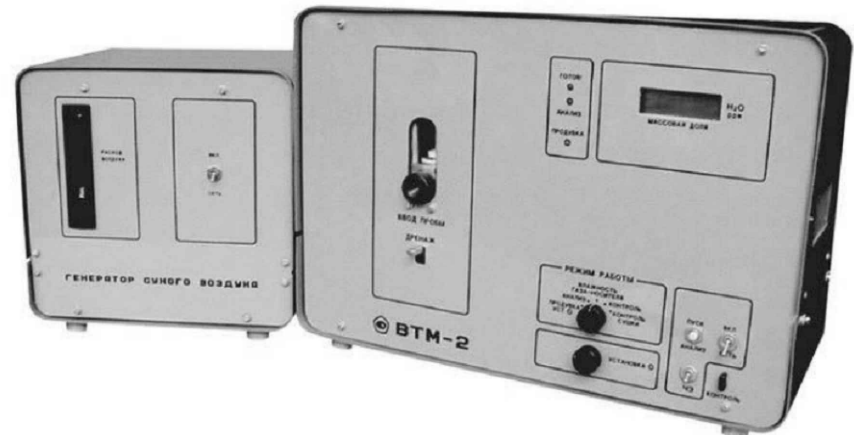
Функції належності для лінійної змінної R₄



Критерії діагностики передбачених дефектів силових трансформаторів

Переб'ячений діагноз	Терм-множина дефекту	Відношення концентрацій пар характерних газів			
		R ₁ CH ₄ /H ₂	R ₂ C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	R ₃ C ₂ H ₂ /CH ₄	R ₄ C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂
Термічний вплив	D ₁ ¹⁰	T ₁ ¹⁰	T ₂ ¹⁰ , T ₃ ¹⁰ , T ₄ ¹⁰	T ₃ ¹⁰ , T ₄ ¹⁰	T ₄ ¹⁰ , T ₅ ¹⁰ , T ₆ ¹⁰
Часткові розряди малої інтенсивності	D ₂ ¹⁰	T ₁ ¹⁰	—	T ₃ ¹⁰ , T ₄ ¹⁰	T ₄ ¹⁰ , T ₅ ¹⁰ , T ₆ ¹⁰
Дугові процеси	D ₃ ¹⁰	T ₁ ¹⁰ , T ₂ ¹⁰ , T ₃ ¹⁰	T ₂ ¹⁰ , T ₃ ¹⁰	T ₃ ¹⁰ , T ₄ ¹⁰ , T ₅ ¹⁰	T ₄ ¹⁰ , T ₅ ¹⁰ , T ₆ ¹⁰

Вологомір



Вимірювач об'ємної частки газів



Автоматичний вимірювач вмісту вологи



Система моніторингу параметрів трансформатора



Вимірювач діелектричних параметрів масла



Тестер трансформаторного масла



					14.1.ЕТ-1107.007.МД.ТК4			
					Модернізація системи моніторингу силового трансформатора ТЕЦ потужністю 920 МВт	Літ.	Маса	Масштаб
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Сьомик А.О.						
Перевірив		Болотний М.П.						
Т. контр.						Аркшв 4		Аркшв 6
Н. контр.		Матемко Ю.П.			Хроматографічний та хімічний аналізи трансформаторного масла	НТУУ „КПІ ім. І.Сікорського”, кафедра ВДЕ, ФЕА, гр. ЕТ-11м		
Затвердив		Будько В.І.						

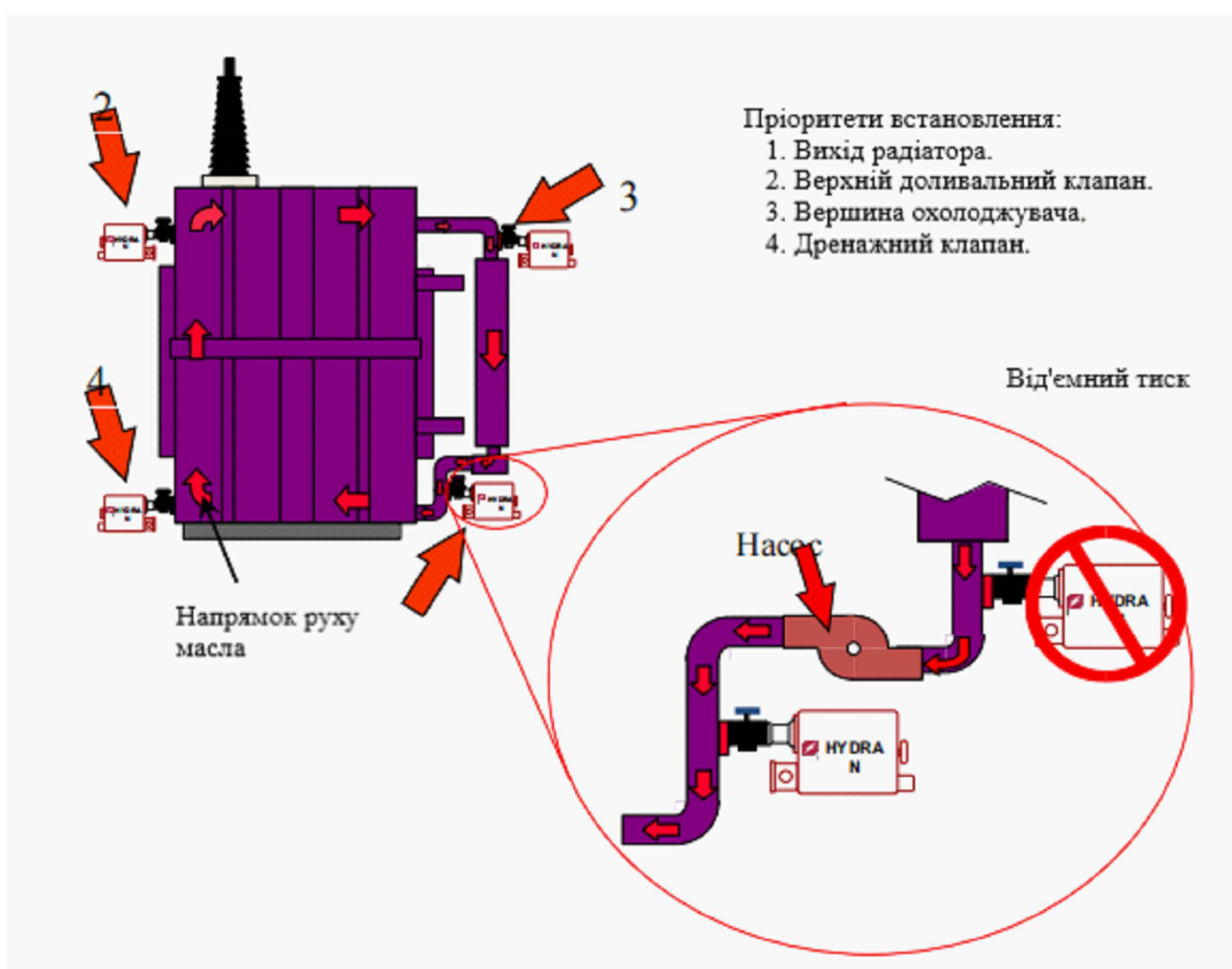
Пристрій марки Calisto 5



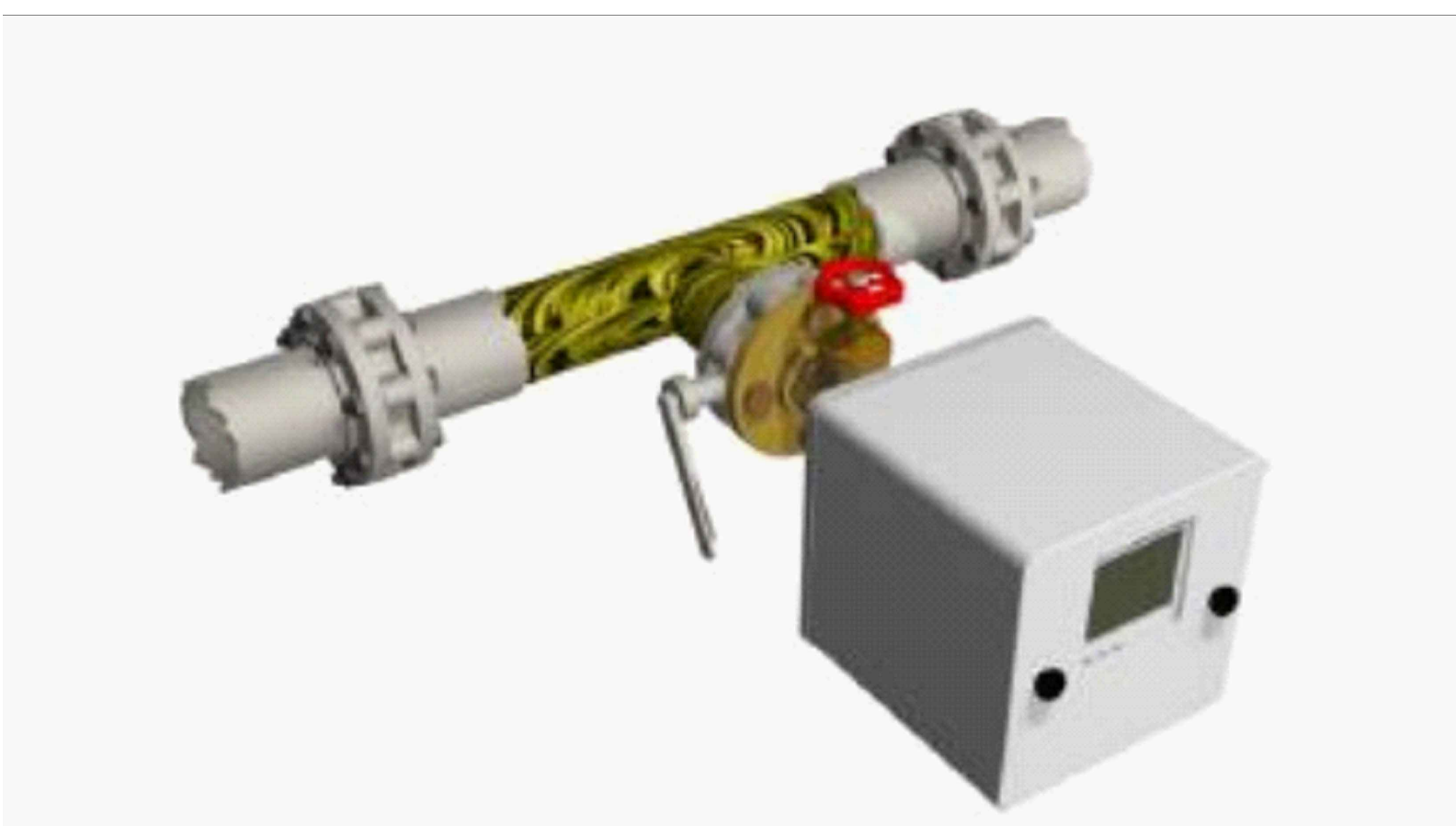
Пристрій марки Hydran M2



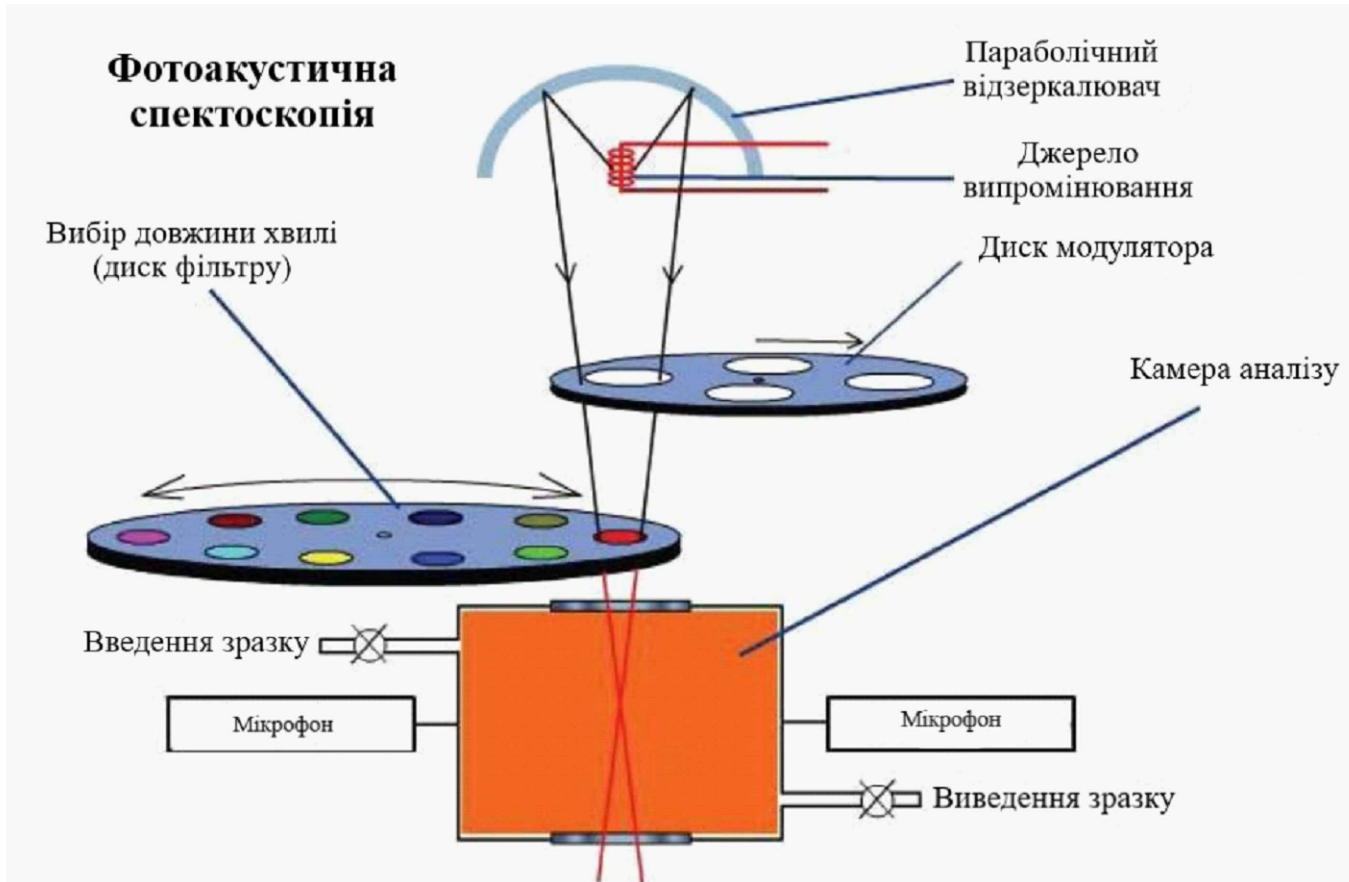
Установка пристрою Hydran M2



Установка пристрою HYDROCAL 1003



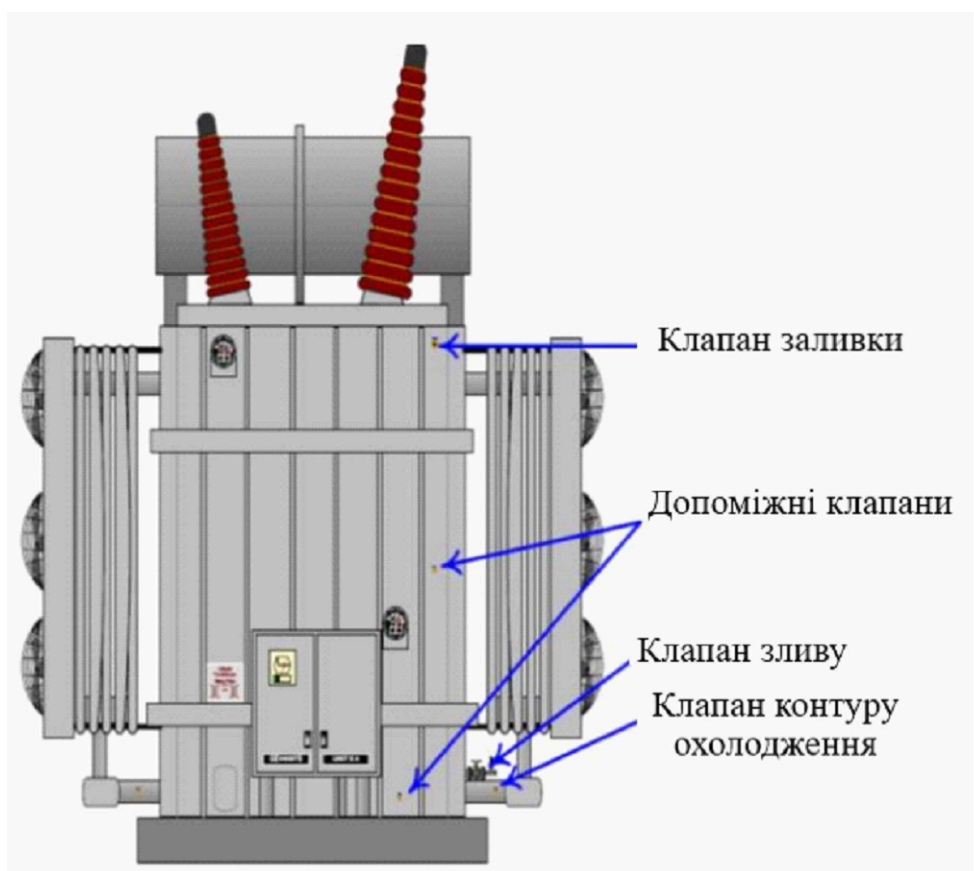
Принципова схема роботи фотоакустичної комірки



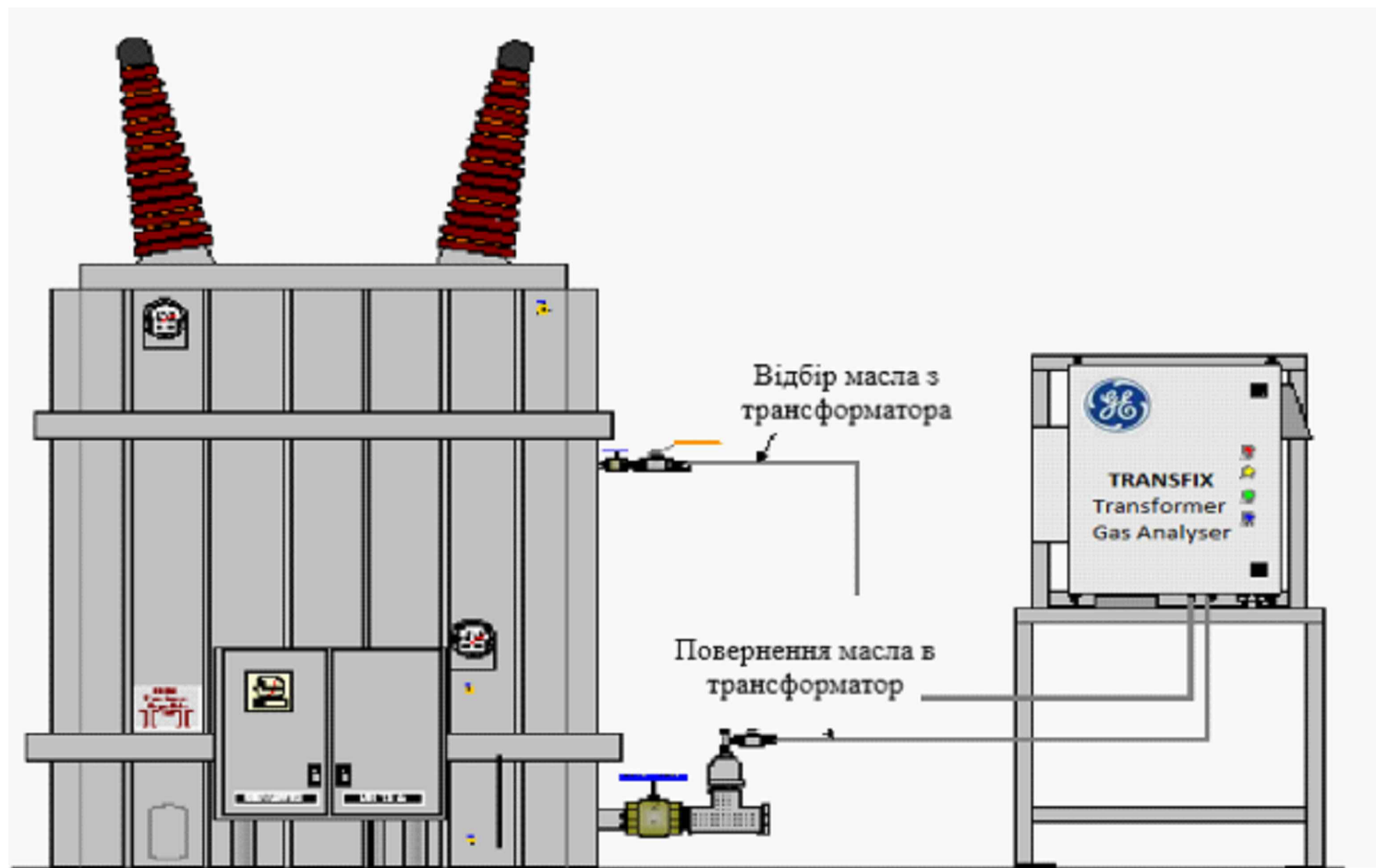
Зовнішній вигляд приладу Minitrans виробництва KELMAN



Можливі місця встановлення клапанів для пристрою Minitrans



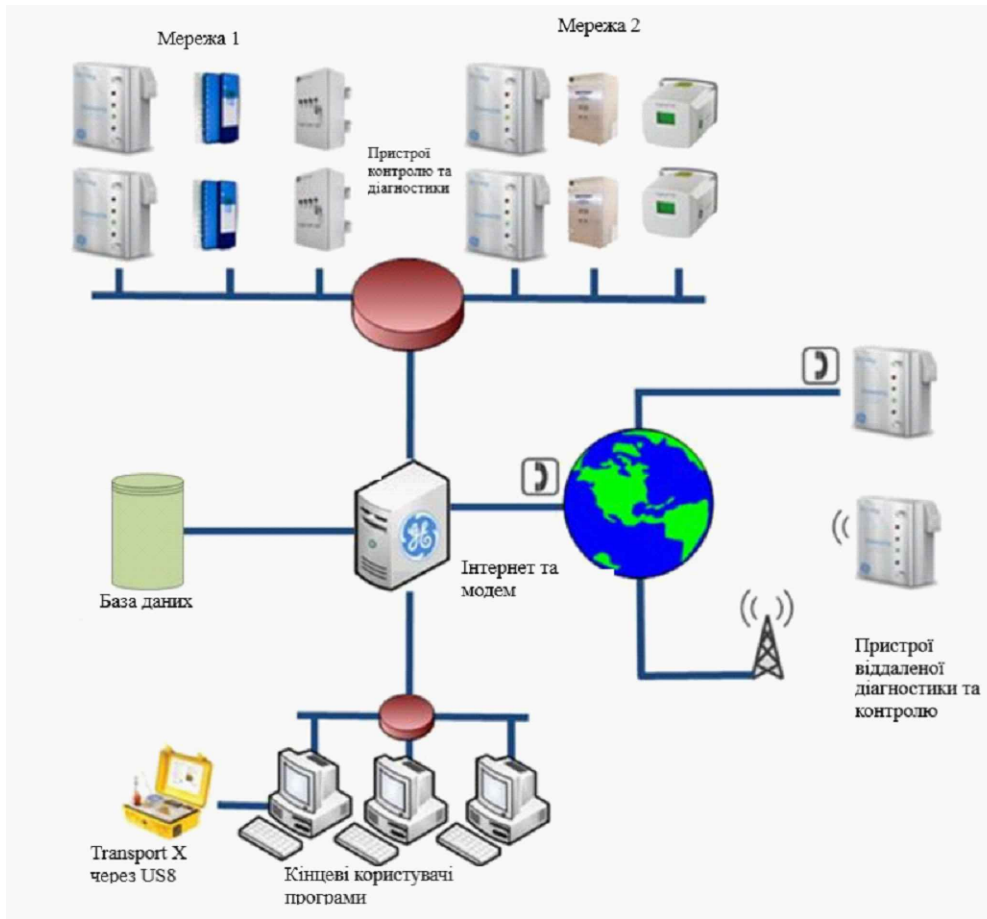
Спрощена схема пристрою Minitrans



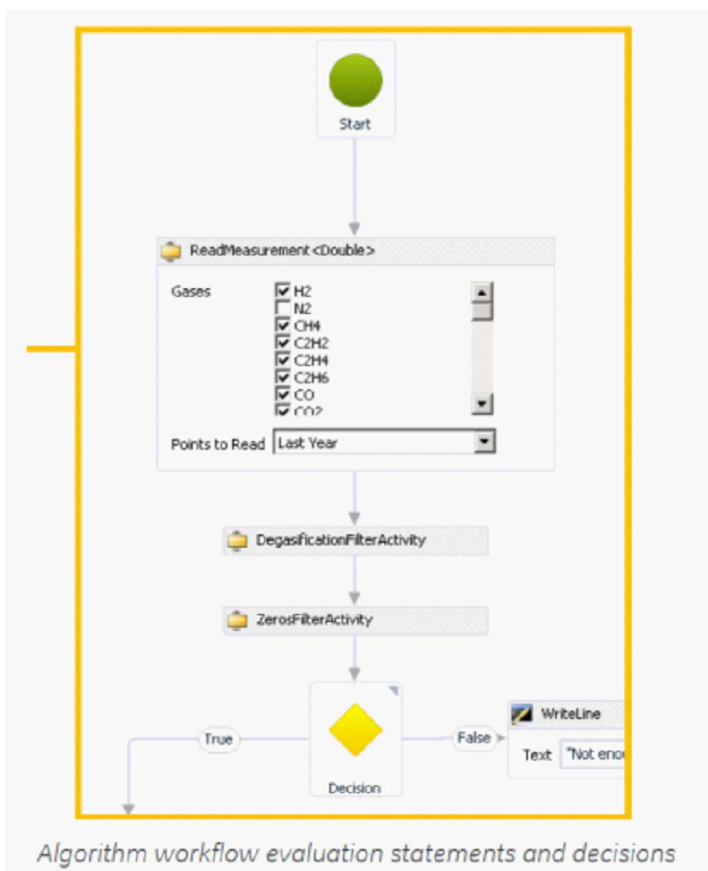
Вибір датчиків в залежності від потужності трансформатора та відповідальності споживача



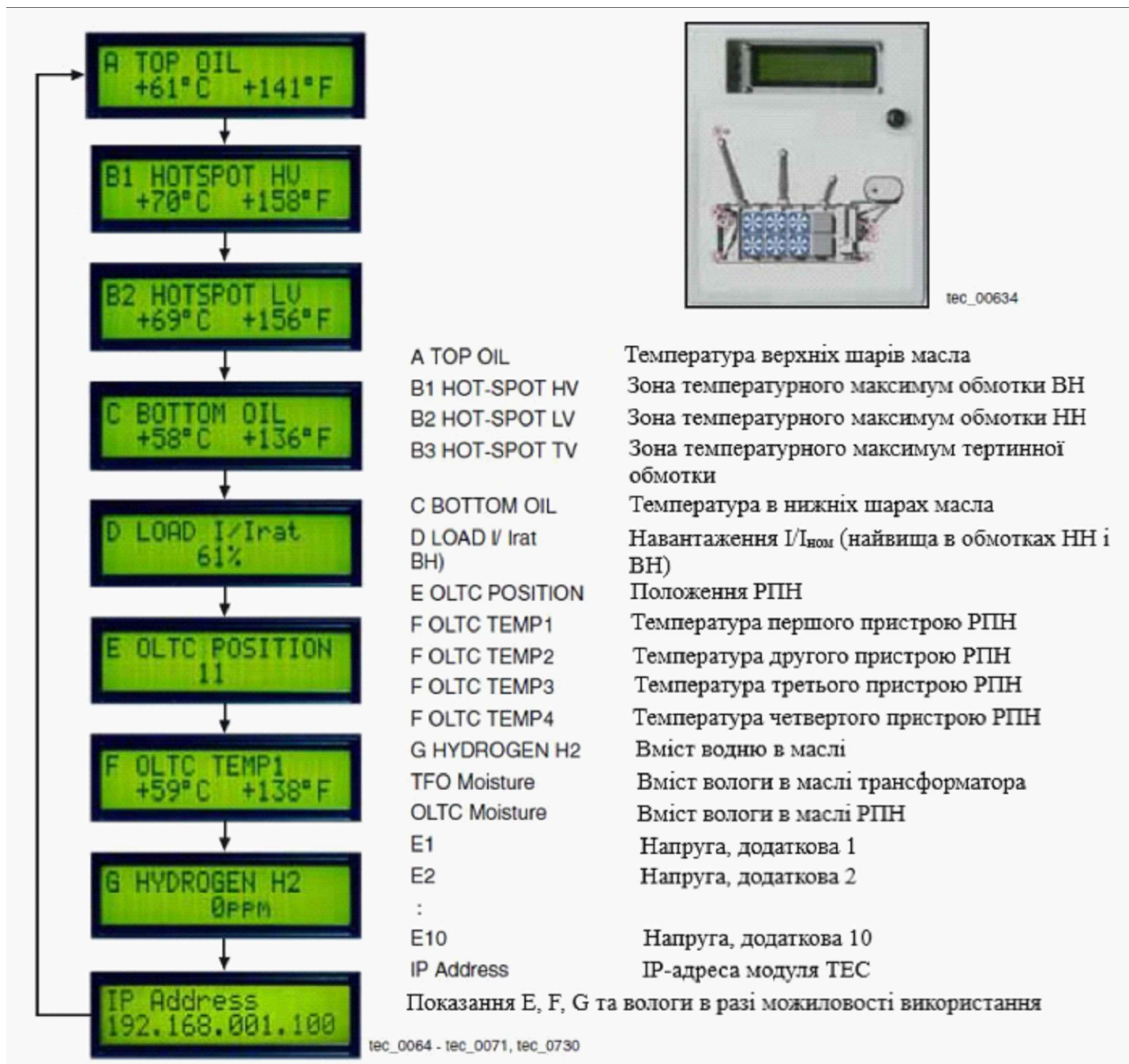
Організація системи моніторингу виробництва GE



Алгоритм роботи програми Perception системи FARADAY GE Energy



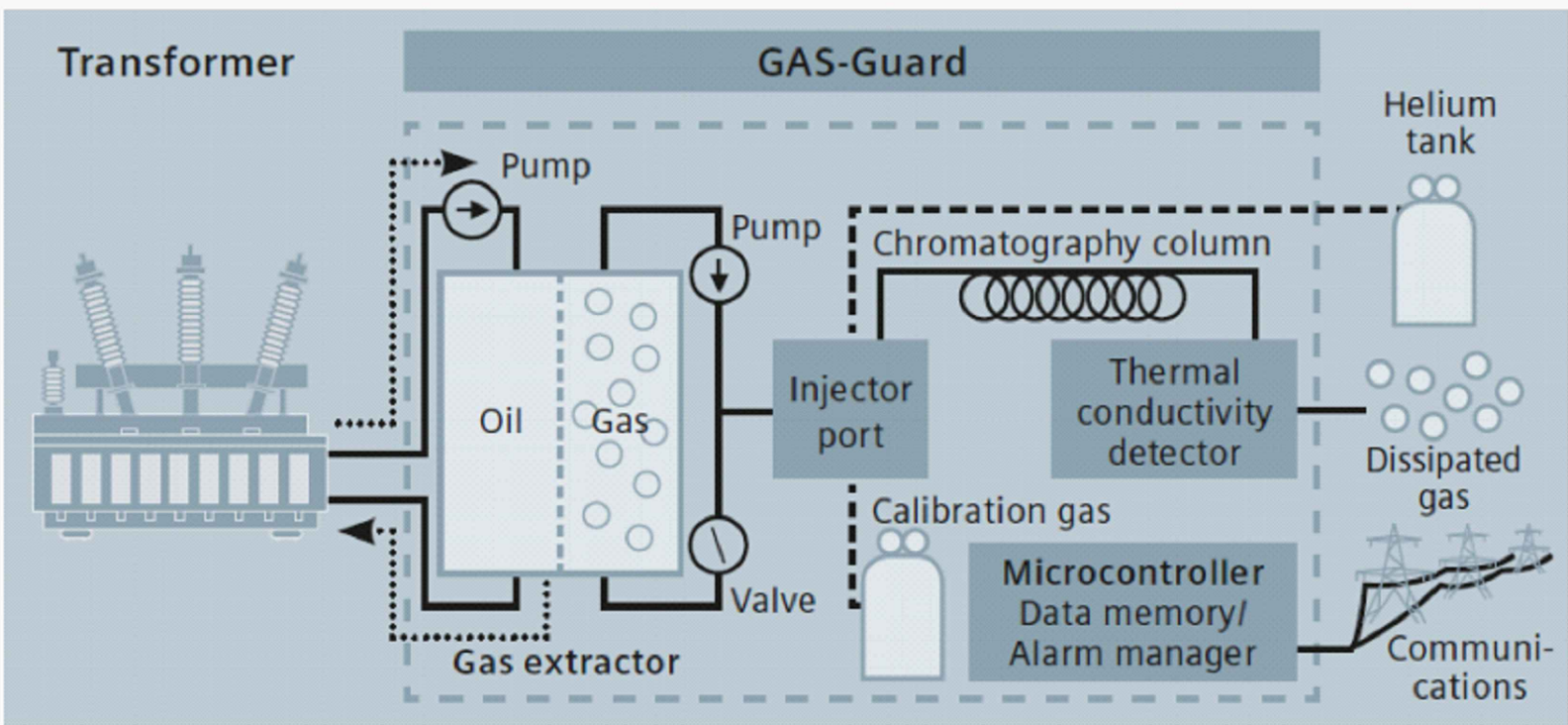
Дисплей шафи системи моніторингу марки TEC



Шафа системи TM8 компанії SERVERON

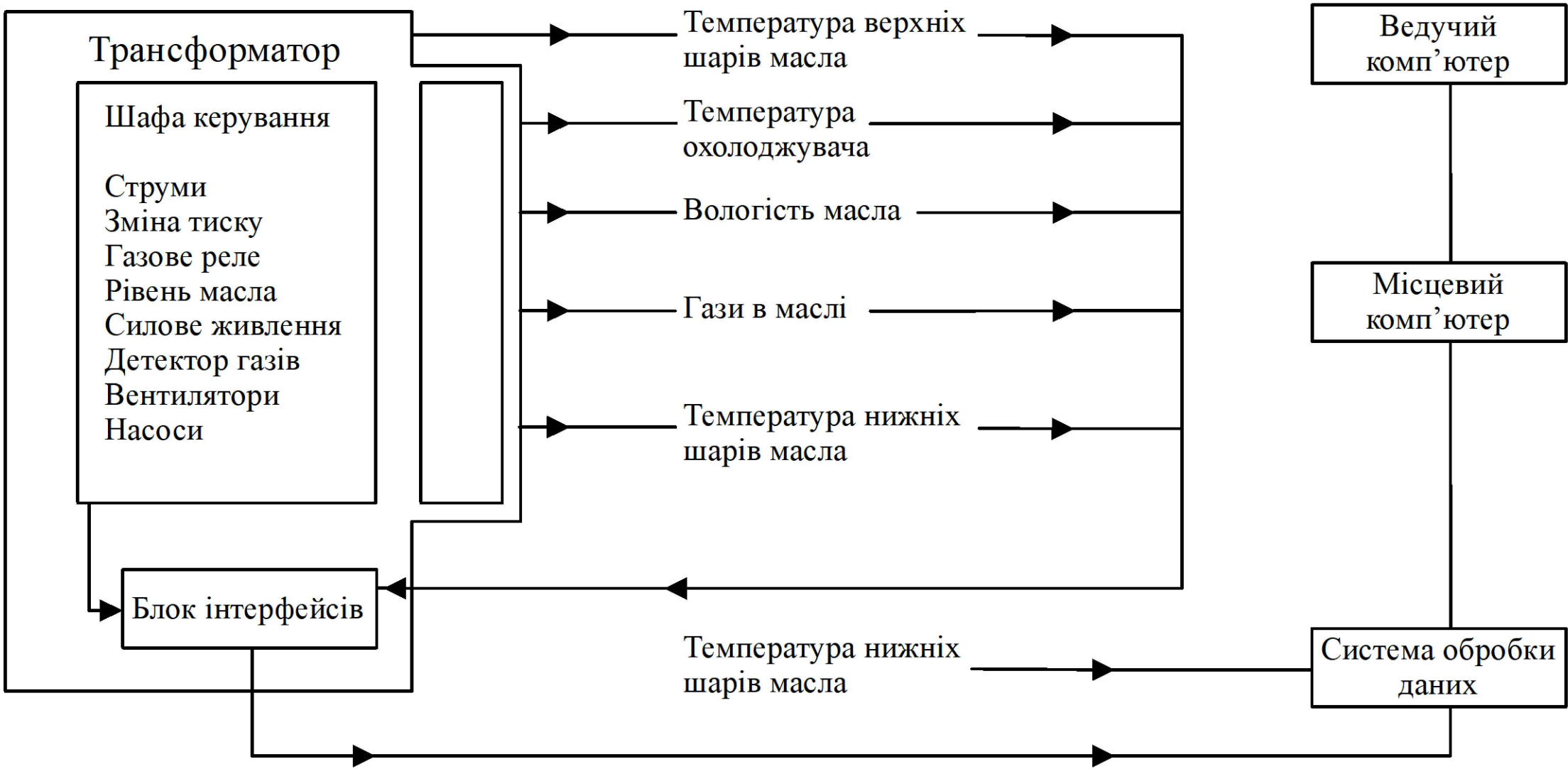


Пристрій GAS-Guard виробництва SIEMENS

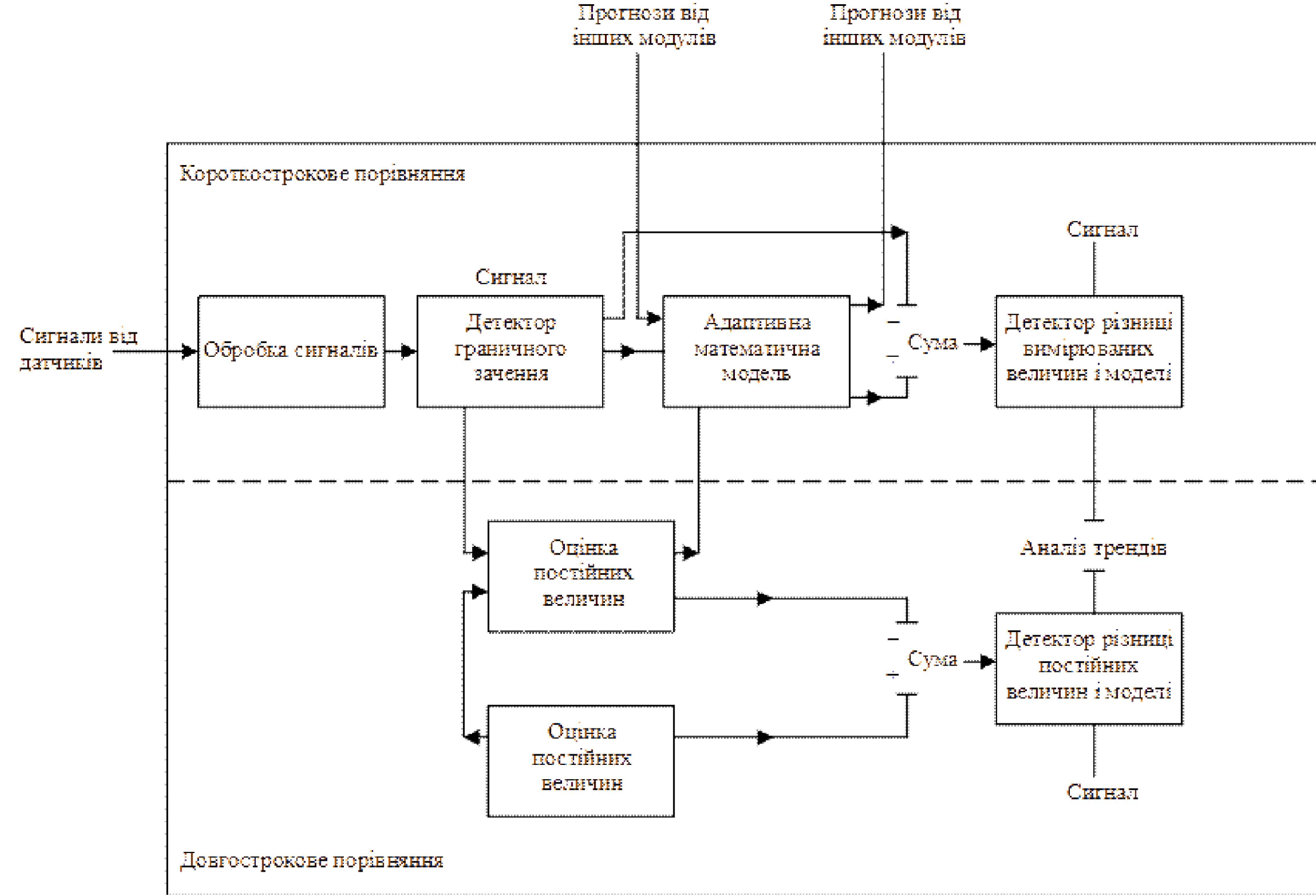


				14.ET-1107.007.МД.ТК5		
Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата	Лит.	Маса
Розробив	Сьомик А.О.					
Перевірив	Болотний М.П.					
Т. контр.					Архив 5	Архив 6
Н. контр.	Матєєнко Ю.П.				Розробка та використання засобів моніторингу технічного стану силових трансформаторів	
Затвердив	Будько В.І.					

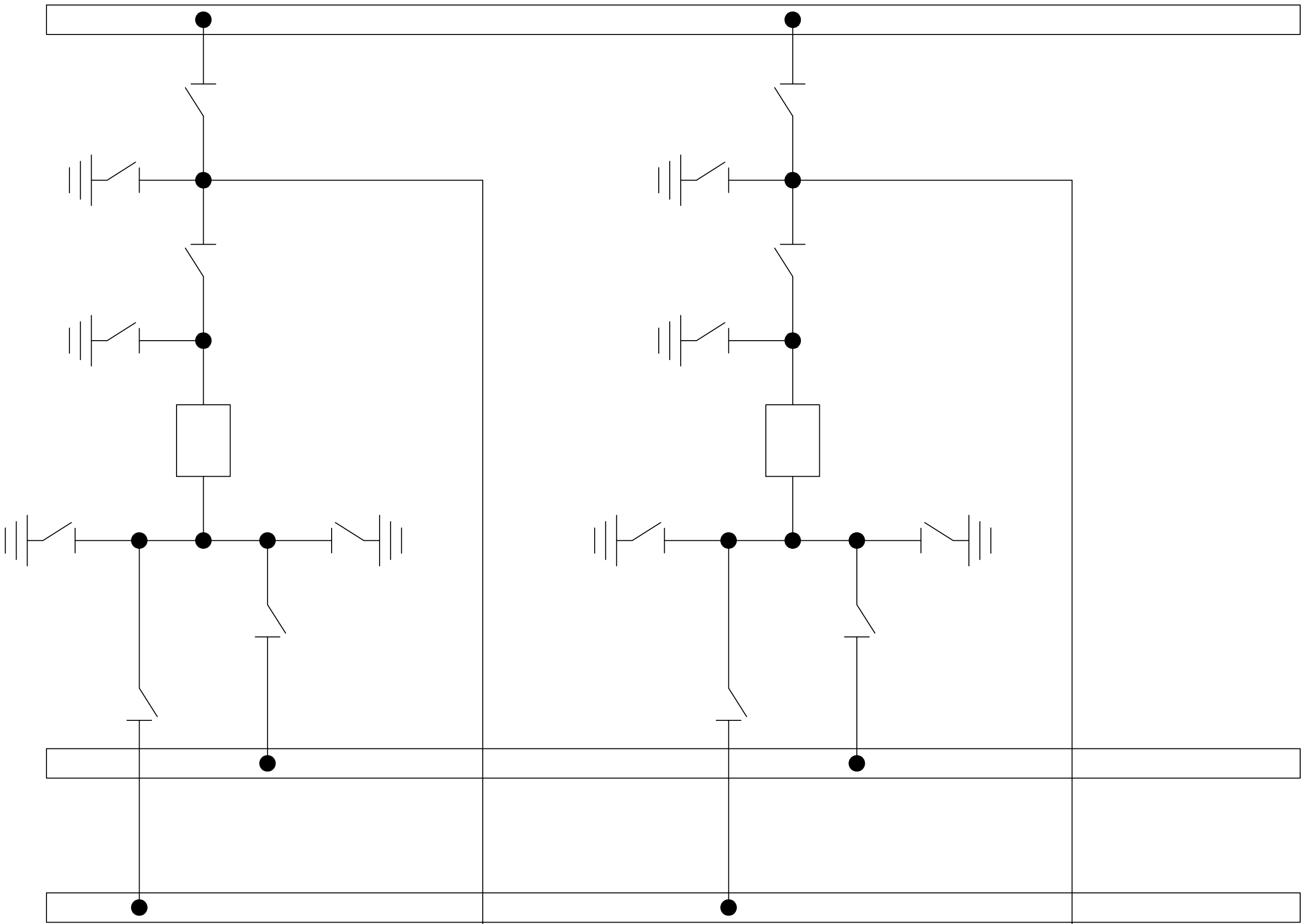
Структурна схема TPAS



Структурна схема модуля з математичною моделлю



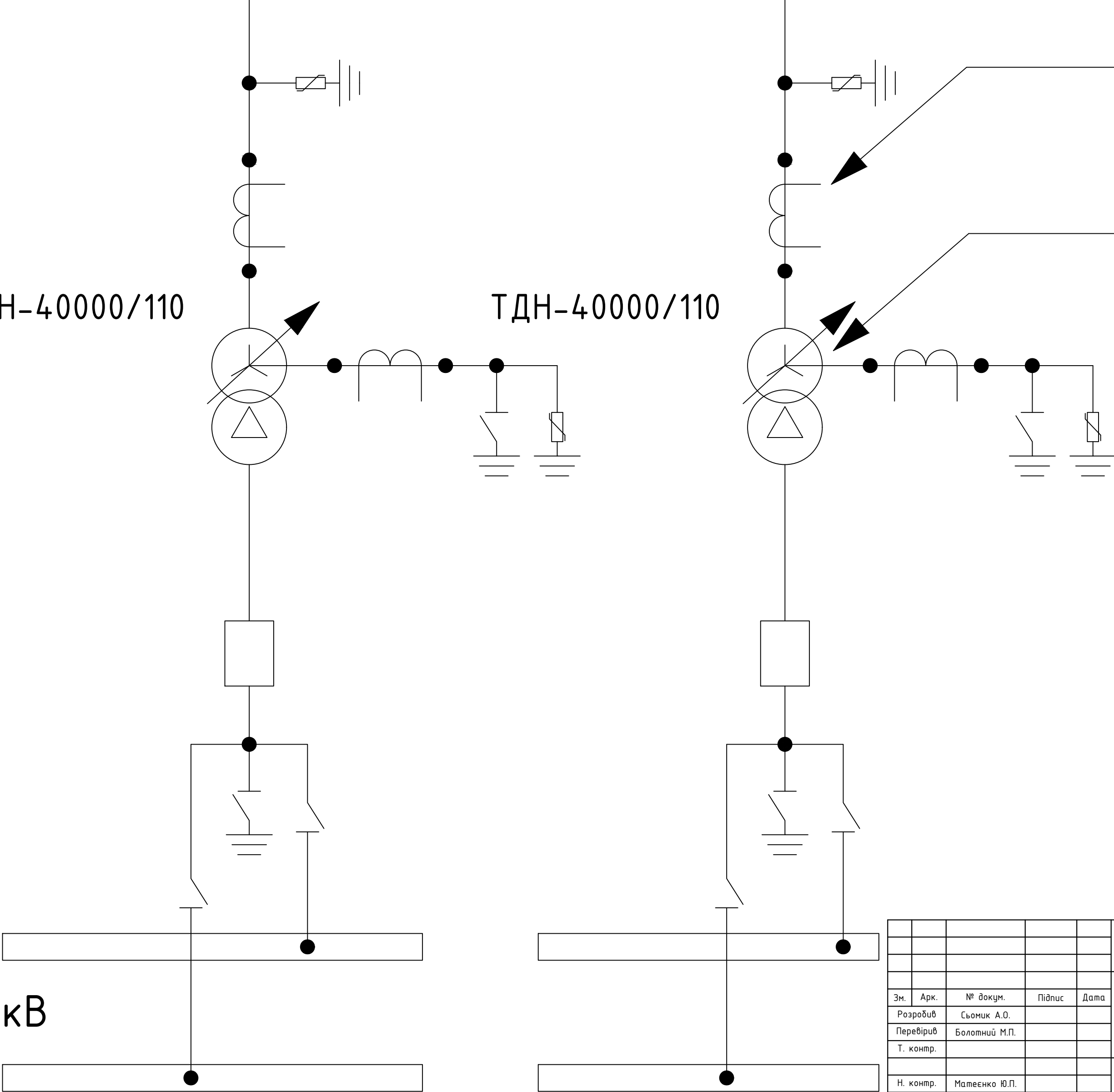
РП 110 кВ



ТДН-40000/110

ТДН-40000/110

ГРП 10.5 кВ



Датчик RFCT-1 – 3 шт.
(контроль ЧР в ізоляції)

Датчик DB-2 – 3 шт.

(контроль струмів провідності та ЧР в ізоляції ввідів)

Датчик Pt-100 – 2 шт.

(контроль темпетури)

Датчик IFCT-5A – 3 шт.

(контроль струмів провідності)

Датчик IFCT-5A – 7 шт.

(контроль струмів навантаження вентиляторів)

Датчик SHm-1 – 1 шт.

(контроль вологості навколишнього середовище)

Датчик Pt-100 – 1 шт.

(контроль темпетури)

“Minitrans” – 1 шт.

14.1.ЕТ-1107.007.МД.ТК6

					Літ.			Маса	Масштаб
Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розробив	Сьомик А.О.								
Перевірив	Болотний М.П.								
Т. контр.									
Н. контр.	Матєєнко Ю.П.								
Затвердив	Будько В.І.								

Модернізація системи моніторингу силового трансформатора ТЕЦ потужністю 920 МВт

Схема установки пристроїв моніторингу на трансформаторі зб'язку

Архив 6

Архив 6

НТУУ „КПІ ім. І.Сікорського”, кафедра ВДЕ, ФЕА, гр. ЕТ-11м