

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

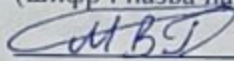
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина конденсаційної електричної станції
потужністю 1700 МВт з дослідженням діагностування ізоляції за
результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених в маслі»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка з
освітня програма «Електричні станції»

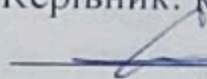
(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)



Міхалина В.Г.

(прізвище та ініціали)

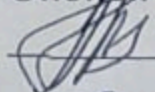
Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

 Собчук Н. В.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Опонець: к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ



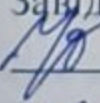
Бабенко О.В.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 12 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

 д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О

17.09

2024 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Міхаліні Володимирі Геннадійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1700 МВт з дослідженням діагностування ізоляції за результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених в маслі

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

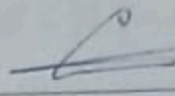
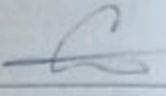
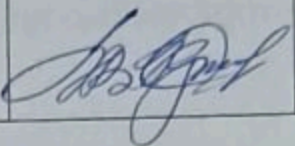
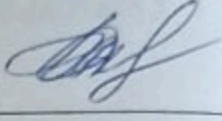
2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Тип палива – вугілля; генератори – 1700 МВт (3x300+1x800); максимальне навантаження місцевого району 250 МВт; напруга мережі району 220 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 1100 МВ; відстань до місця приєднання до енергосистеми 610 км.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина. 2. Дослідження діагностування ізоляції за результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених в маслі. 3. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 4. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Графіки електричних навантажень станції. 2. Схеми ВРУ 220 кВ та 500кВ. 3. Схема власних потреб станції. 4. Головна ізоляція силових трансформаторів з урахуванням характеристик часткових розрядів.

6. Консультанти розділів роботи

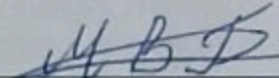
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Собчук Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

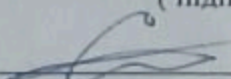
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.09.24	18.09.24	Викон
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	19.01.24	08.10.24	Викон
3	Електротехнічна частина	09.10.24	22.10.24	Викон
4	Дослідження діагностування ізоляції за результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених в маслі	23.10.24	27.10.24	Викон
5	Економічна частина	28.10.24	05.11.24	Викон
6	Оформлення пояснювальної записки	06.11.24	17.11.24	Викон
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	19.11.24	28.11.24	Викон
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР			
9	Рецензування МКР			
10	Захист МКР			

Студент


(підпис)

В.Г. Міхалина

Керівник роботи



Н. В. Собчук

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Міхалина Володимир Геннадійович «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1700 МВт з дослідженням діагностування ізоляції за результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених в маслі». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 118 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 18 назв; рис.: 43; табл. 36.

У магістерській кваліфікаційній роботі розроблено проект конденсаційної електростанції з акцентом на дослідження діагностики ізоляції за допомогою хроматографічного аналізу газів, розчинених у маслі. Детально проаналізовано конструктивні особливості масла та обладнання, призначеного для оцінки стану ізоляції. Виконано розрахунки допустимих напруг і стану ізоляції, а також досліджено причини старіння ізоляційних матеріалів і фактори, що впливають на швидкість цього процесу. Крім того, проведено аналіз небезпечних і шкідливих факторів, які впливають на персонал, що працює з високовольтним обладнанням.

Ключові слова: електростанція, старіння ізоляції, діелектрик, руйнування ізоляції, частковий розряд, високовольтне обладнання.

ABSTRACT

UDC 621.316.3

Mikhalina Volodymyr Gennadiyovich "Electrical part of a condensing power station with a capacity of 1700 MW with additional diagnosis of insulation based on the results of chromatographic analysis of gases classified as oils." Master's qualification for specialty 141 – Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 118 p.

In Ukrainian movie Bibliography: 18 titles; Fig.: 43; table 36.

The master's degree student has developed a condensing power plant project with an emphasis on further research into insulation diagnostics using chromatographic analysis of gases dissolved in oil. The design features of the oil and equipment intended for assessing the insulation performance are analyzed in detail. The limits of permissible voltages and insulation have been determined, and the causes of old insulating materials and factors that affect the fluidity of this process have been identified. In addition, an analysis of unsafe and unsafe factors that affect personnel who work in high-voltage equipment was carried out.

Key words: power plant, old insulation, dielectric, insulation renovation, partial discharge, high-voltage equipment.

ЗМІСТ

Вступ.....	8
1 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КЕС ПОТУЖНІСТЮ 1700 (3х300+1х800).....	10
1.1 Графіки електричних навантажень станції.....	10
1.2 Вибір силового обладнання.....	18
1.3 Вибір структурної схеми станції.....	20
1.4 Вибір схеми власних потреб.....	25
1.5 Вибір схем розподільчих пристроїв станції.....	29
1.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	40
1.7. Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу.....	46
1.8.Вибір гнучких збірних шин РП 500 кВ та РП 220 кВ.....	49
1.9 Вибір комутаційної апаратури.....	54
1.10 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	57
1.11 Вибір апаратури для обмеження перенапруг, шунтуючих реакторів та високочастотних загороджувачів.....	60
1.12 Вибір установки постійного струму.....	61
1.13 Розрахунок блискавкозахисту ВРП 500 Кв.....	65
2 ЧАСТКОВІ РОЗРЯДИ В МАСЛОНАПОВНЕНОМУ ОБЛАДНАННІ.....	68
2.1 Основні види часткових розрядів в силових трансформаторах.....	68
2.2 Руйнування масло-бар'єрної ізоляції часткових розрядів.....	71
2.3 Тривала міцність масло-бар'єрної ізоляції і допустимі напруженості.....	74
2.4 Дослідження газів в маслі на основі пристрою HYDROCAL.....	77
3 АНАЛІЗ МЕТОДІВ, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ ДЛЯ РОЗПІЗНАВАННЯ ТИПІВ ДЕФЕКТІВ ОБЛАДНАННЯ, ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ В МАСЛІ ГАЗІВ.....	79

3.1	Діагностичні схеми для розпізнавання типу дефекту.....	79
3.2	Аналіз вмісту газів в обладнанні з дефектами різного типу.....	83
3.3	Багатокритеріальний метод розпізнавання типу дефектів високовольного обладнання за результатами аналізу розчинених в маслі газів.....	86
3.4	Оцінка достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням запропонованого методу.....	91
4	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	103
4.1	Визначення кошторисної вартості спорудження проектованої електростанції.....	103
4.2	Визначення собівартості виробітку електроенергії.....	105
5	ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАСЛОНАПОВНЕНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	110
5.1.	Технічні рішення з безпечної експлуатації маслонаповненого обладнання.....	110
5.2	Розрахунок заземлюючого пристрою РП ВН.....	113
	ВИСНОВКИ.....	115
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	117
	ДОДАТКИ	

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

ПЗ – пояснювальна записка;

ВН – висока напруга;

НН – низька напруга;

ЛЕП – лінія електропередач;

ПС – підстанція;

ЕМ – електрична мережа;

РП – розподільчий пристрій;

РУ – розподільча установка (розподільчий пристрій);

РПН – регулювання напруги під навантаженням;

ДБН – Державні будівельні норми;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

ДСТУ – Державний стандарт України.

ВСТУП

Актуальність теми. Стабільність і безперебійність роботи енергетичної системи залежать від надійності обладнання електростанцій, зокрема конденсаційних електричних станцій (КЕС) великої потужності. У зв'язку зі зростанням енергоспоживання та посиленням вимог до ефективності енергосистем, актуальним стає питання забезпечення надійної роботи високовольтного обладнання. Одним із ключових елементів, що впливають на надійність, є стан ізоляції, який визначає безпечну експлуатацію електрообладнання.

Ізоляція електрообладнання поступово піддається старінню через вплив температури, механічних і електричних навантажень, а також хімічних процесів. Недостатній контроль її стану може призвести до відмов обладнання, значних фінансових витрат на ремонт та відновлення, а також аварійних ситуацій, що загрожують безпеці персоналу і стабільності енергосистеми.

Одним із найбільш ефективних методів діагностики стану ізоляції є хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі, який дозволяє виявляти дефекти на ранніх стадіях, оцінювати характер і інтенсивність процесів старіння, а також прогнозувати залишковий ресурс ізоляційних матеріалів. Використання цього методу на конденсаційних електростанціях великої потужності, таких як КЕС потужністю 1700 МВт, є важливим кроком для підвищення надійності та ефективності їх роботи.

Дослідження електричної частини конденсаційної електростанції з акцентом на діагностування ізоляції є актуальним з точки зору запобігання аварійним ситуаціям, зменшення експлуатаційних витрат та покращення технічного обслуговування обладнання. Це має важливе значення не лише для забезпечення стабільності енергопостачання, але й для підвищення рівня техногенної безпеки.

Таким чином, обрана тема є актуальною, оскільки її реалізація спрямована на вирішення сучасних завдань енергетики, пов'язаних із підвищенням надійності, безпеки та ефективності функціонування енергосистем.

Мета: розробка технічних рішень для забезпечення надійної роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт шляхом удосконалення методів діагностування стану ізоляції за результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених у маслі.

Задача дипломної роботи: Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язані такі основні завдання:

- проведено розрахунок графіків електричних навантажень та складено структурні та технологічні схеми станції;
- вибір основного обладнання та проведений розрахунок заземлення;
 - проаналізовані принципи та методологію хроматографічного аналізу газів, розчинених у маслі, як інструменту діагностування стану ізоляції.
 - розроблений алгоритм оцінки технічного стану ізоляції на основі хроматографічного аналізу.
- досліджені основні причини старіння ізоляції та фактори, що впливають на швидкість цього процесу.

Об'єктом дослідження є електрична частина конденсаційної електростанції, зокрема її високовольтне обладнання та системи ізоляції, а **предмет дослідження** - методи та засоби діагностування стану ізоляції високовольтного обладнання електростанції за результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених у маслі.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, техніко-економічного обґрунтування, вибір структурної та технологічної схеми, вибір основного обладнання, розрахунку струмів к.з., розрахунку заземлення, руйнування ізоляції частковими розрядами. Висновки. Список використаної літератури. Основний зміст викладений на 118 сторінках друкованого тексту, містить 34 рисунки, 28 таблиць. Загальний обсяг магістерської роботи 147 сторінки.

1 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КЕС ПОТУЖНІСТЮ 1700 МВт

1.1 Графіки електричних навантажень станції

Режим роботи електростанцій задається графіками електричних і теплових навантажень що обслуговуються районом. Потужність електричних станцій повинна забезпечити покриття графіків навантажень з обліком втрат енергії, зв'язаних із її передачею з місця виробітки до місця перетворення, і витрата на власні потреби станції.

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності району $P_{P\text{MAX}}$ системи $P_{C\text{MAX}}$.

Передача електроенергії зв'язана з втратами, що діляться на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, і змінні ΔP_2 пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку величину втрат можна прийняти [1]:

$$\begin{aligned} \text{а) у мережах місцевого району} \quad & \Delta P'_1 = 0.01; \\ & \Delta P'_2 = 0.06; \\ \text{б) у мережах системи} \quad & \Delta P''_1 = 0.02; \\ & \Delta P''_2 = 0.14; \end{aligned}$$

Постійні втрати для району і систем підраховуються по формулах

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot \Delta P_{p\text{max}} = 0,01 \cdot 250 = 2.50 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot \Delta P_{c\text{max}} = 0,02 \cdot 1100 = 22 \text{ МВт},$$

і залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати в будь-якій частині доби

Наприклад, 0-2 зима:

$$P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p\text{max}}} = 0,06 \cdot \frac{\left(\frac{90 \cdot 250}{100}\right)^2}{250} = 12.15 \text{ [МВт]}$$

$$P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c\text{max}}} = 0,14 \cdot \frac{\left(\frac{90 \cdot 1100}{100}\right)^2}{1100} = 124.74 \text{ [МВт]},$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю(1.1)

Потужність, що віддається в місцевий район та систему відповідно:

Наприклад, 0-2 зима:

$$P_{\text{роот.т}} = P_{\text{pt}} + \Delta P_{\text{lp}} + \Delta P_{\text{2pt}} = \left(\frac{90 \cdot 250}{100} \right) + 2.50 + 12.15 = 239.65 \text{ [МВт]}$$

$$P_{\text{соот.т}} = P_{\text{ct}} + \Delta P_{\text{1c}} + \Delta P_{\text{2ct}} = \left(\frac{90 \cdot 1100}{100} \right) + 22 + 124.74 = 1139.74 \text{ [МВт]}$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю (1.1)

Сумарна потужність, що віддається із шин електростанції:

$$P_{\text{отд.т}} = P_{\text{роот.т}} + P_{\text{соот.т}}$$

Наприклад, 0-6 зима: $P_{\text{отд.т}} = 239.65 + 1139.74 = 1376.39 \text{ [МВт]}$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю(1.1)

В залежності від величини $P_{\text{отд.т}}$ приблизно визначається витрата електроенергії на власні потреби (в. п.) станції:

$$P_{\text{с.н.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{отд.т}}}{P_{\text{уст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{с.н.}} \cdot P_{\text{отд.мак}}}{100}$$

Наприклад, 0-6 зима:

$$P_{\text{с.н.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{отд.т}}}{P_{\text{уст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{с.н.}} \cdot P_{\text{отд.мак}}}{100} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1376.39}{1700} \right) \cdot \frac{3 \cdot 1543.5}{100} = 41.016 \text{ [МВт]},$$

де $P_{\text{уст}} = 1700 \text{ [МВт]}$ - установлена потужність станції, приведена в завданні;

$P'_{\text{с.н.}} = 3\%$ - максимальне навантаження власних потреб, %, стосовно встановленої потужності електростанції по [1, табл. 1.1];

$P_{\text{отд. max}} = 1543.5 \text{ [МВт]}$ - максимальна потужність що віддається із шин станції.

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю(1.1)

Потужність ,що виробляється електростанцією:

$$P_{\text{вир.т}} = P_{\text{отд.т}} + P_{\text{с.н.т}}$$

0-6 зима

$$P_{\text{вир.т}} = P_{\text{отд.т}} + P_{\text{с.н.т}} = 1376.39 + 41.016 = 1417.41 \text{ [МВт]}.$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю(1.1)

По приведеному алгоритму розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби. Дані зводяться в таблицю 1.1.

Дані для побудови графіків електричних навантажень.

Таблиця 1.1

Період доби, г		0-2	2-4	4-8	8-11	11-13	13-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	зима	90,00	95,00	92,00	98,00	82,00	92,00	100,00	85,00
	літо	85,00	90,00	87,00	92,00	77,00	87,00	95,00	80,00
Навантаження місцевого району, МВт	зима	225,00	237,50	230,00	245,00	205,00	230,00	250,00	212,50
	літо	212,50	225,00	217,50	230,00	192,50	217,50	237,50	200,00
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
	літо	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	12,15	13,54	12,70	14,41	10,09	12,70	15,00	10,84
	літо	10,84	12,15	11,35	12,70	8,89	11,35	13,54	9,60
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	зима	239,65	253,54	245,20	261,91	217,59	245,20	267,50	225,84
	літо	225,84	239,65	231,35	245,20	203,89	231,35	253,54	212,10
Навантаження системи, %	зима	90,00	95,00	92,00	98,00	82,00	92,00	100,00	85,00
	літо	85,00	90,00	87,00	92,00	77,00	87,00	95,00	80,00
Навантаження системи, МВт	зима	990,00	1045,00	1012,00	1078,00	902,00	1012,00	1100,00	935,00
	літо	935,00	990,00	957,00	1012,00	847,00	957,00	1045,00	880,00
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
	літо	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	124,74	138,99	130,35	147,90	103,55	130,35	154,00	111,27
	літо	111,27	124,74	116,56	130,35	91,31	116,56	138,99	98,56
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	1136,74	1205,98	1164,35	1247,90	1027,55	1164,35	1276,00	1068,26
	літо	1068,26	1136,74	1095,56	1164,35	960,31	1095,56	1205,98	1000,56
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	зима	1376,39	1459,52	1409,54	1509,81	1245,14	1409,54	1543,50	1294,10
	літо	1294,10	1376,39	1326,92	1409,54	1164,20	1326,92	1459,52	1212,66
Витрати на власні потреби, МВт	зима	41,02	42,37	41,56	43,20	38,87	41,56	43,75	39,67
	літо	39,67	41,02	40,21	41,56	37,55	40,21	42,37	38,34
Потужність що виробляється генераторами ЕС, МВт	зима	1417,41	1501,90	1451,10	1553,00	1284,01	1451,10	1587,25	1333,77
	літо	1333,77	1417,41	1367,12	1451,10	1201,75	1367,12	1501,90	1251,00

Використовуючи річний графік по тривалості, визначимо техніко-економічні показники роботи електричної станції:

- Максимальне навантаження станції $P_{\max} = 1587.247$ [МВт].

- Річний виробіток електроенергії $E_r = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}i} \cdot t_i$;

$$E_r = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}i} \cdot t_i = 12266161.4 \text{ [МВт} \cdot \text{ч]}$$

- Установлена потужність станції $P_{\text{уст}} = 1700$ [МВт].

- Середнє навантаження станції $P_{\text{cp}} = \frac{E_r}{T}$;

$$P_{\text{cp}} = \frac{E_r}{T} = \frac{12266161.4}{8760} = 1400.25 \text{ [МВт]}.$$

- Коефіцієнт заповнення графіка $K_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$

$$K_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}} = \frac{1400.25}{1587.247} = 0.88219$$

- Коефіцієнт використання встановленої потужності $K_y = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{уст}}}$

$$K_y = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{уст}}} = \frac{1400.25}{1700} = 0.8237$$

- Число годин використання встановленої потужності $T_{\text{уст}} = \frac{E_r}{P_{\text{уст}}}$

$$T_{\text{уст}} = \frac{E_r}{P_{\text{уст}}} = \frac{12266161.4}{1700} = 7215.396 \text{ год.}$$

- Число годин використання максимальної потужності $T_{\max} = \frac{E_r}{P_{\max}}$

$$T_{\max} = \frac{E_r}{P_{\max}} = \frac{12266161.4}{1587.247} = 7727.95 \text{ год.}$$

- Коефіцієнт резерву $K_{\text{pee}} = \frac{P_{\text{уст}}}{P_{\max}}$

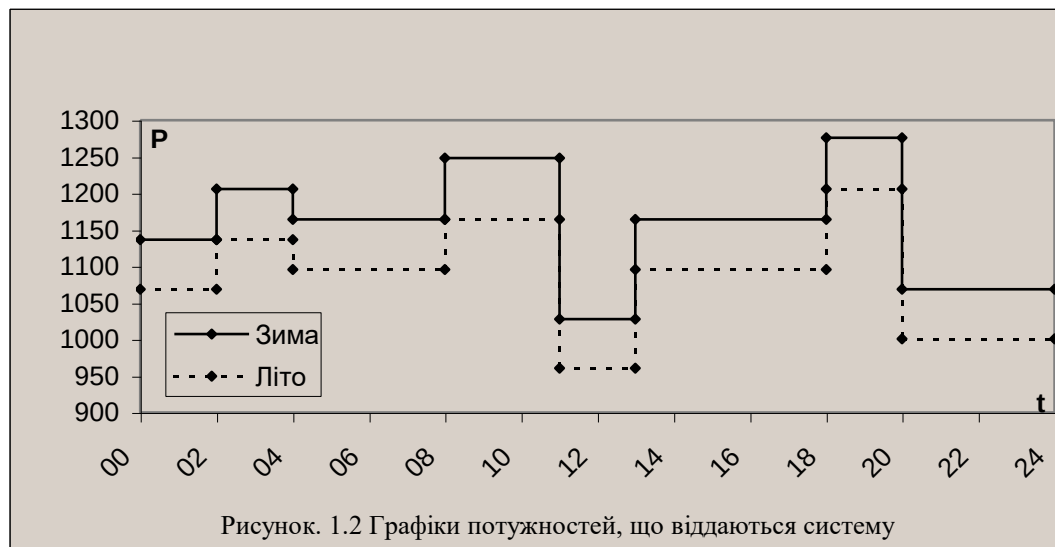
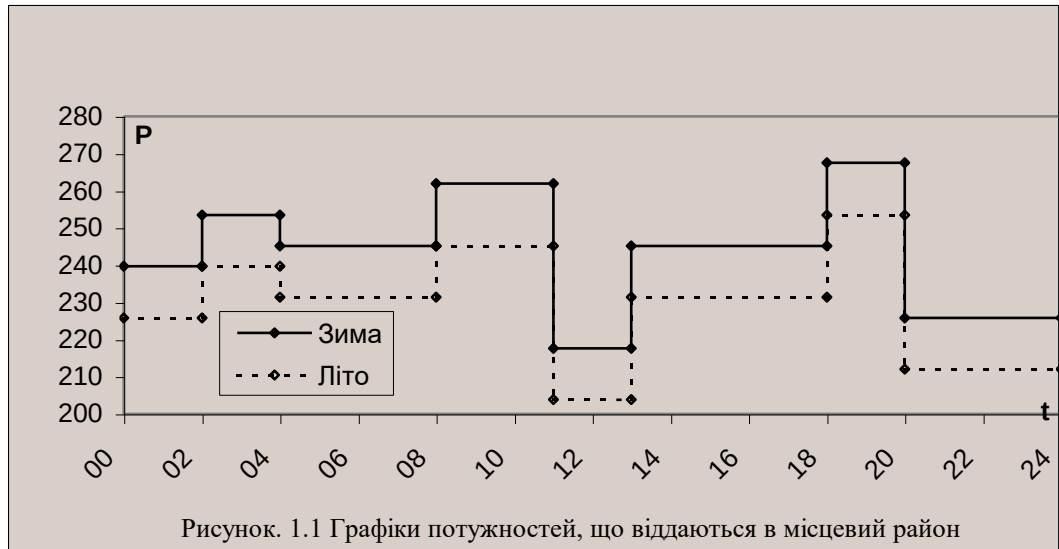
$$K_{\text{pec}} = \frac{P_{\text{уст}}}{P_{\text{max}}} = \frac{1700}{1587.247} = 1.07104$$

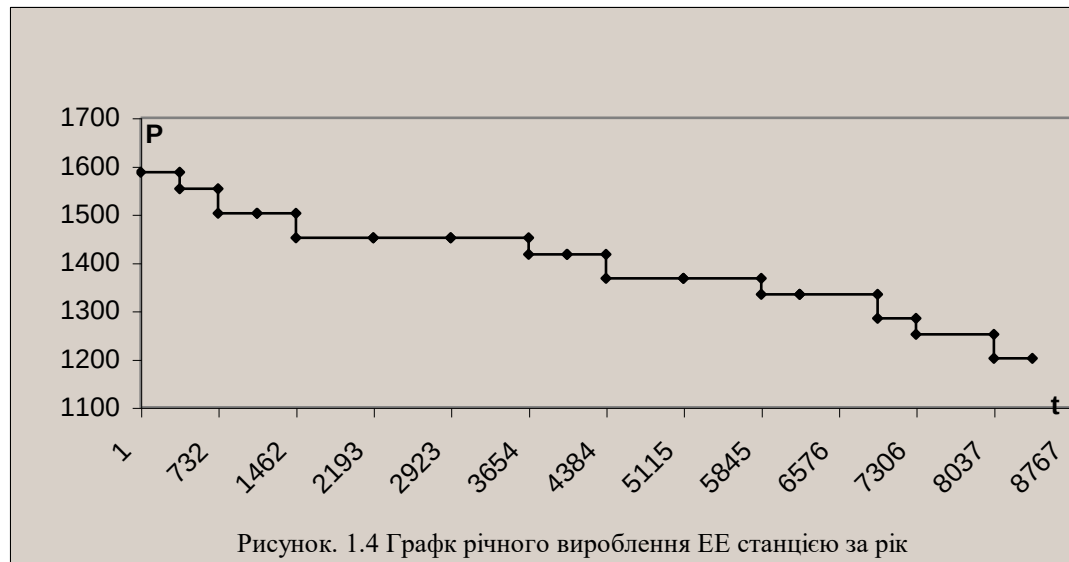
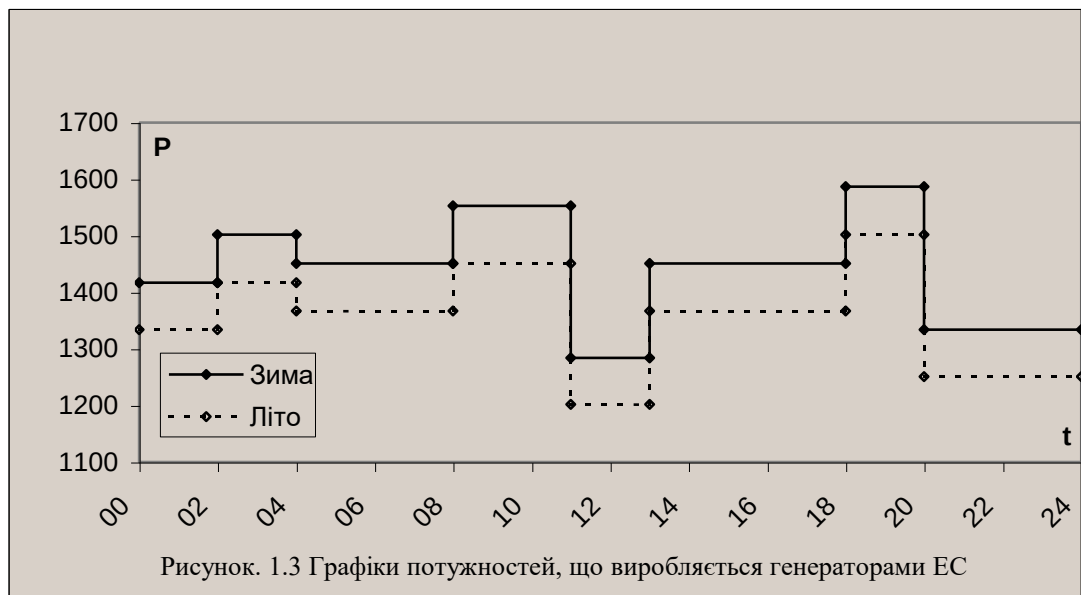
По даним розрахунку будуюмо добові графіки навантаження системи, місцевого району і генераторів електричної станції для зими та літа (рис. 1.1, рис. 1.2 та рис. 1.3) та річний графік по тривалості, приймаючи тривалість зимового періоду 183, а літнього 182 дні. (рис. 1.4)

Для побудови графіків навантаження, тобто потужності, що віддається в місцевий район, використовуємо графу з таблиці 1.1. Спочатку складаємо графік потужності по даним для зимового періоду, після цього по даним для літнього періоду. По вертикальній вісі відкладаємо величину потужності для даного періоду, а по горизонтальній - тривалість навантаження на протязі доби. Тривалість замірюється в годинах.

За цим же принципом складаємо графіки навантажень, тобто потужності, що віддається в систему (для зимового та літнього періоду) і графік потужності, що виробляється генераторами ЕС (для зимового та літнього періоду).

Для побудови річного графіка навантаження будуюмо дві вісі. По вертикалі відкладаємо величину потужності, що виробляється генераторами ЕС, по ступені зменшення величини. По горизонталі відкладаємо кількість годин в році. Час тривалості навантаження визначається шляхом добутку тривалості навантаження на протязі доби на тривалість періоду. Графік складається для всіх значень потужності, що знаходяться в останній графі таблиці.





1.2 Вибір силового обладнання

Тип та одинична потужність турбін, що встановлюються на ТЕС, яка проектується, визначаються виходячи з типу та встановленої потужності станції; на КЕС - конденсаційні турбіни типу К.

Відповідно до завдання вибираємо 3 конденсаційну турбіну типу К-300-240 і 1 конденсаційну турбіну типу К-800-240.

Таблиця 1.2

Тип турбіни	К-300-240	К-800-240
Номінальна потужність, МВт	300	800
Тиск свіжої пари, Атм	240	240
Температура свіжої пари, °C	560	560
Температура проміжного перегріву, °C	560	565
Витрати свіжої пари при номінальному навантаженні, т/ч	865	2560
Кількість	3	1

Вибір парогенераторів.

Параметри пари (температура, тиск) та кількість котлів на КЕС визначаються зробленим раніше вибором парових турбін. Паропродуктивність парогенераторів вибирається: для блочних КЕС – по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з урахуванням власних потреб і запасом до 3%. Для турбін К-300-240 вибираємо 3 парогенератори ПП-950/255ГМ, та 1 парогенератор ПП-2650-255ГМ для турбін К-800-240.

Таблиця 1.3. Номінальні дані парогенераторів

Марка котлоагрегату	Продуктивність, т/год	Електр. потужність МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на виході, ата	Температура пари, °С		
				Перв.	Втор.	
ПП-950/255ГМ	950	300	255	565	570	Газ, мазут
ПП-2650/255ГМ	2650	800	255	545	545	Газ, мазут

Вибір електричних генераторів

Число та одинична потужність генераторів повинні відповідати числу та електричній потужності турбін.

Вибираємо турбогенератор типу ТГВ-300-2УЗ та турбогенератори типу ТГВ-800-2УЗ із номінальними параметрами:

Таблиця 1.4.

Тип генератора	ТГВ-300-2УЗ	ТГВ-800-2УЗ
Повна номінальна потужність, МВА	353	941
Активна номінальна потужність, МВт	300	800
Номінальна напруга U_n , кВ	20	24
Коефіцієнт потужності $\cos \phi$	0,85	0,85
Надперехідний індуктивний опір x_d''	0,242	0,219
Кількість	3	1

1.3 Вибір структурної схеми станції

Проектування схеми приєднання станції до системи полягає у виборі напруг, на яких буде видаватися електроенергія числа і пропускної спроможності ліній на кожній напрузі. У відповідності з різноманіттям вихідних умов видача електроенергії від електростанції може здійснюватися на одній, двох і трьох підвищених напругах.

При виборі числа та пропускної здатності ліній напругою 110 кВ і вище повинні виконуватись умови:

1) при відключенні однієї лінії повинна забезпечуватись видача всієї потужності КЕС;

2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження потужності, але по можливості без зупинки блоків.

Відповідно до завдання приймаємо відстань до системи 500 км.

Кількість ЛЕП визначаємо по наступних формулах:

$$\text{Для системи: } n_{500} = \frac{P_{c \max}}{P_{np \text{ з } 500}} + 1$$

$$n_{500} = \frac{P_{c \max}}{P_{np \text{ з } 500}} + 1 = \frac{1276}{900} + 1 = 2.417 \Rightarrow \text{приймаємо 3 ліній}$$

Для місцевого району:
$$n_{220} = \frac{P_{p \max}}{P_{пр з \partial 220}} + 1$$

$$n_{220} = \frac{P_{p \max}}{P_{пр з \partial 220}} + 1 = \frac{267.5}{200} + 1 = 2.338 \Rightarrow \text{приймаємо 3 ліній}$$

Вибір трансформаторів полягає у визначенні їх числа, типу і номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. У тих випадках, коли неможливо вибрати трифазні трансформатори, допускається застосування груп із двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів. Всі трансформатори й автотрансформатори, крім двухобмоточних блокових трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Приведемо формули для визначення номінальної потужності трансформаторів.

При виборі потужності блокового трансформатора (автотрансформатора) враховуються наступні умови:

$$S_{номБТ} \geq S_{номГ} - S_{ВП}$$

де: $S_{номГ}$ - номінальна потужність генератора, [МВА];

$S_{ВП}$ – навантаження власних потреб, [МВА].

$$S_{ВП} = P'_{ВП} S_{номГ}$$

БТ у блоці з генератором типу ТГВ–300–2УЗ :

$$S_{ВП} = P'_{ВП} S_{номГ} = 0,03 \cdot 353 = 10.59 \text{ [МВА]}$$

$$S_{номБТ} \geq S_{номГ} - S_{ВП} = 353 - 10,59 = 342,41 \text{ [МВА]}$$

Вибираємо блочний трансформатор за умовою $S_{номБТ} \geq 342,41$.

Та напругою на високій стороні $U_{вн1} = 500 \text{ кВ}$ і $U_{вн2} = 220 \text{ кВ}$

За цією умовою приймаємо трансформатор: ТДЦ400000/500 та ТДЦ400000/220

$$S_{номБТ} = 400 > 342,41 \text{ [МВА]}$$

Аналогічно обираємо інші блочні трансформатори.

Параметри трансформаторів зводимо у таблицю 3.1.

Таблиця 1.5.

Поз.на схеми	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{обм.}}$ В		кВт		$U_{\text{к}}\%$ ВН-НН
			ВН	НН	$P_{\text{х}}$	$P_{\text{к}}$	
БТ1	ТНЦ1000000/500	1000	525	24	570	1800	14,5
БТ2-3	ТДЦ400000/500	400	525	20	315	790	13
БТ4	ТДЦ400000/220	400	242	20	330	880	14

Проведемо вибір трансформаторів для другого варіанту.

Таблиця 1.6.

Поз.на схеми	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ ВА	$U_{\text{обм.}}$ В		кВт		$U_{\text{к}}\%$ ВН-НН
			ВН	НН	$P_{\text{х}}$	$P_{\text{к}}$	
БТ1	ТНЦ1000000/500	1000	525	24	570	1800	14,5
БТ3-4	ТДЦ400000/220	400	242	20	330	880	14

Вибір автотрансформаторів зв'язку.

Вибір потужності автотрансформаторів зв'язку (АТЗ) виконується на основі аналізу перетоків потужностей між РП в різних режимах, використовуючи формули з [1]:

а) режим максимальних навантажень в місцевому районі

$$S_{\text{р.мах}} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{\text{р.від.мах}}$$

де: $S_{\text{ном.Г}_i}$ – номінальна потужність і-того генератора, який увімкнен на шини місцевого району, МВА;

$S_{\text{вп}}$ – потужність власних потреб і-того генератора при роботі з номінальним навантаженням, МВА;

$S_{\text{р.від.мах}}$ – потужність, яка видається у місцевий район при максимальному вантаженні, МВА:

$$S_{\text{р.від.мах}} = \frac{P_{\text{р.від.мах}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{267.5}{0.85} = 314.71 \text{ [МВт]}$$

$$S_{\text{р.мах}} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{\text{р.від.мах}} = (353 - 0.03 \cdot 353) - 314.71 = 27.71 \text{ [МВт]}$$

б) режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю

$$S_{p\min} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{p.\text{від.мін}}$$

де: $S_{p.\text{від.мін}}$ – мінімальна потужність, яка видається з шин станції в місцевий район, МВА:

$$S_{p.\text{від.мін}} = \frac{P_{p.\text{від.мін}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{209.89}{0.85} = 239.87 \text{ [МВт]}$$

$$S_{p\min} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{p.\text{від.мін}} = (353 - 0.03 \cdot 353) - 239.87 = 102.54 \text{ [МВт]}$$

в) аварійний вихід в період максимальних навантажень найбільш потужного генератора, який включений на шини місцевого району

$$S_{p.\text{ав}} = \sum_{i=1}^{n-1} (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{p.\text{від.мах}}$$

де: $S_{\text{вп}}$ – потужність власних потреб блоків місцевого району, які залишились в роботі, МВА;

$$S_{p.\text{ав}} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{p.\text{від.мах}} = 0 - 314.71 = -314.71 \text{ [МВт]}$$

$$S_{\text{ном.атз}} \geq 314.71 \text{ [МВА]}$$

По найбільшому із значень ($S_{p.\text{мах}}$, $S_{p.\text{мін}}$, $S_{p.\text{ав}}$) вибирають потужність автотрансформаторів зв'язку. Отже вибираємо з довідника [2] групу з трьох однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-167000/500/220

$$S_{\text{ном.атз}} = 167 \cdot 3 = 501 > 314.71 \text{ [МВА]}$$

Характеристики трансформаторів занесемо в таблицю 1.7.

Таблиця 1.7.

Тип	S _{ном} МВА	Напруга обмоток, кВ			Втрати, кВт				U _к %			I _х %
		Н	Н	Н	Р _х	Р _к			Н- СН	ВН- НН	СН- НН	
						ВН- СН	ВН- НН	СН- НН				
АОДЦТН- 167000/500/220	167	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	38,5	90	15	—	—	11	35	21,5	0,25

Проведемо вибір автотрансформатора для другого варіанту, Рис. 3.2.

а) режим максимальних навантажень в місцевому районі

$$S_{p\max} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{p.\text{від.мах}} = 3 \cdot (353 - 0.03 \cdot 353) - 314.71 = 712.53 \text{ [МВт]}$$

б) режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю

$$S_{p\min} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{p.\text{від.міі}} = 3 \cdot (353 - 0,03 \cdot 353) - 239,87 = 787,36 \text{ [МВт]}$$

в) аварійний вихід в період максимальних навантажень найбільш потужного генератора, який включений на шини місцевого району

$$S_{p.\text{ав}} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{p.\text{від.пах}} = 2 \cdot (353 - 0,03 \cdot 353) - 314,71 = 370,12 \text{ [МВт]}$$

$$S_{\text{ном.атз}} \geq 787,36 \text{ [МВА]}$$

Отже вибираємо з довідника [2] групу з трьох однофазних автотрансформаторів типу АОРДЦТ-267000/500/220

$$S_{\text{ном.атз}} = 3 \cdot 267 = 801 > 787,36 \text{ [МВА]}$$

Характеристики трансформаторів занесемо в таблицю 1.8.

Таблиця 1.8.

Тип	S _{но} мМ ВА	Напруга обмоток, кВ			Втрати, кВт				U _к %			I _х %
		ВН	СН	НН	Р _х	Р _к			ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	
						ВН- СН	ВН- НН	СН- НН				
АОДЦТН- 267000/500/220	267	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	38,5	125	470	—	—	11.5	37	23	0,25

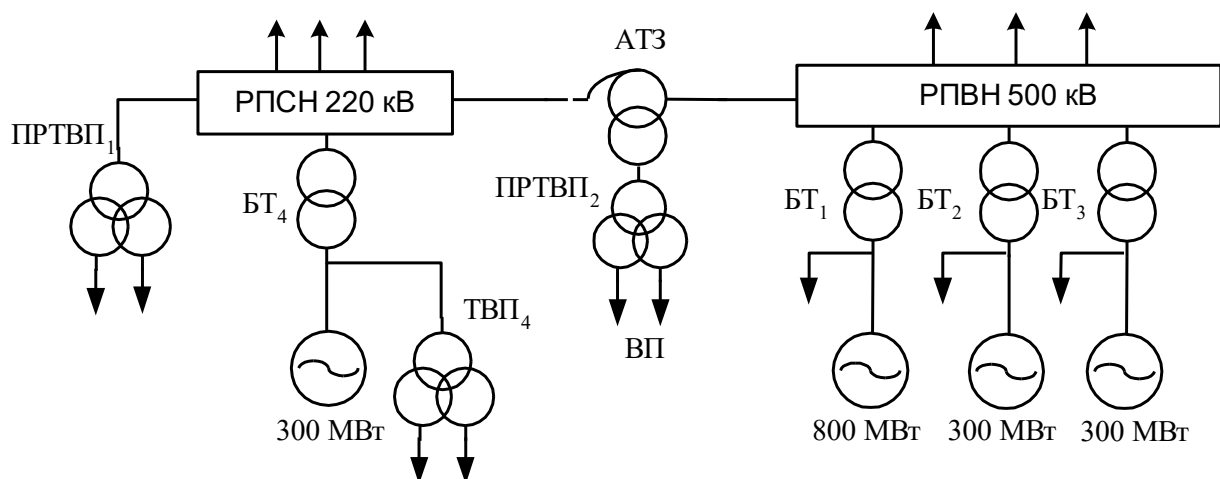


Рисунок 1.5. Схема розташування електричного обладнання на ЕС.
Варіант 1

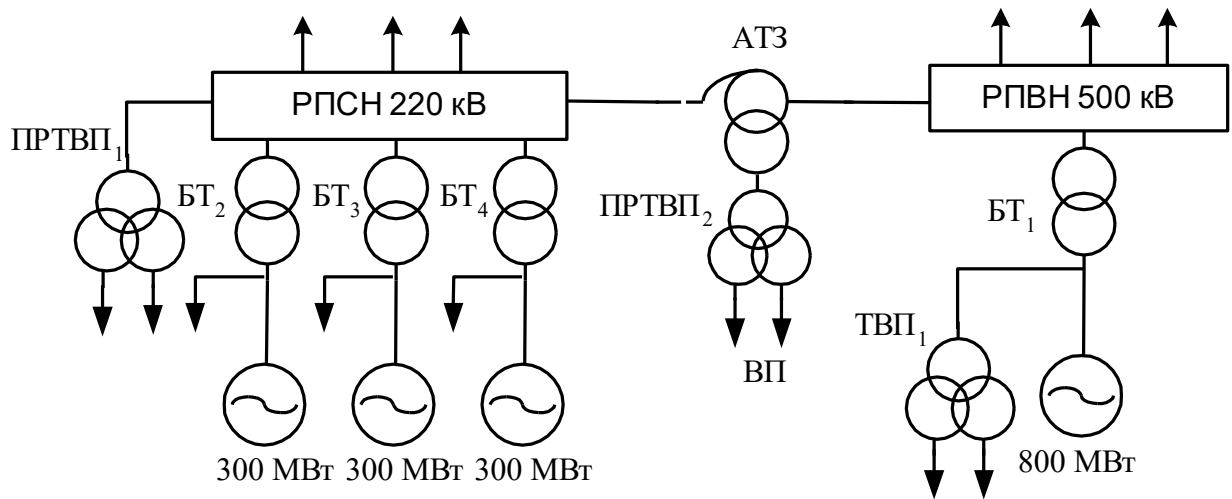


Рисунок 1.6. Схема розташування електричного обладнання на ЕС.
Варіант 2

1.4 Вибір схеми власних потреб

На КЕС для живлення власних потреб приймаємо основну ступінь напруги 6 кВ. Робоче живлення споживачів ВП 6кВ здійснюємо від ТВП, підключених до відпайки від блоків генератор – трансформатор.

Номінальну потужність робочих ТВП вибираємо у відповідності з їх максимальним навантаженням. Перенавантаження ТВП не допускається.

Розрахункову потужність трансформатора власних потреб для блоку з турбогенератором типу ТГВ-300-2УЗ визначаємо :

$$S_{\text{ТВП}} \geq S_{\text{ТВП.розр}} = P_{\text{ВП.мах}} \cdot \kappa_c,$$

де κ_c - коефіцієнт попиту;

$P_{\text{ВП.мах}}$ - максимальна потужність споживачів власних потреб, приєднаних до трансформатора власних потреб, МВт ;

Значення $P_{\text{ВП.мах}}$ визначаємо за формулою ;

$$P_{\text{ВП.мах}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot P_{\text{ном.Г}}$$

$$P_{\text{ВП. max}} = \frac{P_{\text{ВП}}'}{100} \cdot P_{\text{ном.Г}} = 0,03 \cdot 300 = 9 \text{ [МВт]}$$

$$S_{\text{ТВП}} \geq 9 \cdot 0,85 = 7,65 \text{ [МВА]}$$

Найближчий за потужністю трансформатор з розщепленою обмоткою є трансформатор типу ТРДНС-25000/35 .

Аналогічні розрахунки проведемо для блоку з турбогенератором типу ТГВ-800-2УЗ

$$P_{\text{ВП. max}} = \frac{P_{\text{ВП}}'}{100} \cdot P_{\text{ном.Г}} = 0,03 \cdot 800 = 24 \text{ [МВт]}$$

$$S_{\text{ТВП}} \geq 24 \cdot 0,85 = 20,4 \text{ [МВА]}$$

Найближчий за потужністю трансформатор з розщепленою обмоткою і напругою на низькій стороні 24 кВ є трансформатор типу ТРДНС-32000/35 .

Резервне живлення загальностанційної секції виконуємо від резервних трансформаторів власних потреб . Виходячи з кількості блоків, кількість яких дорівнює 4 згідно [1] приймаємо два ПРТВП .

Сумарна потужність ПРТВП на КЕС повинна забезпечувати заміну робочого ТВП одного блоку та одночасно пуск та зупинку другого блоку. Так як генераторні вимикачі відсутні розрахунок потужності пускорезервного трансформатора власних потреб виконаємо за умовою:

$$S_{\text{ПРТВП}} \geq 1,3 \cdot S_{\text{ТВП. розрмах}} = 1,3 \cdot 20,4 = 26,52 \text{ [МВА]}$$

У зв'язку з цим приймаємо один пускорезервний трансформатор власних потреб типу ТРДНС-32000/35 та приєднуємо до сторони низької напруги АТЗ та другий ПРТВП типу ТРДН-32000/220 приєднуємо до ВРП-220 кВ . Параметри ПРТВП зведемо у таблицю 1.9.

Таблиця 1.9.

Позначення на схемі	Тип	S _{ном} ВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, кВт		U _к %	I _х %
			ВН	НН	P _х	P _к		
ТВП 1	ТРДНС 32000/35	32	24	6,3-6,3	29	145	ВН-НН 12,7 НН ₁ -НН ₂ 40	0,6
ТВП 2-4	ТРДНС 25000/35	25	20	6,3-6,3	25	115	ВН-НН 10,5 НН ₁ -НН ₂ 30	0,65

ПРТВП1	ТРДНС 32000/35	32	36,75	6,3-6,3	29	145	ВН-НН 12,7 НН ₁ -НН ₂ 40	0,6
ПРТВП2	ТРДН 32000/220	32	230	6,3-6,3	45	150	ВН-НН 11,5 НН ₁ -НН ₂ 28	0,65

Визначення мінімальних приведених витрат.

Економічна доцільність схеми визначається приведеними мінімальними затратами:

$$Z = p_n K + I,$$

де p_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n = 0,12$); K – капіталовкладення на створення установки, тис. грн.; I – річні експлуатаційні витрати, тис. грн.

Капіталовкладення K при виборі оптимальної схеми видачі електроенергії визначаємо по показниках вартості неоднакових елементів варіантів схеми, в даному випадку трансформаторів. Оскільки ТВП і ПРТВП в обох варіантах однакові, то для спрощення розрахунків ми їх не враховуємо.

Дані для розрахунку капіталовкладень зводимо таблицях 1.10-1.11.

Варіант 1

Таблиця 1.10.

Поз.на схемі	К-сть	Тип	Вартість одного грн.	Вартість групи грн.
БТ1	1	ТНЦ-1000000/500	6152500	6152500
БТ2-3	2	ТДЦ-400000/500	2889000	5778000
БТ4	1	ТДЦ-400000/220	2247000	2247000
АТЗ	1	ЗхАОДЦТН-167000/500/220	4280000	4280000

Загальна вартість обладнання $K' = 18457.5$ [тис. грн.].

Варіант 2

Таблиця 1.11.

Поз.на схемі	К-сть	Тип	Вартість одного грн.	Вартість групи грн.
БТ1	1	ТНЦ-1000000/500	6152500	6152500
БТ2-4	3	ТДЦ-400000/220	2247000	6741000
АТЗ	1	ЗхАОДЦТН-267000/500/220	5885000	5888000

Загальна вартість обладнання $K' = 18778.5$ [тис. грн.].

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

$$I = \frac{p_a + p_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\Sigma} \cdot 10^{-5},$$

де $(p_a + p_0)$ – відрахування на амортизацію та обслуговування,

$(p_a + p_0) = 8,4\%$;

β – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії;

$$\beta = 0.8 \cdot 5.35 = 4.28 \cdot 10^{-5} \frac{\text{тис.грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$$

ΔW_{Σ} – втрати електроенергії, кВт·год.

Втрати в блочному двохобмотковому трансформаторі:

$$\Delta W_{\text{BT}} = n \cdot P_x \cdot (8760 - T_p) + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau,$$

де P_x, P_k – втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання;

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

S_{max} – розрахункове максимальне навантаження трансформатора, яке знаходиться за допомогою аналізу перетоків потужності в режимі максимальних навантажень в місцевому районі та системі одночасно;

T_p – час ремонту трансформатора. $T_p=0$ (трансформатор під час року не виходив з ладу, тому не потребував ремонту).

τ – тривалість максимальних втрат

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$$

де $T_{\text{max}} = 7727,95$ [год]

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + \frac{7727.95}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 7045.147 \text{ [год]}$$

Варіант І:

$$\Delta W_{\text{BT1}} = 570 \cdot 8760 + 1800 \cdot \left(\frac{920.6}{1000} \right)^2 \cdot 7045 = 8396549 \text{ [кВт·год];}$$

$$\Delta W_{\text{BT2-3}} = 315 \cdot 8760 + 790 \cdot \left(\frac{183.7}{400} \right)^2 \cdot 7045 = 3242869 \text{ [кВт·год];}$$

$$\Delta W_{\text{BT4}} = 330 \cdot 8760 + 880 \cdot \left(\frac{314.7}{400} \right)^2 \cdot 7045 = 4329854 \text{ [кВт·год];}$$

$$\Delta W_{\text{AT3}} = 3 \cdot 90 \cdot 8760 + 3 \cdot 315 \cdot \left(\frac{0}{3 \cdot 167} \right)^2 \cdot 7045 = 2365200 \text{ [кВт·год];}$$

$$\Delta W_{\Sigma}^I = \Delta W_{\text{BT1}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{BT2-3}} + \Delta W_{\text{BT4}} + \Delta W_{\text{AT3}} =$$

$$= 8396549 + 2 \cdot 3242869 + 4329854 + 2365200 = 21577341 \text{ [кВт·год]}.$$

$$II^I = \frac{8,4}{100} \cdot 18457.5 + 4.28 \cdot 10^{-5} \cdot 21577341 = 1550.43 \text{ [тис. грн.]}$$

$$3^I = 0,12 \cdot 18457.5 + 1550.43 = 4688.84 \text{ [тис. грн.]}$$

Варіант ІІ:

$$\Delta W_{\text{BT1}} = 570 \cdot 8760 + 1800 \cdot \left(\frac{920.6}{1000} \right)^2 \cdot 7045 = 8396549 \text{ [кВт·год];}$$

$$\Delta W_{\text{BT2-4}} = 330 \cdot 8760 + 880 \cdot \left(\frac{314.7}{400} \right)^2 \cdot 7045 = 4329854 \text{ [кВт·год]};$$

$$\Delta W_{\text{AT3}} = 3 \cdot 125 \cdot 8760 + 3 \cdot 470 \cdot \left(\frac{373.52}{3 \cdot 267} \right)^2 \cdot 7045 = 3859491 \text{ [кВт·год]};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Sigma}^{\text{II}} &= \Delta W_{\text{BT1-2}} + 3 \cdot \Delta W_{\text{BT2-4}} + \Delta W_{\text{AT3}} = \\ &= 8396549 + 3 \cdot 3242869 + 3859491 = 25245602 \text{ [кВт·год]}. \end{aligned}$$

$$I^{\text{II}} = \frac{8,4}{100} \cdot 18778.5 + 4.28 \cdot 10^{-5} \cdot 25245602 = 2657.91 \text{ [тис. грн.]}$$

$$3^{\text{II}} = 0,12 \cdot 18778.5 + 2657.91 = 4911.33 \text{ [тис. грн.]}$$

$$n = \left(1 - \frac{3^{\text{I}}}{3^{\text{II}}} \right) \cdot 100\% = \left(1 - \frac{4688.84}{4911.33} \right) \cdot 100\% = 4.53\%$$

Оскільки приведені затрати для першого варіанту схеми на 4.53% більші, ніж для другого, що менше 5%. Тому враховуючи те, що обладнання повинно бути як умого однотипне, вибираємо для проектованої КЕС схему станції по II варіанту.

1.5 Вибір схем розподільчих пристроїв станції.

Схеми РП підвищених напруг (35 кВ і вище) входять до складу електричних схем КЕС. Відповідно з вимогами надійності й економічності роботи станції схеми (35 кВ і вище) повинні складатися з урахуванням наступних вимог:

- ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднання;
- ЛЕП відключається від РП не більш ніж двома вимикачами;
- трансформатори блоків відключаються від РП не більш ніж трьома вимикачами;
- автотрансформатори зв'язку двох РП відключаються не більш ніж шістьма вимикачами на обидва РП і не більш ніж чотирма на одному із РП;
- відмови вимикачів РП в нормальному і ремонтному режимах не повинні приводити до одночасної втрати двох паралельних ліній, включених на шини однієї підстанції, а також до одночасного відключення декількох ліній, якщо при цьому порушується усталеність системи;
- при відмовах вимикачів у нормальному режимі РП не повинно вимикатись більше одного блока, а в ремонтному режимі РП - не більше двох блоків.

Для того щоб уникнути можливість втрати великої кількості блоків при відмові вимикача, збірні шини в схемах секціонують.

В теперішній час для підвищення гнучкості схеми і надійності

трансформаторного (автотрансформаторного) зв'язку між РП кожен з трансформаторів під'єднується до РП через свій вимикач.

Видача потужності зі станції в район здійснюється з шин РП 220 кВ. Схеми РП 220 кВ надані на рис. 1.7.

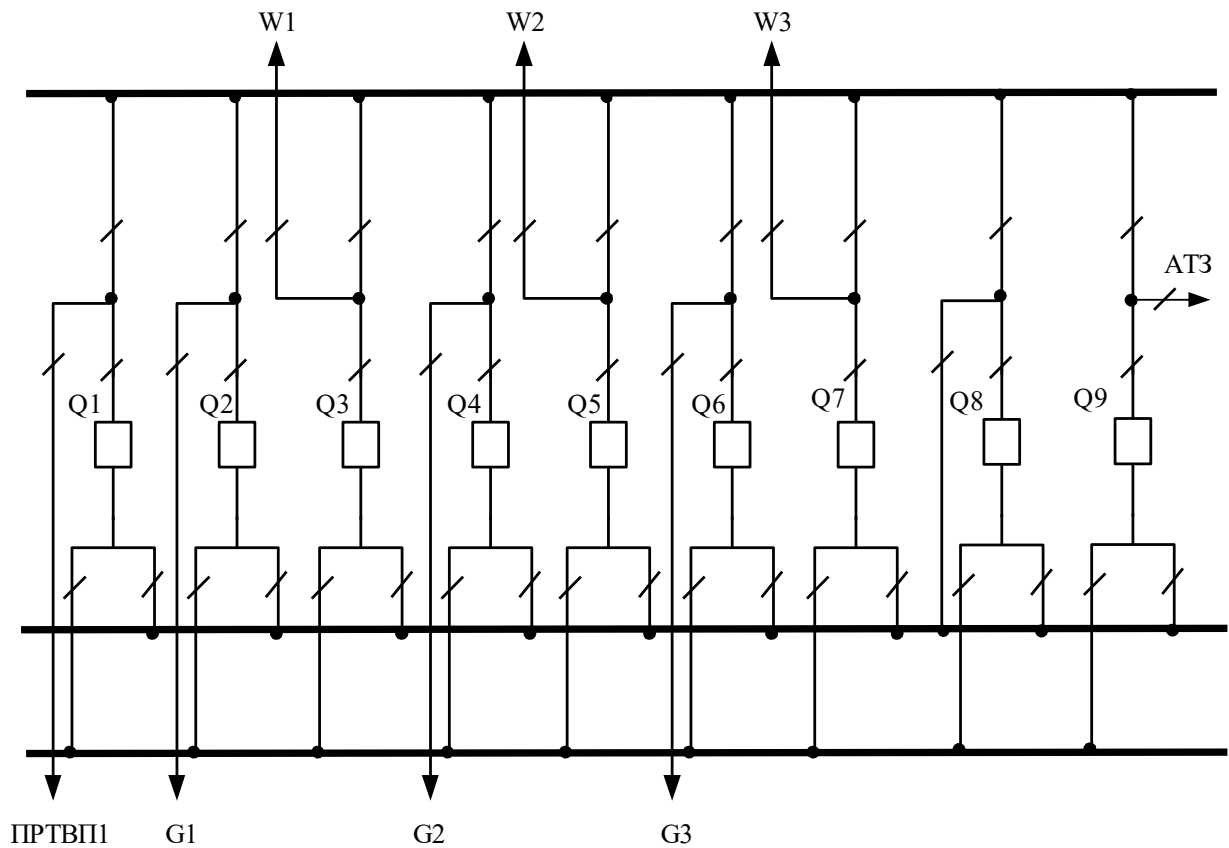
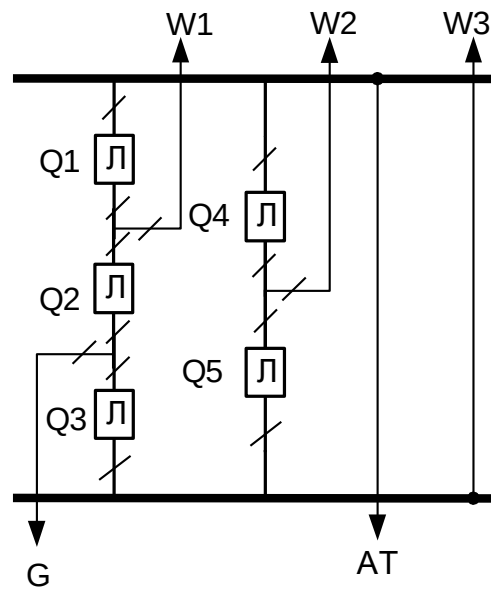


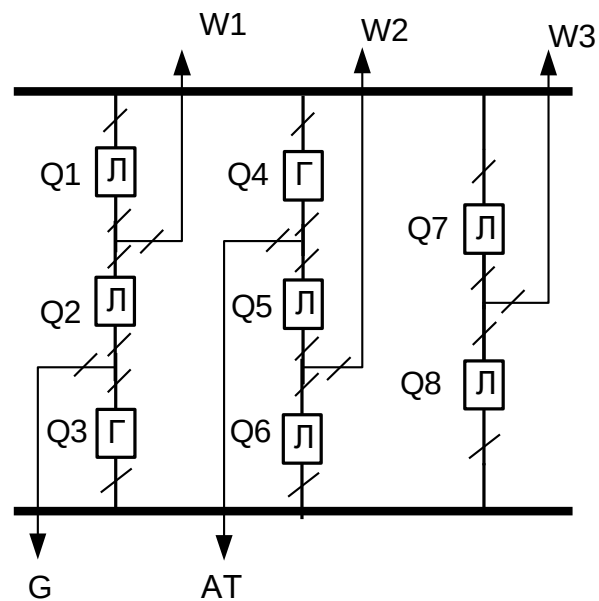
Рисунок 1.7 Схеми РП – 220 кВ.

Видача потужності зі станції в систему здійснюється з шин РП 500 кВ. Варіанти схем РП порівнюються за такими показниками, як надійність, економічність, можливість подальшого розширення (розвитку), виконання технічних вимог, і т.п.

Розглянемо два варіанти схеми РП 500 кВ, наведені на Рис. 1.8 а, б.



а)



б)

Рисунок 1.8 Схема ВРП – 500 кВ: а – I варіант , б – II варіант.

Економічна доцільність схеми визначається мінімальними приведеними затратами:

$$Z = p_n \cdot K + I + M(Y) \rightarrow \min,$$

де p_n – нормативний коефіцієнт ($p_n = 0,15$);

K – капіталовкладення в будівництво споруди:

$$K = n \cdot C_k,$$

де n – кількість вимикачів на РП; C_k – вартість комірки з вимикачем;

I – річні експлуатаційні витрати:

$$I = \frac{p_a + p_0}{100} \cdot K;$$

де $(p_a + p_0) = 8,4$ [2] – відрахування на амортизацію та обслуговування.

$M(U)$ – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії.

Варіант I

Варіант будови РП представлений на рис. 5.2 а.

Капітальні затрати на спорудження РП-500 кВ по схемі варіанту 1 з 5 вимикачами ВНВ-500А-40/3150У1(ХЛ1) при вартості одного $C_k = 563,6$ [тис. грн.]. (з врахуванням цінового коефіцієнту 5,35):

$$K = 5 \cdot 563,6 = 2818 \text{ [тис. грн.]}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$I = \frac{8,4}{100} \cdot 2818 = 236,712 \text{ [тис. грн.]}$$

Розрахунок очікуваного збитку проводимо формалізованим методом, який заснований на ідеї табличного метода В.Д. Тарівердієва.

1. Визначаємо генераторні та лінійні вимикачі (на рисунку 1.8 а позначені відповідно буквами Г та Л) і нумеруємо їх (Q1 – Q5).

2. Знаходимо параметри потоків раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{ГВ} = K_{ВН} \cdot \omega_1; \quad \omega_{ЛВ} = K_{ВН} \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100}),$$

де $K_{ВН}$ – коефіцієнт, що характеризує частину раптових відмов ($K_{ВН}=0,6$); ω_1, ω_2 – параметри потоку відмов вимикачів; l – довжина ЛЕП, км.

$$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot 0,04 = 0,024 \text{ [1/рік];}$$

$$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (0,04 + 0,01 \cdot 610/100) = 0,0606 \text{ [1/рік].}$$

3. Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального K_0 режимів роботи РП:

$$K_p = \frac{\mu \cdot T_n}{8760}; \quad K_0 = 1 - n \cdot K_p,$$

де n – кількість вимикачів в РП; T_n – тривалість планового ремонту, [год];

μ – частота планових ремонтів, [1/рік]:

$$K_p = \frac{0,3 \cdot 500}{8760} = 0,017; \quad K_0 = 1 - 5 \cdot 0,017 = 0,9145.$$

4. При відмові вимикача елемент (блок, ЛЕП та ін.) може бути введений в роботу через час T_0 (після виконання комутацій в РП):

$$T_0 = 1 \text{ (год).}$$

Час одночасного простою вимикача, що відмовив при ремонті іншого:

$$T_{\text{ВП}} = T_{\text{В}} - \frac{T_{\text{В}}^2}{2T_{\text{П}}},$$

де $T_{\text{В}}$ – час відновлення, год [1]:

$$T_{\text{ВП}} = 250 - \frac{250^2}{2 \cdot 500} = 187.5 \text{ [год]}$$

5. Розрахунок ведемо у вигляді таблиці 1.12, де в лівому стовпці – елементи, результати відмов яких розглядаються і відповідно параметри потоку раптових відмов, у верхній стрічці – вимикачі, що ремонтуються. На перетині i -тої стрічки та j -го стовпця записуємо відповідними шифрами елементи, що відключаються і час виходу з дії відповідних елементів.

6. Рахуємо збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів:

$$M(Y) = y_0 \cdot \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i,$$

де y_0 – питомий збиток, з врахуванням цінового коефіцієнту 45,35

$y_0 = 33,21$ [грн/кВт·год]; K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 чи K_P); P_i – втрачена потужність; T_i – час простою елемента (T_0 чи $T_{\text{ВП}}$).

Для розрахунку математичного очікування збитку, використаємо програму Microsoft Excel.

Таблиця 1.12

п =	5	шт.	Крв =	0,6		Тв =	250	год	ω ₁ =	0,04	l/pik	То =	1	год	ω _г =	0,024	l/pik	К _о =	0,9145		Зо =	3,21	грн/кВт
l =	10	км	μ =	0,3		Тп =	500	год	ω ₂ =	0,01	l/pik	Твп =	188	год	ω _л =	0,061	l/pik	К _р =	0,0171		М(3)=	2468,99	тис.грн

Вимикач	Тип	ω _i	Т	K _o			K _p										Σ					
				Q1			Q2			Q3			Q4			Q5						
					ΔP, MBT	M(3) _i		ΔP, MBT	M(3) _i		ΔP, MBT	M(3) _i		ΔP, MBT	M(3) _i			P, MBT	M(3) _i			
Q1	л	0,061	To	W1,AT	500,2	7,9			0,522	AT	500,2	1,331	1,G,AT	276	98,08	W1	0	0,522	W1,W2,AT	500,2	128,356	
			T _{вп}	-	0					W1	0		-	0		T	00,2		-	0		
			D - To	-				G,W2,W3		W2,W3			G,W2,			G,W3						
			D - T _{вп}	-				-		W1,G; W2,AT,W3			-			AT,W2; W1,G,W3						
Q2	л	0,061	o	1,G	70,4	7,4		70,4	0,699			31,5	1		,331	1,G,AT	276	0,699	1,G,W3	70,4	71,582	
			вп				2						70,4				-					
			- To	-			W2,AT,			W2,AT,			W2,W3			W2,AT						
			- T _{вп}	-			-			-			W1,AT; G,W2,W3			G,W3; W1,W2,AT						
Q3	л	0,061	o	,W3	70,4	7,4		1,G,W3	0,699	3		131,5			0	,W2,W3	60,4	4,53		70,4	0,699	44,779
			вп							70,4						76	3					
			- To	-			W2,AT			W1,W2,AT			W1,AT			W1,W2,						
			- T _{вп}	-			W1,G; W2,AT,W3			-			W2,W3 ; W1,G,AT			-						
Q4	л	0,061	o	2,AT	00,2	7,9		2	8,08	1,W2,AT	70,4	0,699	2,AT,W3	00,2	74,26			0	T	500,2	0,522	201,459
			вп							00,2	-		76				2					
			- To	-			W1,G,W3			G,W3			W1,G			W1,G,W3						
			- T _{вп}	-			-			W1,AT; G,W2,W3			W1,G,AT; W2,W3			-						
Q5	л	0,061	To	2,W3	76	0,97		2,AT,W3	,522		70,4	0,699	W2	376	0,392	W3	376	0,392			0	2,9803
			вп					-			-			3			2					

			D - To	-	W1,G;	W1,AT	W1,G,AT	W1,G,AT		
M(3) =	769,15596		D - TБП	-	W2,AT;G,W1,W3	G,W3; W1,W2,AT	-	-		
		151,5664865			100,0010061	133,3777026	207,4370724	174,3317905	2,4418971	

$$M(Y) = y_0 \cdot \Sigma M = 3.21 \cdot 769.17 = 2468.99 \text{ [тис. грн.]}.$$

Приведені затрати для I схеми:

$$Z^I = p_H \cdot K + И + M(Y) = 0,15 \cdot 2818 + 236,712 + 2468.99 = 3128.402 \text{ [тис. грн.]}.$$

Варіант II

Варіант будови РП представлений на рис. 5.2 б.

Розрахунок виконуємо по алгоритму аналогічно I варіанту.

$$K = 8 \cdot 563.6 = 4508.8 \text{ [тис. грн.]}.$$

$$И = \frac{8,4}{100} \cdot 4508.8 = 378.739 \text{ [тис. грн.]}.$$

$$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot 0,04 = 0,024 \text{ [1/рік]};$$

$$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (0,04 + 0,01 \cdot 610 / 100) = 0.0606 \text{ [1/рік]}.$$

$$K_p = \frac{0,3 \cdot 500}{8760} = 0,017; \quad K_0 = 1 - 8 \cdot 0,017 = 0,863.$$

$$T_0 = 1 \text{ [год]};$$

$$T_{ВП} = 250 - \frac{250^2}{2 \cdot 500} = 187.5 \text{ [год]}.$$

Результати аналізу надійності для II-го варіанту зведені в таблиці 1.13

Таблиця 1.13.

n =	8	шт.	Крв =	0,6		Тв =	250	год	$\omega_1 =$	0,04	l/рік	To =	1	год	$\omega_r =$	0,024	l/рік	K _o =	0,8632		Зо =	3,21	грн/кВт
l =	610	км	$\mu =$	0,3		Тп =	500	год	$\omega_2 =$	0,01	l/рік	Твп =	188	год	$\omega_n =$	0,061	l/рік	K _p =	0,0171		М(3)=	1351,9564	тис.грн

Вимикач	Тип	ω _i	T	Ko			Kp																									
				Q1			Q2			Q3			Q4			Q5			Q6			Q7			Q8							
					ΔP,М Вт	M(3) _i		ΔP,М Вт	M(3) _i		ΔP,М Вт	M(3) _i		ΔP,М Вт	M(3) _i		ΔP,М Вт	M(3) _i		ΔP,М Вт	M(3) _i		ΔP,М Вт	M(3) _i		ΔP,М Вт	M(3) _i		ΔP,М Вт	M(3) _i		
Q1	л	0,061	To	W1	0	0			0	-	0	0	W1,G	670,35	0,69924	W1	0	0	W1,AT	500,15	0,52171	W1	0	0	W1	0	0	W1	0	0	W1,W3	376
			Твп	-	0					W1	0		-	0		-	0		-	0		-	0		-	0		-	0			
			D - To	-						-			-			-			-			G,W3; AT,W2			-			G,AT,W2				
			D - Твп	-						-			-			-			-			-			-			-				
Q2	л	0,061	To	W1,G	670,35	35,2974	G	670,5	0,6994			0	W1	0	131,458	W1,G	670,35	0,69924	W1,G	670,35	0,69924	W1,G	670,35	0,69924	W1,G	670,35	0,69924	W1,G	670,35	0,69924	W1,G	670,35
			Твп	-	0		W1	0					G	670,35		-	0		-	0		-	0		-	0		-	0			
			D - To	-			-			-			-			-			-			-			-			-				
			D - Твп	-			-			-			-			-			-			-			-			-				
Q3	г	0,024	To	G	670,35	13,8875	W1,G	670,5	0,27517	-	0	51,721			0	G	670,35	0,27511	G,W2	670,35	0,27511	G	670,35	0,27511	G,W3	670,35	0,27511	G	670,35			
			Твп	-	0		-	0		G	670,35					-	0		-	0		-	0		-	0		-	0			
			D - To	-			-			-			W1,W3; AT,W2			-			-			-			-			-				
			D - Твп	-			W1,G			-			-			-			-			-			-			-				
Q4	г	0,024	To	AT	500,15	10,3615	AT	500,15	0,20526	W1,AT	500,15	0,20526	AT	500,15	0,20526			0	-	0	38,5892	AT,W2	500,15	0,20526	AT	500,15	0,20526	AT,W3	500,15			
			Твп	-	0		-	0		-	0		-	0					AT	500,15		-	0		-	0		-	0			
			D - To	-			-			-			W1,G; W2,W3			-			-			AT,W2			-			-				
			D - Твп	-			-			-			-			-			-			-			-			-				
Q5	л	0,061	To	AT,W2	500,15	26,3355	AT,W2	500,15	0,52171	AT,W2	500,15	0,52171	AT,W2	500,15	0,52171	W2	0	98,0808			0	AT	500,15	0,52171	AT,W2	500,15	0,52171	AT,W2	500,15			
			Твп	-	0		-	0		-	0		-	0		AT	500,15					W2	0		-	0		-	0			
			D - To	-			-			-			-			-			-			-			-			-				
			D - Твп	-			-			-			-			-			-			-			-			-				
Q6	л	0,061	To	W2	0	0	W2	0	0	G,W2	670,35	0,69924	W2	0	0	AT,W2	500,15	0,52171	-	0	0			0	W2,W3	376	0,39221	W2	0			
			Твп	-	0		-	0		-	0		-	0		-	0		W2	0					-	0		-	0			
			D - To	-			W1,G1; AT,W3			-			-			-			-			W1,G,AT			-			-				
			D - Твп	-			-			-			-			AT,W2			-			-			-			-				
Q7	л	0,061	To	W3	0	0	W3	0	0	W1,W2	376	0,39221	W3	0	0	W3	0	0	AT,W3	500,15	0,52171	W3	0	0			0	-	0			
			Твп	-	0		-	0		-	0		-	0		-	0		-	0		-	0		-	0		-	0			
			D - To	-			G,AT,W2			-			W1,G; AT,W2			-			-			AT,W2; W1,G			-			-				
			D - Твп	-			-			-			-			-			-			-			-			-				
Q8	л	0,061	To	W3	0	0	W3	0	0	G,W3	670,35	0,69924	W3	0	0	W3	0	0	W2,W3	376	0,39221	W3	0	0	-	0	0	-	0			
			Твп	-	0		-	0		-	0		-	0		-	0		-	0		-	0		-	0		-	0			
			D - To	-			W1,G; AT,W2			-			-			W1,G; AT,W2			-			-			-			-				
			D - Твп	-			-			-			-			-			-			-			-			-				
M(3) = 421,1702316				85,881926			1,701539775			54,23864612			132,8837221			99,57687561			40,99914554			1,70132175			2,09352735			2,09352735				

$$M(Y) = y_0 \cdot \Sigma M = 3.21 \cdot 421.17 = 1351.96 \text{ [тис. грн.]}$$

Приведені затрати для II схеми:

$$З^{\text{II}} = p_{\text{H}} \cdot K + И + M(Y) = 0,15 \cdot 4508,8 + 378,739 + 1351.96 = 2407.019 \text{ [тис. грн.]}$$

$$n = \left(1 - \frac{З^{\text{I}}}{З^{\text{II}}}\right) \cdot 100\% = \left(1 - \frac{2407.019}{3128.402}\right) \cdot 100\% = 23.059\%$$

Таким чином, на підставі порівняння двох варіантів схем РП, для подальшого проектування приймаємо схему II варіанту, оскільки в цьому випадку приведені затрати на 23.059% менші.

Вибір системи електрозабезпечення власних потреб електричної станції.

Всі власні потреби на електричній станції поділяються на блочні та загально станційні, що живляться від робочих трансформаторів власних потреб:

- блочне навантаження власних потреб живиться від відповідного блочного трансформатора власних потреб;
- загальностанційне навантаження ВП рівномірно розподіляється між робочими трансформаторами ВП всіх блоків.

Резервне живлення ВП здійснюється від резервних магістралей, які підключені до пускорезервних трансформаторів власних потреб. Резервні магістралі секціонуються через 2-3 блоки. Кожен блок має дві секції живлення власних потреб.

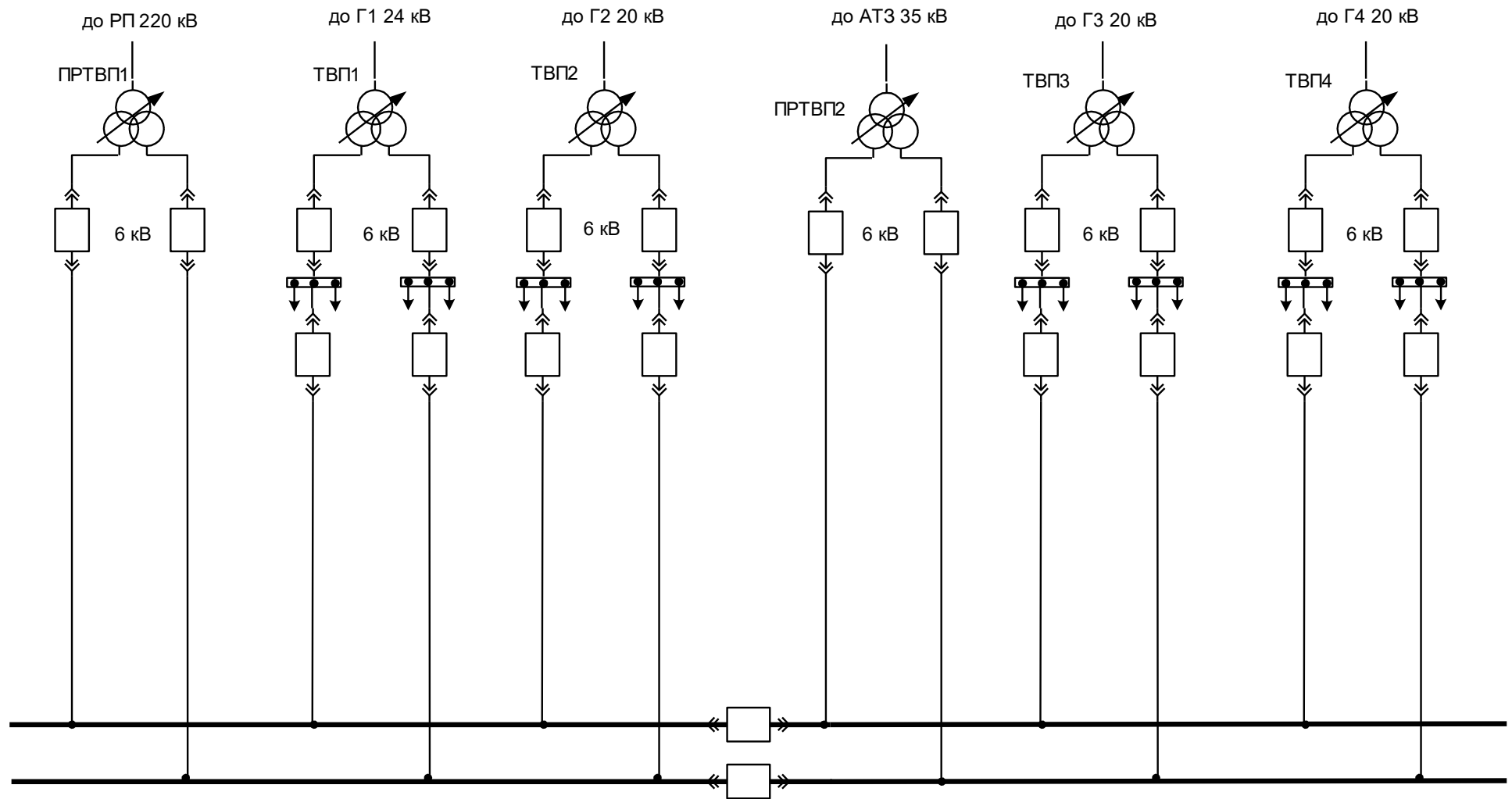


Рисунок 5.3-Система електрозабезпечення власних потреб електричної станції

1.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконується для вибору чи перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору чи перевірки уставок релейного захисту і автоматики.

Основна мета розрахунку полягає у визначенні періодичної складової струму КЗ для найбільш важкого режиму роботи мережі. Врахування аперіодичної складової роблять приблизно, припускаючи при цьому, що вона має максимальне значення в розглядуваній фазі.

Розрахунок струмів КЗ виконується в наступній послідовності:

- для розглядаємої електростанції складається розрахункова схема;
- по розрахунковій схемі складається електрична схема заміщення;
- шляхом поступового перетворення призводять схему заміщення до найбільш простого вигляду так, щоб кожне джерело живлення чи група джерел, що характеризуються певним значенням результуючої ЕДС, були пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором;

Знаючи результуючу ЕДС джерела і результуючий опір, за законом Ома визначають початкове значення періодичної складової струму КЗ, потім визначають ударний струм і при необхідності - періодичну і аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу.

На розрахунковій схемі електроустановки намічають точки, в яких припускається КЗ. Потім для обраної точки КЗ складають еквівалентну електричну схему заміщення, відповідну по вхідним даним розрахунковій схемі, але в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними.

Параметри розрахункової схеми можуть бути висловлені в відносних одиницях, або іменованих. При розрахунках в іменованих одиницях усі опори схеми повинні бути висловлені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеню). Таке приведення необхідне, якщо між джерелом і точкою КЗ є одна або декілька ступенів трансформації.

Якщо розрахунок виконується в відносних одиницях, то необхідно

заздалегідь навести всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих же базових умов.

Результати розрахунків струмів КЗ наведені в Додатку В.

1.7 Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу

Ударний струм КЗ зазвичай має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення знаходиться з виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_y$$

де I_{no} - початкове значення періодичної складової струму КЗ;

k_y - ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Значення періодичної і аперіодичної складової струму КЗ для часу $t > 0$ в першу чергу необхідно знати для вибору комутаційної апаратури.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струми КЗ, обчислюється як $\tau = t_{св\ откл} + 0,01с$,

де $t_{св\ откл}$ - власний час відключення вимикача. Для сучасних вимикачів не перевищує 0,2 с.

Аперіодична складова струму КЗ: $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\tau/T_a}$

Для вибору τ попередньо виберемо вимикачі.

таблица 1.14.

На ВРП 500 кВ	ВНВ – 500А – 40/3150-У1	$t_{вл\ відк} = 0,025\ с$	$\tau = 0,035\ с$
На ВРП 220 кВ	ВНВ – 220А - 63/3150-У1	$t_{вл\ відк} = 0,025\ с$	$\tau = 0,035\ с$
На шини АТ 35 кВ	ВВУ – 35А - 40/3150-У1	$t_{вл\ відк} = 0,06\ с$	$\tau = 0,07\ с$
На ВП 6.3 кВ	ВЭЭ-6-40/3150У3	$t_{св\ откл} = 0,075\ с$	$\tau = 0,085\ с$

Виконуємо розрахунок складових СКЗ і ударного СКЗ для всіх точок:

Точка К₁:

Ударний струм:

$$i_{yc} = \sqrt{2} \cdot 17.996 \cdot 1,846 = 46.993 \quad [кА]$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_y$$

$$i_{yГ2-4} = \sqrt{2} \cdot 37.321 \cdot 1,969 = 103.936 \quad [кА]$$

$$i_{yГ1-кз} = \sqrt{2} \cdot 116.802 \cdot 1,970 = 325.435 \quad [кА]$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 17.996 \cdot 0.558 = 14.202 \quad [\text{кА}]$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\tau/T_a}$$

$$i_{a\tau\Gamma 2-4} = \sqrt{2} \cdot 37.321 \cdot 0.896 = 47.312 \quad [\text{кА}]$$

$$i_{a\tau\Gamma 1_кз} = \sqrt{2} \cdot 116.802 \cdot 0.899 = 148.561 \quad [\text{кА}]$$

Періодична складова для τ

$$I_{п.\tau.C} = I_{п0.C} = 17.996 \quad [\text{кА}]$$

$$I'_{ном.\Gamma 2-4} = \frac{\sum P_{ном.\Gamma 2-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.К} \cdot \cos \varphi_{ном}} = \frac{3 \cdot 300}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0.85} = 25.417 \quad [\text{кА}]$$

$$\frac{I_{п0.\Gamma 2-4}}{I'_{ном.\Gamma 2-4}} = \frac{37.321}{25.471} = 1.465 \rightarrow \gamma = 0.97$$

$$I_{п.\tau.\Gamma 1} = I_{п0.\Gamma 1} \cdot \gamma = 37.321 \cdot 0.97 = 36.201 \quad [\text{кА}]$$

$$I'_{ном.\Gamma 1.кз} = \frac{\sum P_{ном.\Gamma 1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.К} \cdot \cos \varphi_{ном}} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0.85} = 22.641 \quad [\text{кА}]$$

$$\frac{I_{п0.\Gamma 1.кз}}{I'_{ном.\Gamma 1.кз}} = \frac{116.502}{22.641} = 5.159 \rightarrow \gamma = 0.91$$

$$I_{п.\tau.\Gamma 1} = I_{п0.\Gamma 1} \cdot \gamma = 116.502 \cdot 0.91 = 106.290 \quad [\text{кА}]$$

Аналогічно розраховуємо струми інших точок K_2, K_3, K_5, K_7 . Результати розрахунків приведені в таблиці 1.15.

Точка K_4 :

Знаходимо початкове значення періодичної складової сумарного струму K_3 :

$$I_{п0} = I_{п0.C} + I_{п0.Д}$$

$$I_{п0} = 26.695 + 25 = 51.695 \quad [\text{кА}]$$

Вираховуємо **періодичну складову** струму K_3 до моменту:

$$I_{n,\tau} = I_{п0.C} + I_{п0.Д} \cdot e^{\frac{-\tau}{0.07}}$$

$$I_{п.\tau} = 26.695 + 25 \cdot e^{\frac{-0.085}{0.07}} = 34.118 \quad [\text{кА}]$$

Визначаємо **аперіодичну складову** струму K_3 до моменту τ :

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.C} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{ac}}} + \sqrt{2} \cdot I_{п0.Д} \cdot e^{\frac{-\tau}{0.04}}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 26.695 \cdot e^{\frac{-0.085}{0.077}} + \sqrt{2} \cdot 25 \cdot e^{\frac{-0.085}{0.04}} = 34.118 \quad [\text{кА}]$$

де T_{ac} , можна визначити по кривим [1. Рис. 5.5.] в залежності від потужності що живить обмотки трансформатора ВП $S_{ном}$. $T_{ac}=0.077\text{с}$.

Знаходимо **ударний струм K_3** :

$$i_y = i_{yC} + i_{yД} = \sqrt{2} \cdot I_{ноC} \cdot k_{yC} + \sqrt{2} \cdot I_{ноД} \cdot k_{yД}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 26.695 \cdot 1.875 + \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 1.65 = 123.129 \text{ [кА]}$$

де k_{yc} визначаємо по кривим [1. Рис. 5.5.]; $k_{yD} = 1,65$.

При розрахунку струмів КЗ на секції, яка живиться через резервний трансформатор, повинні враховуватись двигуни, які приєднані безпосередньо до шин даної секції і до інших секцій, які зв'язані з розрахунковою через магістралі резервного живлення.

Отримані значення струмів КЗ заносять у спеціальну таблицю. Підсумкова таблиця істотно полегшує використання результатів струмів КЗ і дозволяє виявити грубі помилки в них шляхом аналізу отриманих результатів.

Таблиця 1.15 Результати розрахунку струмів КЗ
Error! Not a valid link.

Розрахунок термічної дії струмів КЗ

При протіканні струму КЗ провідник додатково нагрівається понад нормальну робочу температуру. Оскільки струм КЗ значно перевищує струм робочого режиму, нагрів провідника може досягати небезпечних значень, доводячи до плавлення або обвуглювання ізоляції, до деформації і плавлення токоведучих частин, і т.п.

Критерієм термічної стійкості провідника є припустима температура його нагрівання струмами КЗ. Тому провідник або апарат варто вважати термостійким, якщо його температура в процесі КЗ не перевищує припустимого значення.

Визначення B_k для оцінки термічної стійкості проводиться наближеним способом через складну залежність струму КЗ від часу.

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерні випадки:

- 1) віддалене КЗ,
- 2) КЗ поблизу генераторів ;
- 3) КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

У першому випадку тепловий імпульс КЗ визначиться з виразу

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$$

де $t_{отк}$ - час відключення (час дії струму КЗ).

Даний спосіб рекомендується при обчисленні теплового імпульсу в ланцюгах ВРП.

K_2

$t_{отк} = 0,2$ (див. [1] табл. (6.2.))

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$$

$$B_k = 7.077^2 \cdot (0.2 + 0.06) = 13.022 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

K₃

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a)$$

$$B_k = 14.632^2 \cdot (0.2 + 0.06) = 55.665 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

K₅

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a)$$

$$B_k = 7.845^2 \cdot (0.2 + 0.06) = 16.001 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

K₁

Найбільш складним є випадок визначення теплового імпульсу при КЗ поблизу генераторів. У цьому випадку окремо визначаються імпульс періодичної і аперіодичної складової квадратичного струму КЗ.

Імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи має три складові, обумовлені періодичним струмом системи $B_{нс}$, періодичним струмом генераторів $B_{не}$ і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів $B_{нс}$:

$$B_{\text{кп}} = B_{\text{нс}} + B_{\text{пг}} + B_{\text{пг+с}}$$

де

$$B_{\text{нс}} = I_{\text{с}}^2 \cdot t_{\text{отк}}$$

$$B_{\text{нс}} = 55.317^2 \cdot 0,4 = 1223.988 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

$$B_{\text{пг}} = B_{*\text{пг}} \cdot I_{\text{пог}}^2 \cdot t_{\text{отк}}$$

$$B_{\text{пг}} = 0,56 \cdot 116.802^2 \cdot 0,4 = 3055.966 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

$$B_{\text{пг+с}} = 2 \cdot I_{\text{с}} \cdot T_* \cdot I_{\text{пог}} \cdot t_{\text{отк}}$$

$$B_{\text{пг+с}} = 2 \cdot 55.317 \cdot 0,72 \cdot 116.802 \cdot 0,4 = 3721.614 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

$$t_{\text{отк}} = 0.4\text{с} \text{ (див. [1] табл. (6.2.))}$$

$B_{*\text{пг}} = 0,56$, $T_* = 0.72$ - відносні тепловий і токовий імпульси періодичної складової струма генератора (див. [1] рис. (6.2.))

$$B_{\text{кп}} = 1223.988 + 3055.966 + 3721.614 = 8001.569 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

Імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи визначають з виразу:

$$B_{\text{ка}} = I_{\text{с}}^2 T_{\text{ас}} + I_{\text{пог}}^2 T_{\text{аг}} + \frac{4I_{\text{с}} I_{\text{пог}}}{\frac{1}{T_{\text{ас}}} + \frac{1}{T_{\text{аг}}}}$$

$$B_{\text{ка}} = 55.317^2 \cdot 0,06 + 116.802^2 \cdot 0,33 + \frac{4 \cdot 55.317 \cdot 116.802}{\frac{1}{0,06} + \frac{1}{0,33}} = 5997.79 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначиться як:

$$B_k = B_{кп} + B_{ка}$$

$$B_k = 8001.569 + 5997.799 = 13999.368 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

K₇

$$B_{кп} = B_{пс} + B_{пг} + B_{пг+с}$$

де

$$B_{пс} = I_c^2 \cdot t_{отк}$$

$$B_{пс} = 54.823^2 \cdot 0,4 = 1202.225 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

$$B_{пг} = B_{*пг} \cdot I_{пог}^2 \cdot t_{отк}$$

$$B_{пг} = 0,56 \cdot 54.823^2 \cdot 0,4 = 507.146 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

$$B_{пг+с} = 2 \cdot I_c \cdot T_* \cdot I_{пог} \cdot t_{отк}$$

$$B_{пг+с} = 2 \cdot 54.823 \cdot 0,72 \cdot 47.582 \cdot 0,4 = 1502.547 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

$$t_{отк} = 0.4\text{с} \quad (\text{див. [1] табл. (6.2.)})$$

$B_{*пг} = 0,56$, $T_* = 0.72$ - відносні тепловий і токовий імпульси періодичної складової струма генератора (див. [1] рис. (6.2.))

$$B_{кп} = 1202.225 + 507.146 + 1502.547 = 3211.918 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

Імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи визначають з виразу:

$$B_{ка} = I_c^2 T_{ас} + I_{пог}^2 T_{аг} + \frac{4I_c I_{пог}}{\frac{1}{T_{ас}} + \frac{1}{T_{аг}}}$$

$$B_{ка} = 54.823^2 \cdot 0,06 + 47.582^2 \cdot 0,326 + \frac{4 \cdot 54.823 \cdot 47.582}{\frac{1}{0,06} + \frac{1}{0,326}} = 1512.252 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначиться як:

$$B_k = B_{кп} + B_{ка}$$

$$B_k = 3211.918 + 1512.252 = 4724.169 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

K₄

При КЗ поблизу групи двигунів, наприклад у системі в.п. електростанції, необхідно враховувати їхній вплив на тепловий імпульс. Для визначення повного теплового імпульсу струму КЗ з урахуванням двигунів рекомендується користуватись формулою:

$$\begin{aligned} B_k &= I_{пос}^2 (t_{отк} + T_{асх}) + I_{под}^2 (0,5T'_д + T_{асх}) + 2I_{пос} I_{под} (T'_д + T_{асх}) = \\ &= 13.226^2 \cdot (0,3 + 0.052) + 12.698^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0.052) + 2 \cdot 13.226 \cdot 12.698 \cdot (0,07 + 0.052) = \\ &= 116.402 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}] \end{aligned}$$

де

$$T_{асх} = \frac{T_{ас} I_{пос} + T_{аД} I_{поД}}{I_{пос} + I_{поД}}$$

$$T_{асх} = \frac{0,063 \cdot 13.226 + 0,04 \cdot 12.698}{13.226 + 12.698} = 0.052 [с]$$

$$t_{отк} = 0.3 \quad (\text{див. [1] табл. (6.2.)})$$

$I_{пос}, I_{поД}, T_{ас}, T_{аД}, T'_{Д}$ - параметри режиму КЗ [1]. $T'_{Д} = 0,07 с$

1.7 Вибір гнучких збірних шин РП 500 кВ та РП 220 кВ.

Оскільки збірні шини по економічній густині струму не вибираються, приймаємо переріз по допустимому струму при максимальному навантаженні на шинах, рівному струму найбільш потужного приєднання, у нашому випадку це приєднання АТ і РП.

$$I_{АТЗ(500)} = 1.5 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1.5 \cdot \frac{801 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1387.373 [А]$$

Виходячи з того, що автотрансформатор при даному розташуванні блоків не може перебувати в перевантаженому режимі, приймаємо максимальний переток потужності через автотрансформатор 801 МВА.

$$I_{АТЗ(220)} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{801 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 2102.080 [А]$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід:

Ділянка ВРП500–АТЗ ВН:

АС500/204 (3 на фазу)

$$I_{доп} = 945 [А] \Rightarrow I_{max} = 2835 [А]$$

$$q = 496 [мм^2] \Rightarrow q_{\Sigma} = 496 \cdot 3 = 1488 [мм^2]$$

$$d = 34.5 [мм]$$

Ділянка ВРП220–АТЗ СН:

АС600/72 (2 на фазу)

$$I_{доп} = 1050 [А] \Rightarrow I_{max} = 2100 [А]$$

$$q = 580 [мм^2]$$

$$d = 33,2 [мм]$$

Перевірка за умовами корони

Перевірка за умовами корони необхідна для гнучких провідників при напрузі 35 кВ і вище. Розряд у виді корони виникає біля проводу при високих напруженостях електричного поля і супроводжується потріскуванням і світінням. Процеси іонізації повітря навколо проводу приводять до додаткових втрат енергії, до виникнення електромагнітних коливань, що створюють радіоперешкоди, і до утворення озону, що шкідливо впливає на поверхні контактних з'єднань. Правильний вибір провідників повинний забезпечити зменшення дії корони до припустимих значень.

Розряд у виді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_{0(550)} = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1.725}} \right) = 30.502 \quad \left[\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right]$$

де m - коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні проводу (для багатодровових проводів $m = 0,82$); $r_0 = \frac{D}{2}$ - радіус проводу [см].

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу визначається по формулі:

$$E_{(500)} = K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}} = 1.149 \cdot \frac{0.354 \cdot 525}{3 \cdot 1.725 \cdot \lg \frac{756}{14.027}} = 23.839 \quad \left[\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right]$$

де U - лінійна напруга ($U_{\max} = 525\text{В}$);

$r_{\text{ек}}$ — еквівалентний радіус розщеплених проводів

$$r_{\text{екв}} = \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2} = \sqrt[3]{1.725 \cdot 40^2} = 14.027 \quad [\text{см}], \text{ згідно з [3. Табл. 4.6.]}$$

D_{cp} - середня геометрична відстань між проводами фаз.

При горизонтальному розташуванні фаз

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D = 1.26 \cdot 600 = 756 \quad [\text{см}]$$

де D - відстань між сусідніми фазами.

$$K = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1.725}{40} = 1.149$$

де k - коефіцієнт який враховує число проводів n в фазі.

$$a = 40 \text{ (см)} - \text{згідно з [3. Табл. 4.6.]}$$

Дроти не будуть коронувати якщо найбільша напруженість поля в поверхні будь-якого поля не більше $0,9 \cdot E_0$. Таким чином, умова утворення корони можна записати у вигляді:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 23.839 < 0,9 \cdot 30.502$$

$$25.507 < 27.452$$

Таким чином, провід АС500/204 за умовою корони проходить.

Перевірку шин на електродинамічну стійкість, не виконуємо, згідно [1], оскільки $I_{п0} = 7,077 \text{ [кА]} < 20 \text{ [кА]}$.

Перевіримо провід АС600/72 за умовою корони .

$$E_{0(220)} = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}} \right) = 30.612 \quad \left[\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right]$$

$$E_{(220)} = K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}} = 1.111 \cdot \frac{0.354 \cdot 242}{2 \cdot 1.66 \cdot \lg \frac{504}{7.057}} = 15.460 \quad \left[\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right]$$

$$r_{экв} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1.66 \cdot 30} = 7.057 \quad [\text{см}]$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1.26 \cdot 400 = 504 \quad [\text{см}]$$

$$\kappa = 1 + 2 \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1.66}{30} = 1.111$$

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 15.46 < 0,9 \cdot 30.612$$

$$16.542 < 27.551$$

Таким чином, провід АС600/72 за умовою корони проходить.

Перевірку шин на електродинамічну стійкість, не виконуємо, згідно [1], оскільки $I_{п0} = 14,632 \text{ [кА]} < 20 \text{ [кА]}$, $i_y = 40.440 \text{ [кА]} > 50 \text{ [кА]}$.

1.8. Вибір гнучких збірних шин РП 500 кВ та РП 220 кВ

Проведемо вибір гнучких шин на інших ділянках схеми.
Вибір перерізу поводимо по економічній густині струму [3]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}},$$

де $I_{норм}$ – струм нормального режиму (без перевантажень); $J_{ек}$ – нормована густина струму, [А/мм²], [3, табл. 4.5].

Ділянка ВРП500-БТ1

$$I_{БТ1} = \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot U_{ном}} = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 500} = 1143.976 [A]$$

$$q_{ек} = \frac{1143.976}{1} = 1144 [мм^2].$$

Вибираємо

АС500/204 (3 на фазу)

$$I_{доп} = 945 [A] \Rightarrow I_{max} = 2835 [A]$$

$$q = 496 [мм^2] \Rightarrow q_{\Sigma} = 496 \cdot 3 = 1488 [мм^2]$$

$$d = 34.5 [мм]$$

$$q_{\Sigma} = 1488 [мм^2] > q_{ек} = 1144 [мм^2] \Rightarrow \text{умова виконується.}$$

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід не коронує.

Ділянка ВРП500–ЛЕП

$$I_{ЛЕП} = \frac{P_{пвх}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0.85} = 1222 [A]$$

$$q_{ек} = \frac{1222}{1} = 1222 [мм^2].$$

Вибираємо

АС500/204 (3 на фазу)

$$I_{доп} = 945 [A] \Rightarrow I_{max} = 2835 [A]$$

$$q = 496 [мм^2] \Rightarrow q_{\Sigma} = 496 \cdot 3 = 1488 [мм^2]$$

$$d = 34.5 [мм]$$

$$q_{\Sigma} = 1488 [мм^2] > q_{ек} = 1222 [мм^2] \Rightarrow \text{умова виконується.}$$

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід не коронує.

Ділянка ВРП220–БТ2-4

$$I_{БТ2-4} = \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot U_{ном}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 220} = 974.979 [A]$$

$$q_{ек} = \frac{974.979}{1} = 975 [мм^2].$$

Вибираємо

AC500/64 (2 на фазу)

$$I_{\text{доп}} = 945 \text{ [A]} \Rightarrow I_{\text{max}} = 1890 \text{ [A]}$$

$$q = 490 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow q_{\Sigma} = 490 \cdot 2 = 980 \text{ [мм}^2\text{]}$$

$$d = 34.5 \text{ [мм]}$$

$$q_{\Sigma} = 980 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{\text{ек}} = 975 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{умова виконується.}$$

Перевіримо провід AC500/64 за умовою корони .

$$E_{0(220)} = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,53}} \right) = 30.852 \quad \left[\frac{\kappa B}{\text{см}} \right]$$

$$E_{(220)} = K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\text{max}}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}} = 1.102 \cdot \frac{0.354 \cdot 242}{2 \cdot 1.53 \cdot \lg \frac{504}{6.775}} = 16.485 \quad \left[\frac{\kappa B}{\text{см}} \right]$$

$$r_{\text{экв}} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1.53 \cdot 30} = 6.775 \quad [\text{см}]$$

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D = 1.26 \cdot 400 = 504 \quad [\text{см}]$$

$$\kappa = 1 + 2 \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1.53}{30} = 1.102$$

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 16.485 < 0,9 \cdot 30.852$$

$$17.639 < 27.767$$

Таким чином, провід AC500/64 за умовою корони проходить.

Ділянка ВРП220–ЛЕП

$$I_{\text{ЛЕП}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0.85} = 617.487 [\text{A}]$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{617.487}{1} = 617,5 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Вибираємо

AC330/30 (2 на фазу)

$$I_{\text{доп}} = 680 \text{ [A]} \Rightarrow I_{\text{max}} = 1360 \text{ [A]}$$

$$q = 335 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow q_{\Sigma} = 335 \cdot 2 = 670 \text{ [мм}^2\text{]}$$

$$d = 24.8 \text{ [мм]}$$

$$q_{\Sigma} = 670 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{\text{ек}} = 617.5 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{умова виконується.}$$

Перевіримо провід AC330/30 за умовою корони .

$$E_{0(220)} = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,24}} \right) = 31.517 \quad \left[\frac{\kappa B}{\text{см}} \right]$$

$$E_{(220)} = K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}} = 1.083 \cdot \frac{0.354 \cdot 242}{2 \cdot 1.24 \cdot \lg \frac{504}{6.099}} = 19.508 \left[\frac{\kappa B}{cm} \right]$$

$$r_{екв} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1.24 \cdot 30} = 6.099 \text{ [cm]}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1.26 \cdot 400 = 504 \text{ [cm]}$$

$$\kappa = 1 + 2 \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1.24}{30} = 1.083$$

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 16.485 < 0,9 \cdot 30.852$$

$$20.873 < 28.366$$

Таким чином, провід АС330/30 за умовою корони проходить.

Ділянка ВРП220–ПРТВП1

$$I_{AT3} = \frac{S_{номПРТВП1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 220} = 83.98 [A]$$

$$q_{ек} = \frac{83.92}{1} = 84 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Ділянка ВРП220–ПРТВП1

$$I_{AT3} = \frac{S_{номПРТВП1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 220} = 105 [A]$$

$$q_{ек} = \frac{105}{1} = 105 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Вибираємо

АС330/30 (2 на фазу)

$$I_{доп} = 680 [A] \Rightarrow I_{\max} = 1360 [A]$$

$$q = 335 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow q_{\Sigma} = 335 \cdot 2 = 670 \text{ [мм}^2\text{]}$$

$$d = 24.8 \text{ [мм]}$$

$$q_{\Sigma} = 670 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{ек} = 105 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{умова виконується.}$$

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід не коронує.

Вибір комплектних екранованих струмопроводів.

Комплектні екрановані струмопроводи використовуються для з'єднання виводів потужних генераторів з під'єднуючими трансформаторами та ТВП, кожна фаза яких розміщена в закритому металічному корпусі. Вибір КЕС проводимо:

- 1) по типу генератора;
- 2) по напрузі $U_{ном.ген} \leq U_{ном.стр}$
- 3) по номінальному струму $I_{ном.ген} \leq I_{ном.стр}$

4) перевіряємо $i_{уд} \leq i_{дин}$

Таблиця 1.16. Основні технічні дані пофазно екранованих струмопроводів

Параметри	ТЭКН-П-24- 24000-560	ТЭКН-Е-20- 12500-400
Тип турбогенератора	ТГВ-800	ТГВ-300
Номинальна напруга кВ: Турбогенератора Струмопроводу	24 24	20 20
Номинальний струм А: Турбогенератора Струмопроводу	21400 24000	10200 12500
Електродинамічна стійкість кА	560	400
Струмоведуча шина $d \times S$, мм	650×15	420×15
Кожух (екран) $D \times \delta$, мм	1160×7	870×5
Міжфазна відстань А, мм	1500	1200
Тип опорного ізолятора	ОФР-24-750 кр	ОФР-20-500
Крок між ізоляторами, мм	3000	3000
Тип застосованого трансформатора напруги	ЗНОЛ. 06-24	ЗНОМ-20
Тип трансформатора струму	ТШВ-24-30000/5	ТШ-20-12000/5
Гранична довжина монтажного блоку або секції, м	6,5	6,5
Маса одного метра одної фази	210	125-145

Вибір КЕС для з'єднання трансформаторів власних потреб з КРП проводимо:

- 1) по напрузі $U_{ном} \leq U_{ном.стр}$
- 2) по номінальному струму $I_{ном.} \leq I_{ном.стр}$
- 3) перевіряємо $i_{уд} \leq i_{дин}$

Вибираємо комплектний екранований струмопровід **ТЗК-6-1600-81**.

Проведемо перевірку:

1) по напрузі $U_{ном} \leq U_{ном.стр}$
 $U_{ном} = 6 \text{ [кВ]} = U_{ном.стр} = 6 \text{ [кВ]}$

2) по номінальному струму $I_{ном.} \leq I_{ном.стр}$

$$I_{ном} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{ном.ПР\text{ТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466 \text{ [А]}.$$

$$I_{ном} = 1466 \text{ [А]} < I_{ном.стр} = 1600 \text{ [А]}$$

3) перевіряємо $i_{уд} \leq i_{дин}$
 $i_{уд} = 64.294 \text{ [кА]} < i_{дин} = 81 \text{ [кА]}$

Таблиця 1.18. Основні технічні дані комплектних струмопроводів.

Параметри	ТЗК-6-1600-81
Номинальна напруга кВ:	6
Номинальний струм А:	1600
Електродинамічна стійкість кА	81
Переріз струмоведучих шин (з алюмінію) мм	125×55×6.5
Розташування шин	По трикутнику
Характеристика кожуха:	
Форма	Циліндрична $D_n=555$
Матеріал	Сталь
Виконання по розділенню фаз:	
Без міжфазних перегородок	+
З міжфазними перегородками	—
Габарити, мм Ширина Висота	555 565
Гранична довжина блока	Не більше 5000
Маса, кг/м	90-106

Таким чином, обрані струмоведучі частини зможуть забезпечити передачу потужностей і надійну роботу усіх елементів схем.

1.9. Вибір комутаційної апаратури

Вибір вимикачів робитися для можливості відключення ними струмів КЗ. Допускається робити вибір вимикачів по основних параметрах:

по напрузі

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

по тривалому струмові

$$I_{ном} \leq I_{1ном}$$

$$I_{макс} \leq I_{1ном}$$

по електродинамічній стійкості

$$i_y \leq i_{дин}$$

$$I_{п0} \leq I_{дин}$$

по термічній стійкості

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$$

за умовою для симетричного струму відключення

$$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$$

по можливості відключення аперіодичної складового струму КЗ

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{\text{отк.ном}} / 100$$

Якщо умова $I_{\text{нт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$ дотримується, а $i_{\text{ат}} \geq i_{\text{а.ном}}$, то допускається робити перевірку по спроможності повного струму, що відключає КЗ

$$(\sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} \cdot (1 + \beta_n / 100))$$

Вибір роз'єднувачів набагато простіше вибору вимикачів, тому що роз'єднувач не призначений для відключення ні нормальних, ні, тим більше, аварійних струмів. У зв'язку з цим при їхньому виборі обмежуються визначенням необхідних робочих параметрів:

по напрузі

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

по тривалому струмові

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{1ном}}$$

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{1ном}}$$

по електродинамічній стійкості $i_y \leq i_{\text{дин}}$

по термічній стійкості

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$$

Обчислюємо $I_{\text{мах}}$ у кожній вітці, яка підходить до точки КЗ та приймаємо найбільше значення, А:

Для РП ВН:

$$I_{\text{мах.Г1}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{941 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 500} = 1143.976 [\text{A}]$$

$$I_{\text{мах.АТЗ}} = 1.5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1.5 \cdot \frac{801 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1387.373 [\text{A}]$$

$$I_{\text{мах.ЛЕП}} = \frac{P_{\text{пр.зд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{900 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0.85} = 1222.624 [\text{A}]$$

Розрахункові данні	Каталожні данні					
	Вимикач LTB-500-50/3150			Роз'єднувач SGF -500-3200		
$U_{\text{уст}} = 500$ кВ	$U_{\text{ном}} = 500$	кВ		$U_{\text{ном}} = 500$	кВ	
$I_{\text{мах}} = 1387,37$ А	$I_{\text{ном}} = 3150$	А		$I_{\text{ном}} = 3200$	А	
$I_{\text{п.т}} = 6,775$ кА	$I_{\text{отк ном}} = 40$	кА		-		
$i_{\text{а.т}} = 8,361$ кА	$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{\text{отк.ном}} / 100$ $i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 32 \cdot 40 / 100 = 18,102$			-		
$I_{\text{п0}} = 7,077$ кА	$I_{\text{дин}} = 40$	кА		$I_{\text{дин}} = 63$	кА	
$i_y = 19,489$ кА	$i_{\text{дин}} = 102$	кА		$i_{\text{дин}} = 160$	кА	
$B_k = 13,022$ (кА) ² с	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 4800,00$	(кА) ² с		$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 7938$	(кА) ² с	

Для РП СН:

$$I_{\text{мах.Г2-4}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 353 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 220} = 974.979 [\text{A}]$$

$$I_{\max, \text{АТЗ}} = 1.5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1.5 \cdot \frac{801 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 3153.12 [\text{A}]$$

$$I_{\max, \text{ЛЕП}} = \frac{P_{\text{пр.зд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0.85} = 617.487 [\text{A}]$$

Розрахункові данні			Каталожні данні					
			Вимикач LTV-220-63/3150			Роз'єднувач SGF -220/3200		
$U_{\text{уст}} =$	220	кВ	$U_{\text{ном}} =$	220	кВ	$U_{\text{ном}} =$	220	кВ
$I_{\text{max}} =$	3153,12	А	$I_{\text{ном}} =$	3150	А	$I_{\text{ном}} =$	3200	А
$I_{\text{п,т}} =$	13,774	кА	$I_{\text{отк ном}} =$	63	кА	-		
$i_{\text{а,т}} =$	17,691	кА	$i_{\text{з ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot \frac{I_{\text{отк ном}}}{100}$			-		
			$i_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot \frac{63}{100} = 40,093$					
$I_{\text{п0}} =$	14,632	кА	$I_{\text{дин}} =$	63	кА	$I_{\text{дин}} =$	50	кА
$i_{\text{у}} =$	40,440	кА	$i_{\text{дин}} =$	162	кА	$i_{\text{дин}} =$	125	кА
$B_{\text{к}} =$	55,665	(кА) ² с	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} =$	11907,00	(кА) ² с	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} =$	7500	(кА) ² с

Для АТЗ НН:

$$I_{\text{АТЗН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 527.863 [\text{A}]$$

Розрахункові данні			Каталожні данні					
			Вимикач ВР-35-40/2000			Роз'єднувач ГSGГ -35/2000		
$U_{\text{уст}} =$	35	кВ	$U_{\text{ном}} =$ 35 кВ			$U_{\text{ном}} =$ 35 кВ		
$I_{\text{max}} =$	527,86	А	$I_{\text{ном}} =$ 2000 А			$I_{\text{ном}} =$ 2000 А		
$I_{\text{п,т}} =$	7,845	кА	$I_{\text{отк ном}} =$ 40 кА			-		
$i_{\text{а,т}} =$	6,191	кА	$i_{\text{з ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot \frac{I_{\text{отк ном}}}{100}$			-		
			$i_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot 30 \cdot \frac{40}{100} = 16,971$					
$I_{\text{п0}} =$	7,845	кА	$I_{\text{дин}} =$ 40 кА			$I_{\text{дин}} =$ 32 кА		
$i_{\text{у}} =$	20,486	кА	$i_{\text{дин}} =$ 102 кА			$i_{\text{дин}} =$ 80 кА		
$B_{\text{к}} =$	16,001	(кА) ² с	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} =$ 4800,00 (кА) ² с			$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} =$ 3969 (кА) ² с		

Для власних потреб:

$$I_{\text{ВП}} = \frac{S_{\text{ном}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{32 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6.3} = 1466,286 [\text{A}]$$

Error! Not a valid link.

1.10. Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибір вимірювальних трансформаторів струму проведемо на прикладі трансформатора струму, встановленого на виводах генератора ТГВ-800.

Вибір проводимо за умовами:

По напрузі установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

По допустимому струму:

$$I_{\text{роб.мах}} < I_{\text{ном}};$$

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{ном Г}}}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 24} = 23.828 [\text{кА}]$$

Вибираємо трансформатор струму ТШВ-24-30000/5:

$$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 30000 \text{ А} > 23828 \text{ А.}$$

$$Z_{2\text{н}} = \frac{S_{\text{ТС}}}{5^2} = \frac{100}{25} = 4 [\text{Ом}]$$

На електродинамічну стійкість вбудовані трансформатори не перевіряються

По вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{н}},$$

де $Z_2 = \Sigma Z_{\text{пр}} + R_{\text{к}} + R_{\text{з.пров.}}$ – розрахункове навантаження; $R_{\text{к}} = 0.1 \text{ Ом}$ – опір контактів; $R_{\text{з.пров.}}$ – опір з'єднувальних проводів; $\Sigma Z_{\text{пр}} = \frac{\Sigma S_{\text{пр}}}{I_{2\text{н}}^2}$ – сумарний опір

приладів.

Для визначення сумарної потужності приладів скористаємося таблицею 1.19.

Схема включення приладів приведена на рис. 1.10.

Таблиця 1.19.

№ /п	Найменування приладів	Тип	Навантаження фази , ВА		
			А	В	С
1.	Амперметр	Э-377	0,1	0,1	0,1
2.	Амперметр регистрирующий	Н-344	-	10	-
3.	Ваттметр	Д-312	0,5	-	0,5
4.	Ваттметр регистрирующий	Н-348	10	-	10
5.	Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
6.	Лічильник активної енергії	И-680	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження			13,6	10,1	13,6

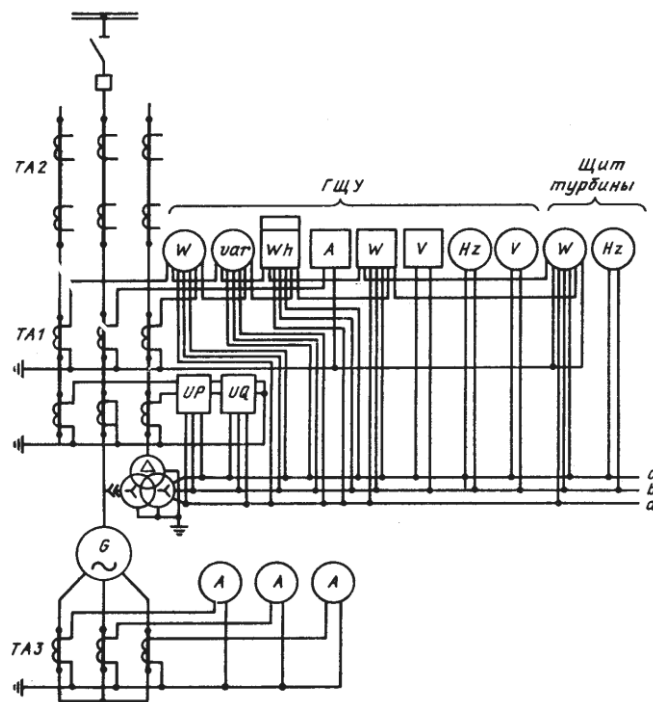


Рисунок 1.10 Схема включення вимірювальних приладів до трансформатора струму та напруги.

Опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \frac{13,6}{5^2} = 0,544 \text{ Ом}$$

Опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2\text{н}} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_{\text{к}} = 4 - 0,544 - 0,1 = 3,356 \text{ [Ом]}.$$

Переріз з'єднувальних проводів:

$$F_{\text{з.н}} \geq \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{R_{\text{з.пров.}}} = \frac{0,0283 \cdot 30}{3,356} = 0,253 \text{ [мм}^2\text{]},$$

де $\rho = 0,0283$ – питомий опір матеріалу проводу;

$l_{\text{розр}} = 30$ м – довжина з'єднувальних проводів.

Вибираємо контрольний кабель АКРВГ з мідними жилами перерізом $2,5 \text{ мм}^2$.

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.

Вибір трансформаторів напруги проводимо на прикладі трансформатора напруги, встановленого на виводах генератора ТГВ-800.

Вибір проводимо по напрузі установки:

$$U_{\text{н.тн}} \geq U_{\text{н.уст.}}$$

Попередньо вибираємо трансформатор ЗНОЛ.06-24УЗ

$$U_{\text{н.тн}} = 24 \text{ кВ} = U_{\text{н.уст.}} = 26,5 \text{ кВ}.$$

Перевіримо вибраний трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2\text{н}} \geq S_{2\text{розр.}},$$

де $S_{2\text{н}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$ (в класі точності 0.5 [3]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги; $S_{2\text{розр.}}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2\text{розр.}}$ складемо таблицю навантаження

трансформатора напруги таблиця 9.2. Перелік вимірювальних приладів, встановлених на виводах генератора ТГВ-800 приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [3]. Схема включення приладів зображена на рис. 1.20.

Таблиця 1.20

Назва	Тип	P_{ab}	Q_{ab}	P_{bc}	Q_{bc}	P_{ca}	Q_{ca}	$\cos \varphi$
Вольтметр	Э-335	-	-	2	-	-	-	1
Ватметр	Д-335	1.5	-	1.5	-	1,5	-	1
Варметр	Д-335	1.5	-	1.5	-	1,5	-	1
Датчик акт. Енергії	Е-825	-	-	10	-	-	-	1
Датчик реакт. енергії	Е-830	-	-	10	-	-	-	1
Лічильник акт. Потужності	И-680	2	4,85	2	4,85	2	4,85	0,38
Ватметр	Д-305	2	-	2	-	2	-	1
Частотомір	Э-371	-	-	3	-	-	-	1
Сумарне значення		7	4,85	32	4,85	7	4,85	

Розрахункове навантаження:

$$S_{ab} = \sqrt{P_{ab}^2 + Q_{ab}^2} = \sqrt{7^2 + 4.85^2} = 8.516[B \cdot A]$$

$$S_{bc} = \sqrt{P_{bc}^2 + Q_{bc}^2} = \sqrt{32^2 + 4.85^2} = 32.365[B \cdot A]$$

$$S_{ca} = \sqrt{P_{ca}^2 + Q_{ca}^2} = \sqrt{7^2 + 4.85^2} = 8.516 [B \cdot A]$$

$$S_a = \frac{S_{ab} + S_{ac}}{2} = \frac{8.516 + 8.516}{2} = 8.516[B \cdot A]$$

$$S_b = \frac{S_{ab} + S_{bc}}{2} = \frac{8.516 + 32.365}{2} = 20.44[B \cdot A]$$

$$S_c = \frac{S_{bc} + S_{ac}}{2} = \frac{32.365 + 8.516}{2} = 20.44[B \cdot A]$$

По більшому значенню перевіряємо умову: $S_{2н} \geq S_{2розр.}$,

$$S_{2розр} = 20,440 \text{ ВА} < S_{2н} = 75 \text{ ВА},$$

умова виконується.

Таблиця 1.21

№	Місце встановлення	Тип трансформатора напруги	U_n ом, кВ
1	Виводах генератора ТГВ-800	ЗНОЛ.06-24УЗ	24
2	Виводах генератора ТГВ-300	ЗНОМ-20-63У2	20
3	Шини РП ВН – 500 кВ	НДЕ-500-72У1	500
4	Шини РП СН – 220 кВ	НКФ-220-58У1	220

Таблиця-9.4

№	Місце встановлення	Тип трансформатора струму	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А
1	Виводах генератора ТГВ-800	ТШВ-24-30000/5	24	30000

2	Виводах генератора ТГВ-300	ТШ-20-12000/5	20	12000
3	Шини РП ВН –500 кВ	ТФРМ 500Б У1	500	2000
4	Шини РП СН –220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1	220	1500

1.11. Вибір апаратури для обмеження перенапруг, шунтуючих реакторів та високочастотних загороджувачів

Для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг приймаються вентильні розрядники, які складаються з колонки іскрових проміжків, шунтовані нелінійними резисторами, і нелінійних робочих резисторів, розташованих у герметично закритій фарфоровій кришці.

Розрядники вибирають по напрузі установки. В нейтралі трансформатора розрядники встановлюються на клас нижче напруги установки. Вибираємо розрядники з [2.табл.5.20.]. Усі вибрані розрядники занесені до табл.1.22.

Таблиця 1.22

Місце встановлення	U _{ном} , кВ	Тип ОПН
ЛЕП-500	500	ОПНп-500
Виводи БТ 2-4	220	ОПНп -220М
Виводи БТ 1	500	ОПНп -500
ЛЕП-220	220	ОПНп -220М
ВН АТЗ	500	ОПНп -500
СН АТЗ	220	ОПНп -220М
НН АТЗ	35	ОПНп -35
ТГВ-800	24	ОПНП -20
ТГВ-300	20	ОПНп -15

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 500 та 220 кВ. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 500 кВ:

$$I_{\max \text{ ЛЕП}500} = \frac{P_{\text{пр.зд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{900 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,85} = 1222,624 [\text{A}]$$

Вибираємо високочастотний загороджувач **ВЗ-1250-0,5У1**.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: 1222,624 [\text{A}] < 1250 [\text{A}].$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: 500 [\text{kV}] = 500 [\text{kV}];$$

Проводимо перевірку

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$19,489 [\text{kA}] < 80 [\text{kA}].$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

$$13,022 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}] < 31.5^2 \cdot 1 = 992.25 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}].$$

Всі умови виконується.

Максимальний струм в лінії 220 кВ:

$$I_{\text{max. ЛЕП330}} = \frac{P_{\text{пр.зд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0.85} = 617.5 [\text{А}]$$

Вибираємо загороджувач **ВЗ-630-0,5У1.**

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}: 617,5 [\text{А}] < 630 [\text{А}].$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: 220 [\text{кВ}] = 220 [\text{кВ}];$$

Проводимо перевірку

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$40,44 [\text{кА}] < 41 [\text{кА}].$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

$$55,665 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}] < 16^2 \cdot 1 = 256 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}].$$

Всі умови виконується.

Шунтуючі реактори встановлюємо на ЛЕП.

ЛЕП 500 –ОПН-500У1

ЛЕП 220 –ОПН-220У1.

1.12. Вибір установки постійного струму

Для живлення кіл управління, сигналізації, автоматики, а також живлення найбільш відповідальних механізмів на КЕС передбачена установка постійного струму.

На проєктованій КЕС встановлюємо одну акумуляторну батарею на два енергоблоки, яка експлуатується в режимі постійного підзаряду .

Розрахунок струмів навантаження проведемо у табличній формі таблиця 1.23.

Таблиця 1.23

Електроприймач	Кількість	$P_{\text{ном}}$ кВт	$I_{\text{ном}}$,А	$I_{\text{розр}}$,А	$I_{\text{пуск}}$,А	Розрахункове ав. навантаження	
						$I_{\text{ав}}$,А	$I_{\text{т}}$,А
Постійне навантаження	-	-	-	70	-	70	70
Аварійне освітлення	-	-	-	250	-	250	-
Привід вимикачів 2 х ВЭ – 6 ПЭ – 22	2	-	250	-	-	-	500
Перетворювальний агрегат оперативного	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасосу ущільнення генератора	1	32	168	150	420	150	-
Електродвигун аварійного маслонасосу системи змашування	2	42	216	200	540	200	540
ВСЬОГО						700	1140

Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, що працює в режимі постійної підзарядки, зображено на рис.1.11.

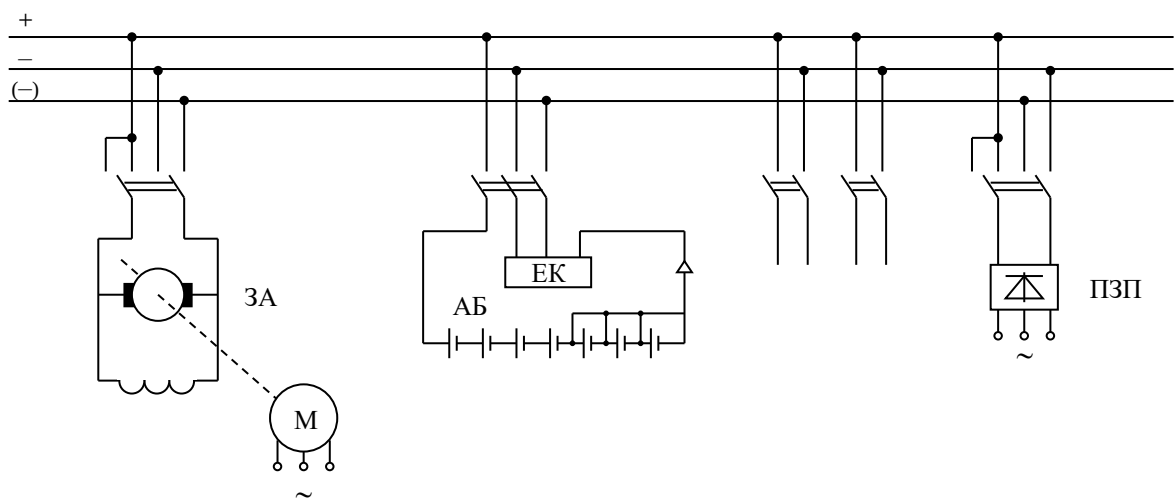


Рисунок 1.11. Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, що працює в режимі постійної підзарядки (АБ - акумуляторна батарея; ЕК - елементний комутатор; ПЗП - підзарядний пристрій; ЗА - зарядний агрегат; Д - привідний електродвигун змінного струму).

В режимі короткочасного навантаження визначимо значення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача $85\% U_{\text{ном}}$, з врахуванням падіння напруги в кабелі $5\% U_{\text{ном}}$. Розрахуємо кількість елементів батареї:

- основних (приєднаних до шин установки в режимі постійної підзарядки):

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}},$$

де $U_{ш} = 230 \text{ В}$ [3] – напруга на шинах; $U_{пз} = 2.15 \text{ В}$ [3] – напруга на елементі в режимі підзарядки.

$$n_0 = \frac{230}{2.15} = 107 \text{ шт.}$$

Загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_p},$$

де $U_p = 1.75 \text{ В}$ [3] – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

$$n = \frac{230}{1.75} = 131 \text{ шт.};$$

-додаткових:

$$n_{доd} = n - n_0 = 131 - 107 = 24 \text{ шт.}$$

Виходячи із тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 1.05 \cdot \frac{670}{25} = 28.14;$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;

$I_{ав}$ – допустимий струм півгодинного аварійного розряду, приведений до першого номера акумулятора;

$j = 25 \text{ А/Н}$ [3] – розрахункова температура електроліту.

Приймаємо найближчий більший типовий номер:

$$N = 32 \text{ (СК-32)}.$$

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N = \frac{I_T}{46} = \frac{1140}{46} = 24.78 < 32$$

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j > \frac{I_T}{N},$$

де j визначається по кривим [1] для основних елементів із умови забезпечення:

$$j = \frac{1140}{32} = 35.625 \frac{\text{A}}{\text{N}}$$

Струм розряду $j=35.625$ відповідає значенню $\frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = 91\%$, яке задовольняє

умову, за якою мінімальна напруга на приводі вимикача повинна бути $85\%U_{\text{H}}$ з урахуванням падіння напруги в кабелі $5\%U_{\text{H}}$.

Отже приймаємо для встановлення акумуляторну батарею типу СК-32.

Підзарядний пристрій вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги у нормальному режимі. Струм підзарядки приймаємо $0.15 \cdot N$ [1].

Розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0.15 \cdot N,$$

де $I_{\text{пост}}$ – струм постійно включеного навантаження.

$$I_{\text{ПЗП}} = 70 + 0.15 \cdot 32 = 74.8 \text{ [A]}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0 = 2.15 \cdot 107 = 230.5 \text{ [V]}.$$

Приймаємо підзарядний пристрій ВАЗП-380/260-40/80.

Розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0.05 \cdot 32 = 1.6 \text{ A};$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}} = 2.15 \cdot 24 = 51.6 \text{ В};$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3, який поставляється комплектно з панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЭХ-9045-00А2.

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{\text{ЗП}} = I_{\text{пост}} + 5N; \quad U_{\text{ЗП}} = U_3 \cdot n.$$

$$I_{\text{ЗП}} = 70 + 5 \cdot 32 = 230 \text{ [A]}; \quad U_{\text{ЗП}} = 2.75 \cdot 131 = 360.25 \text{ [В]}.$$

Вибираємо зарядний агрегат, що складається з генератора постійного струму типу П-101 ($P_{\text{ном}} = 65 \text{ кВт}$, $U_{\text{ном}} = 270 \text{ В}$, $I_{\text{ном}} = 296 \text{ А}$) і асинхронного двигуна типу А2-91-4 ($P_{\text{ном}} = 75 \text{ кВт}$).

1.13. Розрахунок блискавкозахисту ВРП 500 кВ

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ).

Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом (рис. 1.12.а, б).

h_x – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити; h – висота блискавковідводу; L – відстань між блискавковідводами.

h_x, h, L – беруться на підставі обраної схеми ВРП [5].

r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}.$$

b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

R – радіус дуги, що з'єднує вершини двох БВ і точку, розташовану на перпендикулярі, проведеному з середини відстані між БВ на висоті h_0 :

$$R = 4 \cdot h - h_0, [\text{м}].$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

$$h_x = 24 [\text{м}]; h = 44 [\text{м}]; L_{1-2} = 64 [\text{м}].$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (44 - 1,25 \cdot 24) = 21 [\text{м}];$$

$$h_0 = 4 \cdot 44 - \sqrt{9 \cdot 44^2 + 0,25 \cdot 64^2} = 40.177 [\text{м}];$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (40.177 - 1,25 \cdot 24) = 30.530 [\text{м}];$$

$$R = 4 \cdot 44 - 24 = 135.823 [\text{м}].$$

Результати всіх інших розрахунків зведені в таблиці 1.24 Намалюємо у масштабі отримані зони захисту (рис. 1.12 а, б). Якщо є не перекриті зони, то збільшуємо висоту БВ.

Таблиця 1.24

$L, \text{ м}$	$h_0, \text{ м}$	$b_x, \text{ м}$	$r_x, \text{ м}$
$L_{1-2} = L_{2-3} = L_{3-4} = L_{5-6} = L_{6-7} = L_{7-8} =$ $L_{9-10} = L_{10-11} = L_{11-12} = L_{13-14} = L_{14-15} = L_{15-16} = 64$	40, 177	30, 53	21
$L_{1-5} = L_{5-9} = L_{9-13} = L_{2-6} = L_{6-10} = L_{10-14} =$ $L_{3-7} = L_{7-11} = L_{11-15} = L_{4-8} = L_{8-12} = L_{12-16} = 55,33$	41, 132	33, 395	21
$L_{1-6} = L_{6-11} = L_{11-16} = L_{2-7} = L_{7-12} = L_{3-8} =$ $L_{5-10} = L_{10-15} = L_{9-14} = 84,6$ $L_{4-7} = L_{7-10} = L_{10-13} = L_{3-6} = L_{6-9} = L_{2-5} =$ $L_{8-11} = L_{11-14} = L_{12-15} = 84,6$	37, 387	22, 162	21

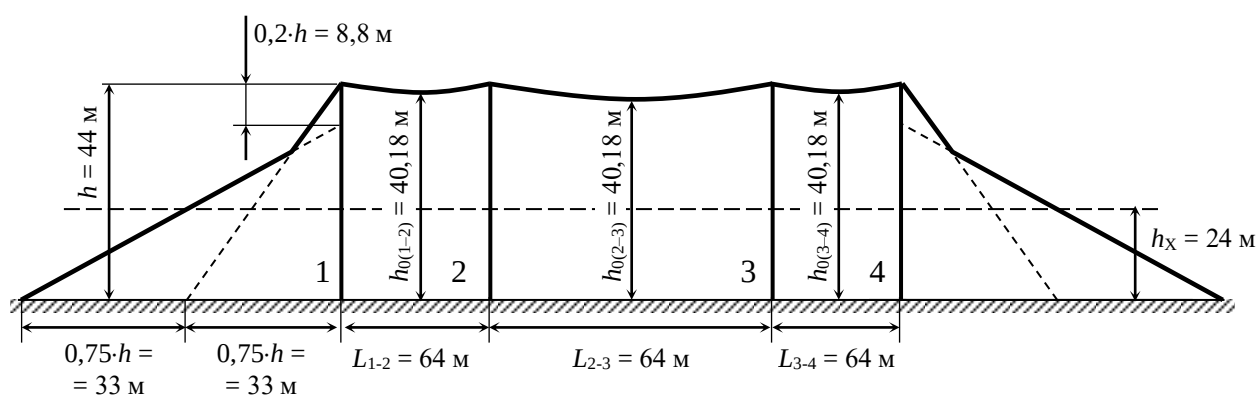


Рисунок 1.12.а. Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

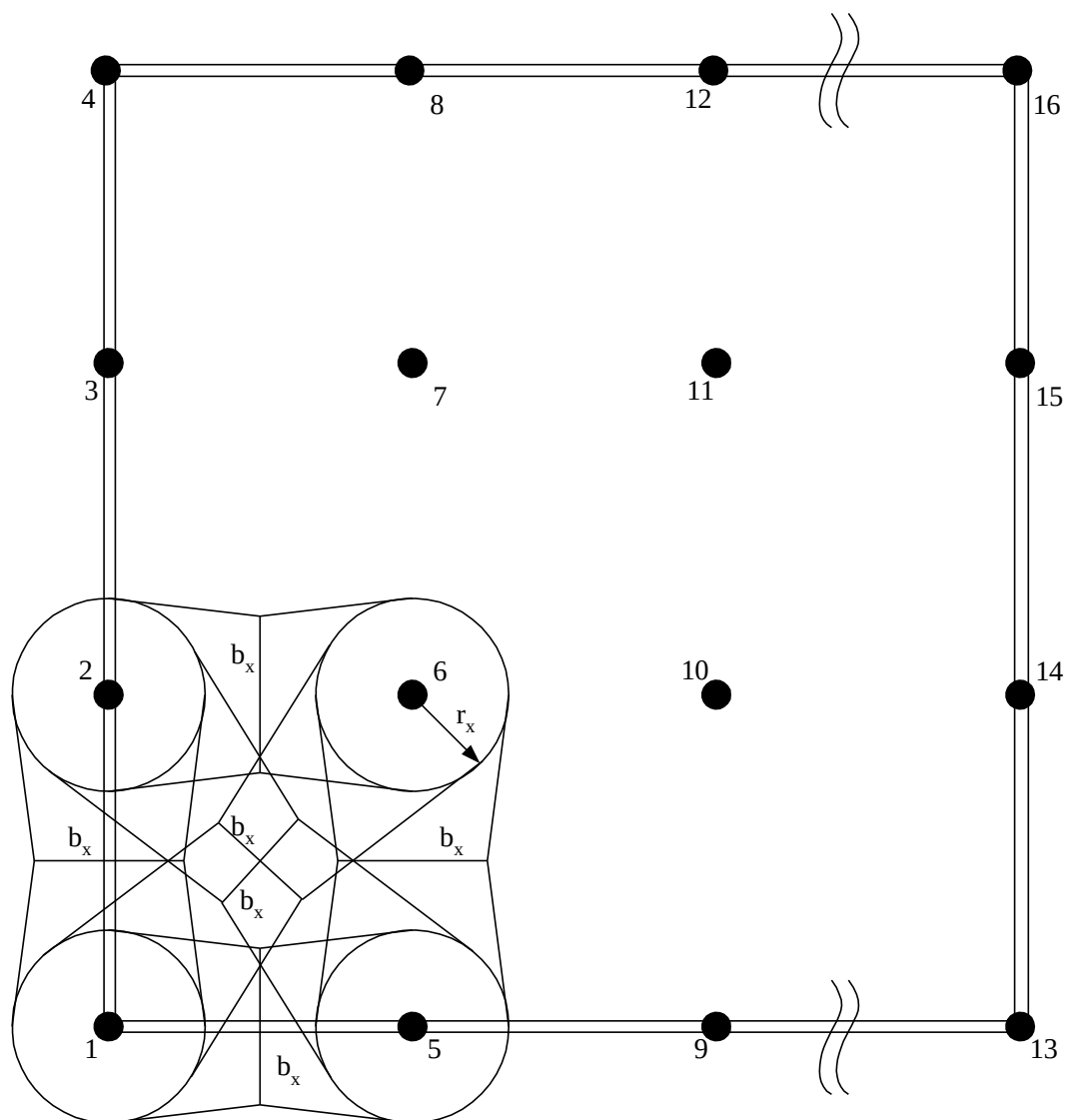


Рисунок 1.12 б. Зони захисту РП блискавковідводами, вид зверху

Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП.

2 Часткові розряди в маслонаповненому обладнанні

2.1 Основні види часткових розрядів в силових трансформаторах.

У силових високовольтних трансформаторах застосовується, головним чином, масло-бар'єрна ізоляція, яка складається з шарів, що чергуються електрокартоном і нафтовим маслом. З цих двох компонентів при впливі змінної і імпульсної напруги найбільш навантажені масляні канали. Так, наприклад, в області рівномірного поля співвідношення між напруженням в маслі E_m і в електрокартоні E_k дорівнює:

$$\frac{E_m}{E_k} = \frac{\epsilon_k}{\epsilon_m} \approx 2. \quad (2.1)$$

Так як електрична міцність масла в 3-4 рази менше міцності просоченого, електрокартону, то ч. р. виникають насамперед у прошарках масла.

У силових трансформаторах локальні підвищення напруженості електричного поля, достатні для виникнення ч. р., Можуть виникати в різних місцях, причому небезпека ч. р. певної інтенсивності істотно залежить від місця їх виникнення. Так, інтенсивні ч. р. у вигляді стримерної корони в чисто масляному проміжку (наприклад, з фланця прохідного ізолятора) при впливі робочої напруги або перенапруги представляють істотно меншу небезпеку, ніж аналогічні ч. р. в масло-бар'єрній ізоляції (наприклад, пробій масляного каналу), так як в останньому випадку ці ч. р. призводять до незворотних руйнувань твердої ізоляції. Крім того, ч. р. однакової інтенсивності, що виникають в різних місцях по довжині обмотки, призводять до різних реєструється значенням удаваного розряду внаслідок загасання сигналу при його проходженні по обмотці. Ці обставини істотно ускладнюють встановлення небезпечних рівнів ч. р. при різних впливах.

Можна виділити наступні види ч. р. в ізоляції силових трансформаторів:

- 1) пробою масляного каналу в масло-бар'єрній ізоляції середній частині обмотки;
- 2) пробою масляного каналу в області краю обмотки;

- 3) пробою масляного зазору в місці зіткнення ізолюваного проводу та електрокартону або паперу (ізоляція відводів, перемичок, міжфазна ізоляція);
- 4) ч. р. в бумажномасляній ізоляції на відводах, перемичках і т.п.;
- 5) пробою масляного каналу між котушками (в поздовжньої ізоляції);
- 6) частковий пробій виткової ізоляції;
- 7) ковзний розряд по поверхні електрокартону.

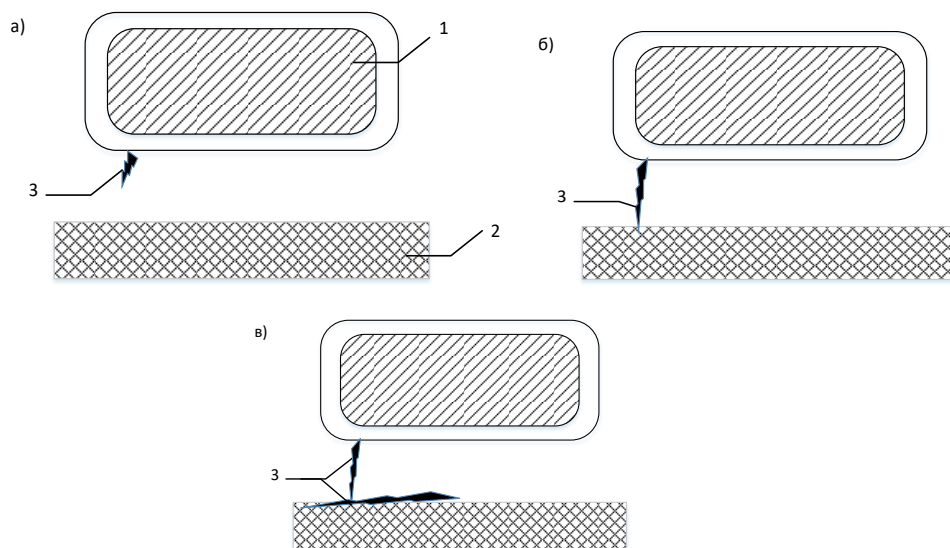


Рисунок 2.1. Схема розвитку пробою масляного каналу.

1 - обмотка; 2 - бар'єр; 3 - розряд.

Схема розвитку пробою масляного каналу приведена на рис. 2.1. Такий пробій найчастіше призводить до місцевих незворотних ушкоджень твердої ізоляції (обвуглені сліди на поверхні або в товщі твердої ізоляції електрокартону або паперу) і можливого подальшого розвитку цих ушкоджень. Для ізоляції трансформатора важливо не тільки збереження її ізолюючих властивостей в момент пробою масляного каналу, а й збереження її тривалої міцності в процесі подальшої експлуатації. Тому напруга, що приводить до пробою масляного каналу, прийнято ототожнювати з пробивною напругою масло-бар'єрної ізоляції, яка визначає її короточасну електричну міцність.

У головній ізоляції трансформаторів висока напруженість виникає біля поверхні проводу обмотки $E_{max} = (2 \div 2.5)E_m$, де E_m — напруженість в середині масляного каналу, яка визначається за формулою:

$$E_m = \frac{U}{r_{cp} \sum \frac{1}{\epsilon_i} \ln \frac{r_i}{r_{i-1}}}. \quad (2.2)$$

де $r_{\text{ср}}$ — радіус поверхні, що проходить через середину масляного каналу;
 r_i — радіус граничної поверхні i -го шару; ε_i — діелектрична проникність i -го шару.

У зв'язку зі значним спотворенням поля в першому масляному каналі, як правило, пробої наступають перш за все в цьому каналі, що розділяє обмотку і перший бар'єр з картону.

Характерними особливостями умов роботи масло-бар'єрної ізоляції в трансформаторах і реакторах є відсутність відкритих металевих поверхонь електродів в місцях найбільшої напруженості поля і відсутність гострих кромek і кутів на електродах. Тому початкові ч. р. локалізуються не у поверхні металу, а у поверхонь ізоляції, в першу чергу — в місцях стиків ізоляційних деталей. Іншим осередком початкових ч. р. є місця торкання бар'єрів і ізольованого проводу обмотки в переходах і перемичках. На рис. 2.2 показано виконання ізоляції у внутрішній поверхні обмотки і картина електричного поля в цьому вузлі.

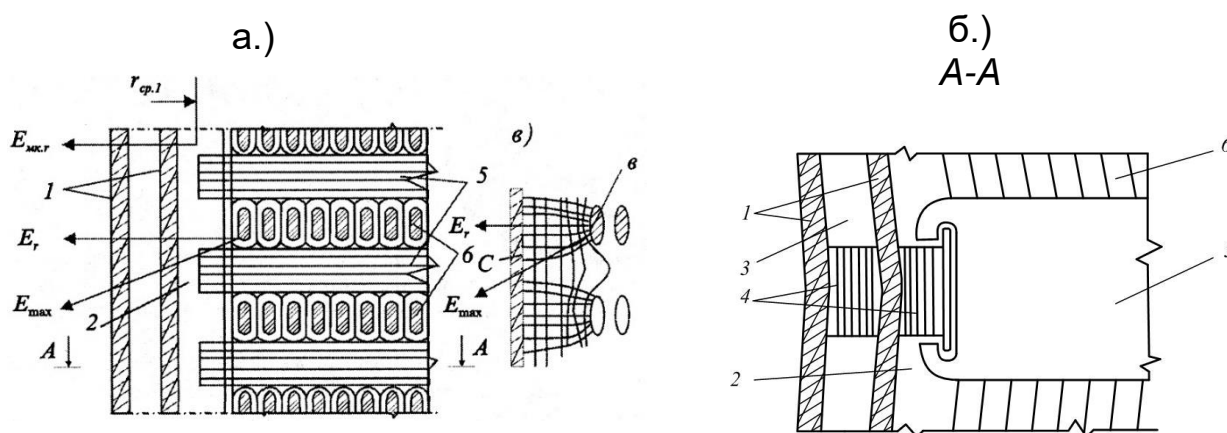


Рисунок 2.2. Ескіз виконання ізоляції у внутрішній поверхні обмотки (а) і картина електричного поля в масляному каналі поблизу обмотки (б)

2.2 Руйнування масло-бар'єрної ізоляції часткових розрядів

Електричне старіння масло-бар'єрної ізоляції полягає в тому, що в результаті початкових ч. р. малої інтенсивності відбувається розкладання масла, що супроводжується виділенням газу (головним чином, водню) і утворенням важких смолистих речовин, частково випадають з масла і осідають на поверхні ізоляційних деталей або на дні бака у вигляді чорного шламу. Освіта газу небезпечно тим, що він може накопичуватися в таких вузлах ізоляції, звідки вихід бульбашок є важким. З плином часу газовий міхур може досягти таких розмірів, що в ньому самому почнуться ч. р. високої інтенсивності, які сприятимуть подальшому газовиділенню і можуть зруйнувати тверду ізоляцію. Освіта шламу, частково розчиняється в маслі, частково осідає на поверхні ізоляції, небезпечно тим, що збільшується $\tan \delta$ ізоляції в цілому і погіршується відвід тепла з поверхні ізоляції.

Інтенсивність слабких початкових ч. р. в масло-бар'єрній ізоляції лежить в межах від $10^{-12} - 10^{-10}$ Кл. Якщо ці розряди відбуваються навіть поблизу відкритої поверхні паперу і картону, з їх впливом на тверду ізоляцію можна не рахуватися. Вельми тривалий (протягом декількох років) вплив початкових ч. р. на папір і картон призводить тільки до відкладення на поверхні нерозчинного шламу. При цьому ізоляція залишається цілком працездатною.

Більш інтенсивні ч. р. на рівні $10^{-9} - 10^{-8}$ Кл найчастіше виникають при пробоях масляного прошарку, вузького масляного клина або газових бульбашок з діаметром більше 1 мм. Такі повторювані пробої викликають рясне газовиділення і розвиток ч.р. вздовж поверхонь картону або в його товщі. При цьому можлива поява сильно розгалуженого обвуглене каналу по поверхні або в товщі електрокартону, захоплюючого великі поверхні (десятки квадратних дециметрів) і отримав назву «повзе розряду». На рис. 2.3 приведена фотографія ізоляційної прокладки, що знаходилася в зоні розвитку такого розряду.

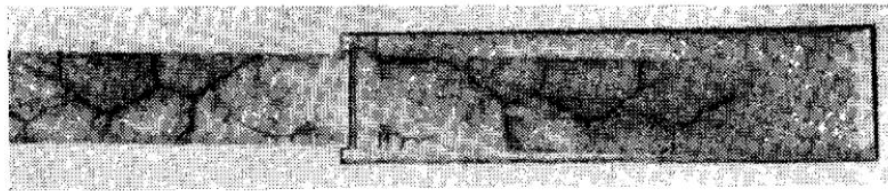


Рисунок 2.3 Фотографія прокладки зі слідами повзучого розряду.

Повзучий розряд розвивається, як правило, в вузькій щілині між двома притиснутими один до одного поверхнями ізоляційних деталей або в товщі електрокартону, між його шарами. Розрядний канал замикає вузький масляний зазор, наприклад між виступаючим переходом обмотаного ізоляцією проводом і картонним циліндром. Цей розрядний канал має високу температуру, при якій може виникнути обвуглювання картону вздовж каналу. Його можна розглядати як провідник, на кінці якого різко збільшується напруженість електричного поля і утворюються нові пробої в маслі, нове обвуглювання картону і т. д. Весь процес розвивається тривало і має пульсуючий характер: при пробі нові ділянки зростає струм, з ростом струму збільшується падіння напруги в каналі і падає напруга на кінці каналу, який просувається. При цьому поле в кінці слабшає і пробої масла припиняються. Відповідно зменшується падіння напруги на обвугленому картоні і знову зростає напруженість поля в кінці каналу розряду. Для просування повзучого розряду велике значення мають газові бульбашки, що утворилися у кінця каналу за рахунок розкладання масла. Енергія, передана електронами стримера молекулам рідини, витрачається в основному на збільшення кінетичної енергії молекул рідини, тобто на підвищення температури. Коли остання досягне температури кипіння, відбудеться місцеве закипання рідини і утворення високопровідного каналу лідера в газі (плазми) з дуже малим падінням напруги. Такий канал обмеженої довжини викликає різке збільшення напруженості поля у його межі і виникнення більш інтенсивних ковзаючих розрядів по поверхні ізоляційного бар'єру. Там, де канал розряду, що має високу температуру, доторкається поверхні ізоляційного бар'єру (електрокартону, ізоляційної паперу), масло, яке просякнуло картон або папір, випаровується і утворюються білі пагони, зникаючі незабаром після припинення розряду.

Якщо енергія, що виділяється в каналі розряду, досить велика, то температура каналу може досягти 2-3 тис. градусів, в результаті чого на поверхні ізоляції, по якій розвивається розряд, виникають обвуглені сліди у вигляді гіллястих чорних пагонів.

Оцінимо інтенсивність ч. р., Що призводять до тих чи інших руйнувань на поверхні ізоляції.

Оскільки температура інтенсивної термічної деструкції картону лежить в інтервалі $275-400^{\circ}\text{C}$, можна прийняти температуру картону в місці пошкодження ч. р. рівній $350-380^{\circ}\text{C}$.

Енергія, необхідна для нагрівання картону в місці ч.р.

$$W_T = m_K c_K \Delta T \quad (2.3)$$

де m_K — маса обвугленого картону; c_K — теплоємність картону; $\Delta T \approx 300\text{ K}$ — різниця температур.

Як показує аналіз пошкоджень ізоляції силових трансформаторів; сумарна, довжина обвуглених доріжок в початковій стадії руйнування приблизно дорівнює 1 см, перетин — біля 10^{-4} см^2 , а маса обвуглені картону — приблизно 10^{-4} г . Енергія, витрачена на нагрівання цього обсягу паперу на 300°C , становить $\sim 0,1\text{ Дж}$. Якщо припустити внаслідок короткочасності процес нагрівання адіабатичним і знехтувати тепловідводом від місця виникнення ч. р., то енергія ч. р., що призводить до обвуглювання прийнятого обсягу картону, дорівнює також 0,1 Дж. Для ізоляції силових трансформаторів класу 220 кВ це відповідає уявному заряду ч. р. $q_{\text{чр}} = 3 \times 10^{-7} - 10^{-6}\text{ Кл}$.

За експериментальними даними в силових трансформаторах при робочій напрузі мають місце ч. р. з уявним зарядом від 3×10^{-12} до $3 \times 10^{-9}\text{ Кл}$.

Аналіз показує, що тривале існування ч. р. з інтенсивністю $10\text{-п-}10 \sim 10\text{ Кл}$ при робочому напрузі не призводить до помітних пошкоджень ізоляції і, очевидно, є безпечним. Тривале існування (протягом десятка годин і більше) ч. р. з інтенсивністю $10^{-11} - 10^{-10}\text{ Кл}$ призводить до появи слідів на картоні;

кілька імпульсів з інтенсивністю $10^{-7}—10^{-6}$ Кл викликають обвуглювання картону.

2.3 Тривала міцність масло-бар'єрної ізоляції і допустимі напруженості

Визначення тривалої електричної міцності масло-бар'єрної ізоляції нашо́вхується на значні труднощі. Це пов'язано з тим, що електрична міцність цієї ізоляції дуже слабо знижується зі збільшенням тривалості впливу. У зв'язку з цим незначне зниження напруги витримки призводить до різкого збільшення часу витримки до пробою.

На рис. 3.4 приведена залежність відносного значення, що ушкоджує напрузі від тривалості впливу, отримана на моделях масло-бар'єрної ізоляції типу МБІС і МБІК. Як випливає з цього малюнка, зниження напруги витримки на 10-15% нижче однохвилинної пробивної напруги призводить до збільшення часу витримки до пробою, (терміну служби) від 1 хв до 100 ч. При терміні служби від 10^{-1} с до десятків хвилин пробою каналу не підготовується попередніми ч. р. з інтенсивністю менше 10^{-7} Кл. На ділянці від десятків хвилин до 100 ч в ряді випадків при витримці моделей протягом $10^4—10^5$ с було відзначено зростання інтенсивності ч. р. в процесі витримки.

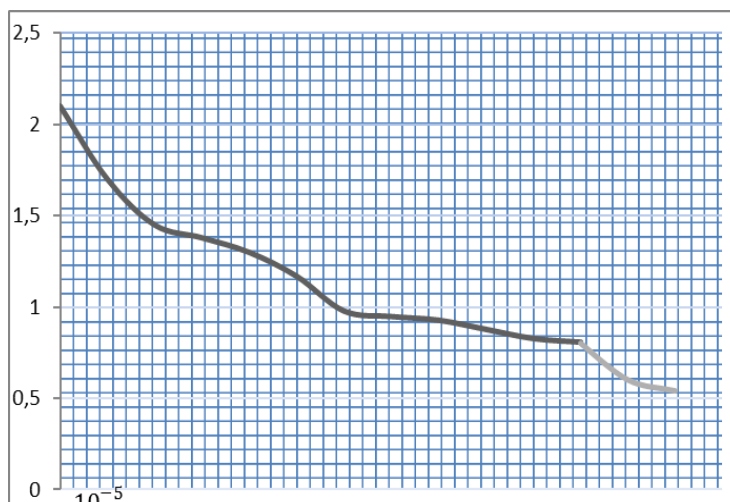


Рисунок 2.4 Залежність відносної ушкодженої напруженості від тривалості впливу.

Проте подальші випробування аналогічних моделей за часів витримки до 100 ч не підтвердили зростання інтенсивності ч. р. в процесі витримки і перед пробом. За часів витримки від 1 хв до 100 ч порушення міцності масло-бар'єрної ізоляції не пов'язане з будь-якими тривалими, що готують процес пробом. За даними відносна міцність масло-бар'єрної ізоляції при часах витримки від 1 хв до 100 ч зменшується приблизно на 15%.

Для залежності $U_{\text{пр}}$ від часу витримки τ може бути запропонована формула:

$$\frac{\tau_2}{\tau_1} = \left(\frac{U_{\text{пр}1}}{U_{\text{пр}2}} \right)^a. \quad (2.4)$$

де a за даними різних авторів лежить в межах від 55 до 74.

При визначенні допустимих напруженостей електричного поля при короткочасних діях в ізоляції силових трансформаторів на підставі випробування моделей можна користуватися наступною методикою. За цією методикою в залежності $E_{\text{мк пр min}}$ вводиться поправочний коефіцієнт, що враховує невелику кількість дослідів, використаних для отримання цієї залежності; менші в порівнянні з реальним трансформатором розміри зразка (з урахуванням розподілу напруги по обмотці реального трансформатора і обмеженості зони з граничними напруженням електричного поля); можливі відхилення в розмірах елементів ізоляції.

Інтервал між $E_{\text{мк пр min}}$ і напруженістю при однохвилинних випробуваннях напругою промислової частоти $E_{\text{ісп}}$ може бути прийнятий 15%, тобто $E_{\text{ісп}} = 0,85 E_{\text{мк пр min}}$.

Наприклад, для конструкції ізоляції середини обмотки з масляним каналом 10 мм допустима напруженість в масляному каналі при однохвилинне впливі напруги 50 Гц дорівнює 70 кВ/см, при впливі внутрішніх перенапруг — 140 кВ/см і при впливі атмосферних перенапруг — 190 кВ/см. $E_{\text{ісп}}$ є допустимою сумарною напруженістю з урахуванням осьового поля обмотки, причому осьова складова напруженості повинна визначатися окремо, наприклад по картині поля

обмотки для моменту часу, відповідного максимальній напрузі в найближчому до середини обмотки каналі.

Допустимі напруженості при короткочасних впливах можуть бути визначені також на підставі статистичного розкиду характеристик масло-бар'єрної ізоляції. З достатнім ступенем надійності (більш 0,99) допустима напруженість може бути визначена за формулою:

$$E_{\text{ісп}} = k_s (E_{\text{мк пр}} - 3\sigma_E). \quad (2.5)$$

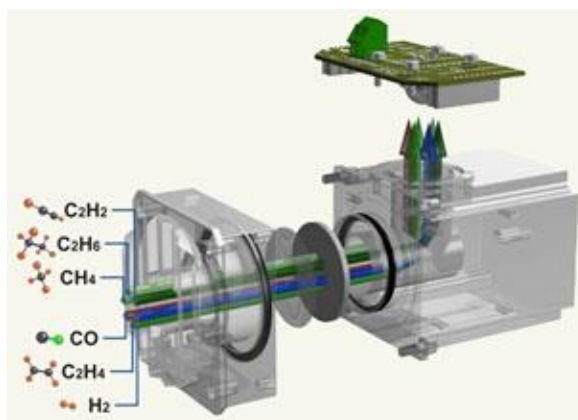
де $E_{\text{мк пр}}$ і σ_E — середня пробивна напруженість і середньо-квадратичне відхилення напруженості пробою масляного каналу; k_s — коефіцієнт, що враховує відмінність в площах електродів моделі і еквівалентного електрода для обмотки (з урахуванням розподілу напруги по обмотці).

З огляду на, що при однохвилинне додатку напруги 50 Гц в разі заземленої нейтралі в області досить високих напруженостей знаходиться приблизно 0,15 довжини обмотки, і приймаючи $\sigma_E / E_{\text{мк пр}} = 0.08$ маємо $E_{\text{ісп}} = 0.7 E_{\text{мк пр}}$, що в підсумку практично збігається з рекомендаціями.

Допустима напруженість при робочій напрузі для масло-бар'єрної ізоляції в даний час може бути визначена орієнтовно, виходячи з ряду міркувань: відсутність ч. р. з удаваним зарядом більш 10^{-10} Кл, дослідження тривалої електричної міцності масло-бар'єрної ізоляції з урахуванням електротермоокислювального старіння, відсутність газовиділення в маслі (збільшення газомісткості масла) за рахунок процесів при впливу напруженості. Цим умовам відповідає допустима середня напруженість в масляному каналі від 30 до 50 кВ/см в залежності від ряду конструктивних і технологічних характеристик ізоляції.

2.4 Дослідження газів в маслі на основі пристрою HYDROCAL

HYDROCAL 1001 — Комбінований датчик газів в маслі.



Пристрій HYDROCAL 1001 це стаціонарно встановлюваний комбінований датчик газів в маслі, призначений для аналізу наступних розчинених в трансформаторному маслі ключових газів (ЗПКГ = Зважена повна концентрація горючих газів).

Ключові газы:

- Водень (H₂) приблизно 25 %
- Чадний газ (CO) приблизно 15 %
- Метан (CH₄) < 5 %

- Ацетилен (C_2H_2) приблизно 45 %
- Етилен (C_2H_4) приблизно 20 %
- Етан (C_2H_6) < 5 %

На підставі залучення майже всіх важливих ключових газів у зважену повну концентрацію газів HYDROCAL 1001 реагує незалежно від конкретної причини пошкодження.

Таким чином, він ідеальний, компактний і недорогий інструмент особливо для раннього виявлення пошкоджень.

Пристрій HYDROCAL 1001 обладнаний одним аналоговим виходом 4-20 mA для результату аналізу концентрації газів в маслі і 3 цифровими релейними виходами (аварійний сигнал H_i , аварійний сигнал H_i-H_i , несправність).

Основні переваги:

- Комбінований вимір водню (H_2), чадного газу (CO), метану (CH_4), ацетилену (C_2H_2), етилену (C_2H_4) і етану (C_2H_6).
- Комунікаційні інтерфейси ETHERNET 10/100 Мбит/с (мідний або оптоволоконний кабель) і RS 485 (протокол комунікації специфічний, MODBUS, підготовка до стандарту MEK 61850, DNP3, і т.д.).

3 АНАЛІЗ МЕТОДІВ, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ ДЛЯ РОЗПІЗНАВАННЯ ТИПІВ ДЕФЕКТІВ ОБЛАДНАННЯ, ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ В МАСЛІ ГАЗІВ

3.1 Діагностичні схеми для розпізнавання типу дефекту

Однією з найбільш поширених діагностичних схем для розпізнавання типу дефекту, прогнозованого за результатами АРГ, є аналіз найбільш характерних відношень газів. Рішення про тип дефекту приймається на основі порівняння значень відношень газів, отриманих в результаті розрахунку за виміряними концентраціям, зі значеннями відношень газів, що регламентовані чинними стандартами. Наприклад, в стандартах [1-4] для розпізнавання типу дефекту регламентовані значення трьох відношень газів: CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ і $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$. В методиці Дорненбурга [5] використовуються чотири відношення: CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$, $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$ и $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$. В методиці Роджерса [6] також використовуються значення чотирьох відношень: CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ и $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$. Як приклад у табл. 1 приведені значення відношень газів, регламентовані останньою редакцією стандарту ІЕС 60599 [1], в табл. 2 та табл. 3 діагностична схема розпізнавання типу дефекту відповідно до методики Роджерса. По цій методиці гази розміщуються по зростанню температури розкладу ізоляції. В залежності від значення відношень газів їм присвоюються кодові числа (див. табл. 2), за якими ставиться діагноз. Слід зазначити, що в діючому в Україні нормативному документі і кількість відношень газів, і їх значення збігаються з методикою МЕК.

Діагностичний висновок ґрунтується на поєднанні кодів, що присвоюються в залежності від відношення концентрацій газів, та значення (чи інтервалу значень) відповідних відношень концентрацій газів. Діагностичні висновки по комбінації кодів представлені в табл. 3.1

Таблиця 3.1 – Інтерпретація результатів АРГ по стандарту МЕК 60599

Діагностичний висновок	Співвідношення концентрацій характерних газів		
	R_2 (C_2H_2/C_2H_4)	R_1 (CH_4/H_2)	R_6 (C_2H_4/C_2H_6)
Часткові розряди	NS ¹⁾	<0,1	<0,2
Розряди низької енергії	>1	0,1-0,5	>1
Розряди високої енергії	0,6-2,5	0,1-1	>2
Перегрів при $t < 300^\circ C$	NS*	>1 (NS)*	<1
Перегрів в діапазоні температури $300^\circ C < t < 700^\circ C$	<0,1	>1	1–4
Перегрів при $t > 700^\circ C$	<0,2**	>1	>4

Таблиця 3.2 – Співвідношення концентрацій газів та їхні коди по методу Роджерса

Співвідношення концентрацій газів	Значення	Коди
CH_4/H_2 (R_1)	<0,1	5
	>0,1<1,0	0
	>1<3	1
	>3	2
C_2H_6/CH_4 (R_5)	<1	0
	>1	1
C_2H_4/C_2H_6 (R_6)	<1	0
	>1	1
	<3	
	>3	2
C_2H_2/C_2H_4 (R_2)	<0,5	0
	>0,5<3	1
	>3	2

В методиці CIGRE SC-15 [7] значення кожного відношення задаються без урахування значень решти відношень: якщо $C_2H_2/C_2H_6 > 1$, то прогноуються розряди, якщо $H_2/CH_4 > 10$, то часткові розряди, а якщо $C_2H_4/C_2H_6 > 1$, то перегрів.

Наведені приклади наочно ілюструють, що відомі методики по розпізнаванню типу дефекту відрізняються не тільки кількістю використовуваних відношень, але і їх значеннями, а також кількістю

дефектів, що розпізнаються, та використовуваними діагностичними схемами.

Таблиця 3.3 – Діагностичні висновки по комбінації кодів

Коди				Діагностичний висновок
R_1	R_5	R_6	R_2	
0	0	0	0	Нормальний стан
5	0	0	0	Часткові розряди
1,2	0	0	0	Незначний перегрів < 150 °C
1,2	1	0	0	Незначний перегрів (150–200) °C
0	1	0	0	Незначний перегрів (200–300) °C
0	0	1	0	Перегрів провідників
1	0	1	0	Циркуляційні струми в обмотках
1	0	2	0	Струми в магнітопроводі та бакові, «гаряча» точка
0	0	0	1	Поверхневі розряди
0	0	1,2	1,2	Дугові процеси
0	0	2	2	Тривале іскріння
5	0	0	1,2	«Повзучий» розряд
$CO_2/CO > 11$				Підвішена температура в твердій ізоляції

В роботі [8] виконано аналіз графічних методів розпізнавання, показано, що як координати, за якими визначається тип дефекту, можуть бути використані різні діагностичні критерії. Наприклад, значення відношень газів використовуються в прямокутнику Дорненбурга [1, 5] та в квадраті ETRA [3, 9]. В трикутниках Дюваля [10] і GATRON [9] тип дефекту визначається по значенню відсоткового вмісту газів (CH_4 , C_2H_4 , C_2H_2 в методі Дюваля і H_2 , C_2H_2 та зважена сума вуглеводневих газів CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_6 , и C_3H_8 в методі GATRON). А в методі ключового газу [11] тип дефекту визначається по відсотковому вмісту п'яти газів H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 и C_2H_2 . В методі номограм [12] тип дефекту визначається по графічному образу, який будується по відношенню п'яти газів (H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 і C_2H_2) до газу з максимальним вмістом. При цьому тип дефекту визначається шляхом порівняння отриманої номограми з еталонною.

На додаток до методів, що регламентуються відомими стандартами, в літературних джерелах наведено велика кількість публікацій, в яких описані

авторські методи розпізнавання типу дефекту. Значний об'єм публікацій [13-19] присвячений використанню нейронних мереж для розпізнавання типу дефектів. Слід відзначити, що в більшості робіт [13-16] як вхідні дані для розпізнавання типу дефекту використовувались значення відношень газів регламентовані в [1]. У [17] вхідними даними для нейронної мережі були як відношення з [1], так і відношення газів регламентовані в [6], а в [18] тільки відношення регламентовані в [6]. В [19] як вхідні дані використані відсоткові вмісти газів вуглеводневого ряду та водень. Ще одним напрямком вдосконалення процедури розпізнавання типу дефекту, що прогнозується за результатами АРГ, є використання апарату нечіткої логіки [20-23]. Однак, в цих роботах для розпізнавання типу дефекту використовуються виключно значення відношень газів, регламентовані стандартами [1, 2, 5-6]. В [25] розпізнавання типу дефектів пропонується виконувати, використовуючи правила асоціації, но при цьому для розпізнавання використовуються відношення з [1]. В [25] для розпізнавання типу дефекту розроблена інтелектуальна експертна система, але в ній також використовуються значення відношень газів регламентованих в [5] та [6]. А в роботі [26] запропоновано гібридний метод розпізнавання з використанням методу ключового газу та відношень газів зі стандартів [1, 2, 6]. В роботах [26-30] для діагностики стану МНО використано метод векторної релевантності. При цьому в [26-29] тип дефекту визначається на основі аналізу концентрацій газів вуглеводневого ряду та водню, а в [30] для розпізнавання дефекту використовувались координати графічних образів.

Досить велика кількість опублікованих робіт [15, 17, 18, 21, 31] присвячена оцінці достовірності різних методів розпізнавання. Виконаний аналіз наведених в цих роботах результатів показує, що при використанні різних методів достовірність розпізнавання суттєво відрізняється для дефектів різного типу. Більш того, в роботі [32] показано, що графічні образи дефектів, побудовані за результатами АРГ обладнання зі схожими значеннями відношень газів і близьким відсотковим вмістом газів, можуть

відрізнятися. Водночас значення відношень газів для дефектів, що мають схожі графічні образи також суттєво різняться. Крім того в МНО зі схожими значеннями відношень газів, відсотковий вміст газів, також може відрізнятися. У зв'язку з цим вдосконалення методів розпізнавання типу дефектів високовольтного обладнання за результатами АРГ є актуальною та практично значущою задачею.

3.2 Аналіз вмісту газів в обладнанні з дефектами різного типу

Результати АРГ по 2567 одиницям обладнання з дефектами різного типу були використані як вихідні дані. Ці дані отримані автором в результаті як співробітництва з енергетичними компаніями України, так і наведені у відкритих літературних джерелах.

Результати АРГ були розбиті на окремі масиви по типу встановленого дефекту. Для кожної одиниці обладнання були розраховані значення відношень газів. В процесі розрахунку аналізувались значення відношень газів: C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6 , значення яких регламентовані в [1-4]. Крім того розраховувались значення відношень C_2H_2/CH_4 і C_2H_2/C_2H_6 , які регламентовані методикою Дорненбурга [5], і значення відношення C_2H_6/CH_4 , яке регламентовано методикою Роджерса [6]. Для зниження погрішності, розрахунок виконувався тільки за умови, якщо значення концентрацій газів, що складають дане відношення, перевищували значення, що відповідають «межі появи газів в маслі». Ці значення залежать як від чутливості хроматографа, так і від методики вимірювання і, згідно з [3], складають: $H_2=50$, $CH_4=C_2H_6=C_2H_4=15$ та $C_2H_2=3$ мкл/л. Якщо розраховані значення відношень виходили за межі діапазону значень, регламентованого чинними стандартами для даного дефекту, то результати АРГ для даної одиниці обладнання переносились в інший масив.

Після цього для кожної одиниці обладнання визначався відсотковий вміст газів [13]:

$$A_{i\%} = 100 \frac{A_i}{\Sigma},$$

де $A_{i\%}$ – відсотковий вміст даного газу; A_i – значення концентрації даного газу;

Σ – сума концентрацій газів вуглеводневого ряду та водню в пробі масла.

Розраховані значення порівнювались між собою та у випадку різниці у відсотковому вмісті результати АРГ переносились в інший масив.

Як графічний метод інтерпретації було використано метод номограм. Суть методу [13, 3] полягає в тому, що в пробі масла визначається газ з максимальною концентрацією, далі розраховуються величини відношень кожного газу до газу з найбільшою концентрацією. Будується графік номограми, на якому по осі абсцис розміщують гази строго в наступному порядку: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , а по осі ординат відкладають розраховані відношення. Отримані точки сполучаються лінією. Отриманий графік порівнюється з еталонними номограмами і вибирається та, де досягається максимальний збіг. Ця номограма і визначає вид дефекту. Використовуючи даний метод для кожної одиниці обладнання, були побудовані номограми. Ці номограми порівнюються між собою і у випадку наявності візуальних відмінностей між ними, навіть при близьких значеннях відношень газів і їхнього відсоткового вмісту, результати АРГ переносились в інший масив.

В результаті сформовано 118 масивів з ідентичними значеннями відношень газів, близьким вмістом газів і схожими номограмами. В даних масивах представлені результати АРГ обладнання як з електричними розрядами з різним ступенем інтенсивності, так і з перегрівами з температурами нижче $150^{\circ}C$, $150-300^{\circ}C$, $300-500^{\circ}C$, $500-700^{\circ}C$ та вище $700^{\circ}C$, а також перегрівами з різною температурою, які супроводжуються електричними розрядами з різним ступенем інтенсивності. В таблиці 4 наведено розподіл масивів з однорідними значеннями відношень газів, відсоткового вмісту газів і схожими графічними образами дефектів

(фактично з різними типами дефектів) по критерію газу з максимальним вмістом.

Таблиця 3.4 – Розподіл масивів з однорідними значеннями відношень газів, відсоткового вмісту газів і схожими графічними образами дефектів (фактично з різними типами дефектів) по критерію газу з максимальним вмістом

Газ з максимальним вмістом	Кількість однорідних масивів
H ₂	41
CH ₄	20
C ₂ H ₆	13
C ₂ H ₄	30
C ₂ H ₂	14
Загалом	118

Як видно з таблиці найбільше число різновидів дефектів трапилося в обладнанні, в результатах АРГ якого газом з максимальним вмістом є водень. Такими дефектами є відкладення Х-воску, часткові розряди низької та високої енергії, розряди низької енергії, іскрові розряди з різним ступенем інтенсивності, повзучі розряди та розряди по поверхні, дугові розряди, а також перегріву з температурою менше 150°C, і розряди з різним ступенем інтенсивності, що супроводжуються перегрівами.

Для обладнання, в результатах АРГ якого газом з максимальним вмістом є метан, основними дефектами є часткові розряди, перегріву в діапазонах температур 150-300°C і 300-700°C, а також перегріву, що супроводжуються частковими розрядами, розряди низької та високої енергії.

Максимальна концентрація етану виявлена у 252 одиницях МНО. Для цього обладнання основними дефектами є відкладення Х-воску, часткові розряди, перегріву в діапазоні температур 150-300°C і перегріву, що супроводжуються розрядами з різним ступенем інтенсивності. Слід відзначити, що в жодному з чинних стандартів по інтерпретації результатів АРГ не наведені графічні образи для дефектів з максимальним вмістом етану. Водночас, як видно з таблиці 4, авторами виділено 13 таких дефектів.

Для обладнання, в пробах АРГ якого етилен має максимальний вміст, основними дефектами є перегрів в діапазоні температур 500-700°C, перегрів температурою вище 700°C, а також перегрів, що супроводжується частковими розрядами і розрядами низької та високої енергії.

Для 239 одиниць дефектного обладнання, для якого газом с максимальною концентрацією є ацетилен, виділено 13 груп дефектів, в тому числі часткові розряди, розряди низької та високої енергії, а також часткові розряди, розряди низької та високої енергії, що супроводжуються нагрівом.

Сформовані 118 масивів з ідентичними значеннями відношень газів, близьким вмістом газів і схожими номограмами зі вказанням типу та причини дефектів були використані як навчальна вибірка для розробки багатокритеріального методу розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ.

3.3 Багатокритеріальний метод розпізнавання типу дефектів високовольтного обладнання за результатами аналізу розчинених в маслі газів

Отримані значення відношень газів і відсоткового вмісту газів для обладнання з дефектами різного типу, а також значення координат графічних образів (відношення газів до газу з максимальним вмістом) є координатами об'єктів, що діагностуються та визначають тип прогнозованого пошкодження. Слід відзначити, що і значення відношень газів, і їх відсотковий вміст задаються у вигляді діапазонів значень. Як приклад в таблиці 5 наведені значення відсоткового вмісту газів в обладнанні, в якому виявлені іскрові, повзучі розряди, а також розряди з низькою та високою щільністю енергії. Значення відношень газів для даного обладнання наведені в таблиці 6. Як видно з таблиці 5, навіть для дефектів одного типу вміст газів може суттєво відрізнятися, що істотно обмежує можливість розпізнавання типу дефекту тільки з використанням цього критерію, як регламентовано в методі ключового газу. Порівнюючи дані з

таблиці 6 з регламентованими значеннями відношень газів з табл. 1-3 легко побачити, що для деяких дефектів (наприклад №1, 2, 10, 11, 12) значення відношень газів відповідають одночасно декільком типам дефектів, наприклад частковим розрядам (значення відношень $\text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,1$) і розрядам з високою щільністю енергії (значення відношень $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 > 2$ і $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 > 1$), що також ускладнює визначення типу дефекту і, в деяких випадках, може призвести до відмови від розпізнавання, що рівносильно пропуску дефекту.

Таблиця 3.5 – Значення відсоткового вмісту газів в обладнанні, в якому виявлені іскрові, повзучі розряди, а також розряди з низькою і високою щільністю енергії

№	Тип дефекту	Вміст газів, %				
		H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
1	Іскрові розряди. $N=5$	48-70	0,5-6	0,3-10	25-40	0,04-1,5
2	Іскрові розряди. $N=6$	45-77	4-7,5	0-2	8-34	6-18
3	Іскрові розряди. $N=48$	35-80	6-29	0-13	3-40	0-3,3
4	Іскрові розряди. $N=65$	26-89	6-32	0,01-15	0,5-30	0,1-28
5	Повзучі розряди $N=41$	29-74	5-42	0-5,5	5,5-35	2-25
6	Розряди низької енергії. $N=17$	40-86	8-31	0,1-23	0,01-8	0,7-32
7	Розряди низької енергії. $N=5$	33-48	32-45	5-22	0,3-3	0,5-13
8	Розряди низької енергії. $N=16$	40-65	4-17	8,5-25	1,0-10	10-38
9	Розряди низької енергії. $N=12$	5-37	1,2-16	10-32	2-22	25-60
10	Розряди низької енергії. $N=7$	55-83	2,5-6,5	1,0-10	1,5-11	10-30
11	Розряди низької енергії. $N=77$	44-90	1-8	0-5	0,1-22	5,5-44
12	Розряди низької енергії. $N=3$	25-45	1-4	0,2-15	4-15	35-55
13	Розряди низької енергії. $N=31$	34-75	5-25	1-15	1,8-15,2	5-36
14	Розряди низької енергії. $N=10$	10-36	4-25	4-14	5-22	33-67
15	Розряди високої енергії. $N=139$	30-78	0,1-29	0-14	0,1-28	10-45
16	Розряди високої енергії. $N=114$	0-2	0-1	0-5	1-45	50-98
17	Розряди високої енергії. $N=122$	4-44	0-23	0-11	1-36	28-88

В таблиці N – кількість одиниць МНО, за якими отримані значення відсоткового вмісту газів.

Як показано в [36], навіть при одному й тому ж дефекті, для обладнання одного і того ж типу, отримані номограми можуть суттєво відрізнятися, як один від одного, так і від еталонних номограм. Для врахування дрейфу значень координат номограм, в [37] запропоновано

використовувати не еталонні номограми, а еталонні області, які будуються за результатами АРГ обладнання з одним і тим же типом дефекту.

Як значення меж еталонних областей використовуються максимальні та мінімальні значення координат (відношень кожного з газів до газу з максимальною концентрацією), отриманих однорідних масивів результатів АРГ обладнання.

Таблиця 3.6 – Значення відношень газів в обладнанні, в якому виявлені іскрові, повзучі розряди, а також розряди з низькою і високою щільність енергії.

№	Значення відношення газів					
	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$
1	0,02-0,096	0,2-10	4-16	0,003-0,23	0,01-0,04	0,005-0,05
2	0,02-0,09	0,2-0,35	4,2-10,3	0,25-3,3	3,4-9,9	0,13-0,96
3	0,12-0,5	0,07-1,3	1,3-18,6	0,002-0,19	0,012-0,6	0,002-0,099
4	0,1-0,93	0,06-1,3	1-4,92	0,001-4,3	0,11-3,73	0,1-0,99
5	0,12-0,86	0,03-0,35	5,2-14,1	0,02-3,57	0,65-11,5	0,1-0,982
6	0,1-0,71	0,02-0,87	0,12-0,88	0,03-1,4	0,141-4,14	1,05-4,47
7	0,92-0,98	0,14-0,63	0,06-0,23	0,014-0,39	0,1-0,63	1,1-9,9
8	0,11-0,39	0,88-2,22	0,11-0,66	0,99-5,90	0,47-4,13	1,8-35,6
9	0,78-0,922	2,0-6,14	0,49-1,0	2,4-11,6	1,04-4,65	1,33-8,5
10	0,05-0,08	0,29-1,47	1,0-1,26	1,9-2,87	1,9-8,2	1,8-6,7
11	0,014-0,099	0,007-1,03	3,4-35,6	0,09-30,5	5,88-180,6	1,361-11,7
12	0,05-0,086	0,01-0,08	2,75-15,2	12,9-44	3-161	2,8-10,6
13	0,12-0,509	0,107-0,68	1,0-1,88	0,39-4,1	2,06-7,29	1,1-4,92
14	0,353-0,854	0,194-1,45	1,0-1,765	1,48-4,032	2,77-7,64	1,78-4,33
15	0,1-0,774	0,05-1,25	2,8-22	0,1-8,2	3,1-69,6	1,01-12,7
16	0,147-0,66	4,8-67,2	7,8-104,4	103-1020	15-167,2	1,2-92
17	0,1-0,99	0,06-1,4	2,0-30,9	1,2-32	3,4-249,3	1,02-18,5

Як приклад на рис. 3.1 -3.3 наведені графічні області дефектів, побудовані за результатами АРГ обладнання зі значеннями відсоткового вмісту газів і відношень газів з табл. 3.5 і табл. 3.6. Суцільною лінією на рисунках вказано центр області, який збігається з номограмою дефекту, пунктирними лініями виділені нижня та верхня межа області дефекту. Номер графічної області збігається з порядковим номером дефекту з табл. 5-6. Порівнюючи графічної області, наведені на рис. 3.1-3.3, зі значеннями

відношень газів і їх відсотковим вмістом з табл. 5 і 6 легко побачити, що для дефектів зі схожими графічними областями (№1-5 на рис. 3.1) і значення відношень газів і їх відсотковий вміст можуть суттєво відрізнятися.

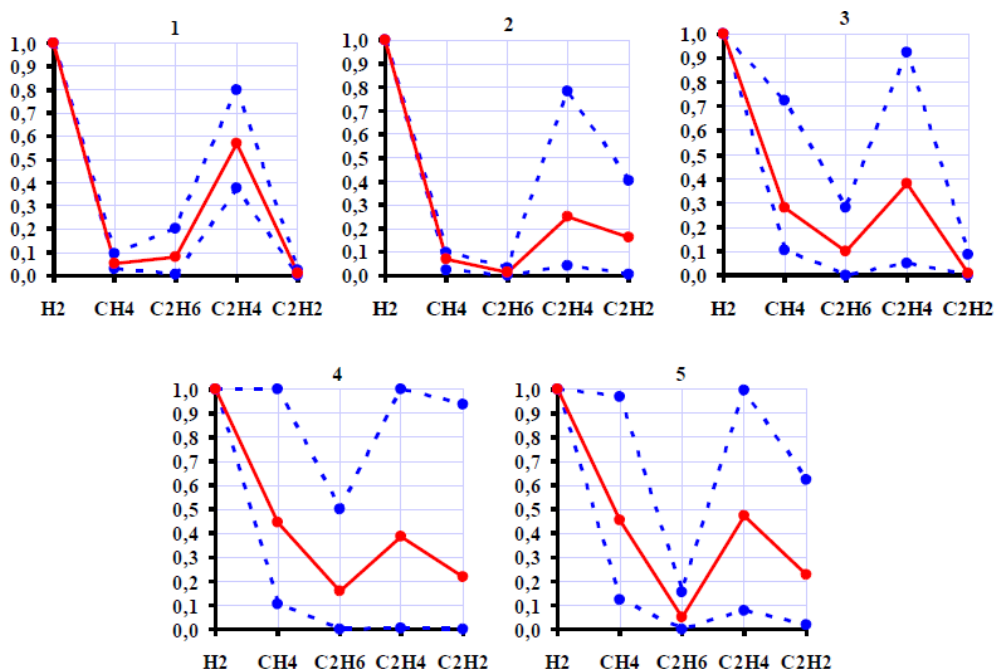


Рисунок 3.1 – Графічні області, побудовані за результатами АРГ обладнання в якому виявлені іскрові та повзучі розряди

Для розпізнавання типу дефекту з використанням графічних областей в [37] запропоновано використовувати метод діагностики по відстані до множини (діагностика по прецеденту). В цьому методу оцінюється діагностична відстань від номограми дефекту, побудованої за результатами АРГ діагностованого обладнання до всіх номограм, що утворюють область з даним діагнозом:

$$l_i^S = \sqrt[v]{\left|H_{2i}^* - H_2\right|^v + \left|CH_{4i}^* - CH_4\right|^v + \left|C_2H_{6i}^* - C_2H_6\right|^v + \left|C_2H_{4i}^* - C_2H_4\right|^v + \left|C_2H_{2i}^* - C_2H_2\right|^v}$$

де H_{2i}^* , CH_{4i}^* , $C_2H_{6i}^*$, $C_2H_{4i}^*$, $C_2H_{2i}^*$ – значення координат i -тої номограми, яка

входить в графічну область з S -тим діагнозом; H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 – значення координат номограми, розраховані по значенню концентрацій газів діагностованого обладнання; v – міра відстані ($v=2$).

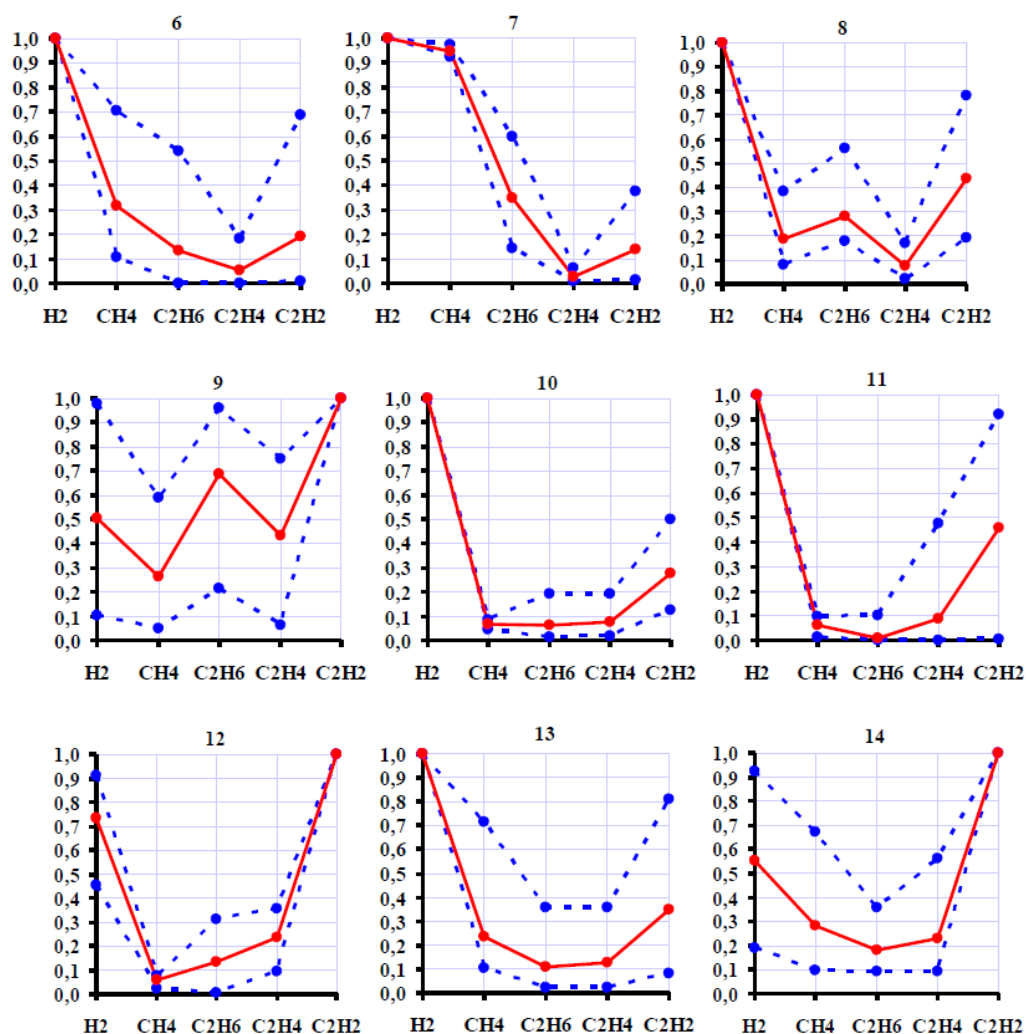


Рисунок 3.2 – Графічні області, побудовані за результатами АРГ обладнання в якому виявлені розряди з низькою щільністю енергії

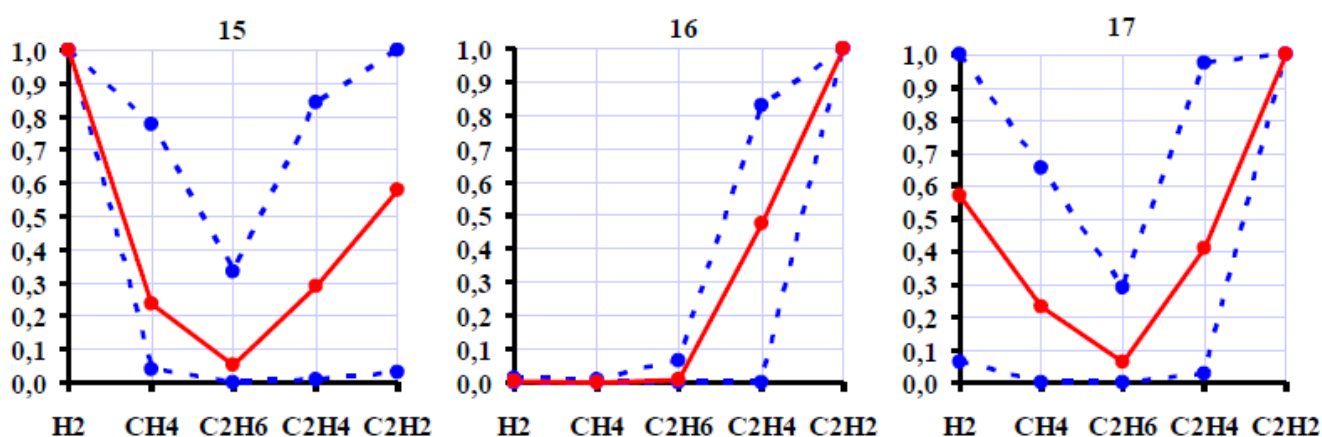


Рисунок 3.3 – Графічні області, побудовані за результатами АРГ обладнання в якому виявлені розряди з високою щільністю енергії

Отримані значення діагностичних відстаней порівнюються між собою і «запам'ятовується» мінімальна відстань. Діагностований об'єкт відноситься до

області з мінімальним значенням діагностичної відстані:

$$x \in S_i, \text{ если } l_i = \min \left(\min_{a_k^s \in S_k} \right)$$

Такий підхід дозволяє не тільки безпомилково відносити номограму діагностованого об'єкта до характерної області, навіть в умовах перетину меж областей, але і знаходити всередині області ідентичний об'єкт з найбільше близькими значеннями координат, що дозволяє оцінити не тільки тип дефекту, але і можливу причину його появи.

3.4 Оцінка достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням запропонованого методу

Для оцінки достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням запропонованого методу, були використані результати АРГ обладнання, що не використовувались при формуванні навчальної вибірки. Для максимального ускладнення задачі аналізувались результати АРГ, отримані для обладнання, яке було пошкоджено в результаті пропуску дефектів. Більш того аналізувались дані, отримані за результатами АРГ, перед пошкодженням обладнання. Значення концентрацій газів для даного обладнання наведені в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Значення концентрацій газів в обладнанні, що пошкоджено дефектами, що розвиваються

№	Період відбору проб	Концентрації газів, % об.				
		H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	Трансформатор 250 кВ, гідростанція "Nelson River" Північна Канада, тепловий пробій ізоляції					
	за 10 місяців до пробою	0,002	0,0015	0,0052	0,0009	Відсут.
	після пробою	0,162	0,414	0,6056	0,0291	0,0968
2	Трансформатор 125 кВ, гідростанція "Nelson River" Північна Канада, пробій ізоляції між котушками					
	за 5 днів до пробою	0,0032	0,0042	0,0098	0,0024	0,0001
	після пробою	0,788	0,755	0,473	0,03	0,297
3	Реактор РОДЦ 750/110, внутрішнє коротке замикання					
	За 6 місяців до	Відсут.	Відсут.	Відсут.	Відсут.	Відсут.

	пошкодження					
	після аварійного відключення	0,223	0,077	0	0,108	0,13
4	Автотрансформатор АТДЦТН-125000/220/110, дуговий розряд					
	За два місяці до пошкодження	Відсут.	Відсут.	Відсут.	0,016	0,025
	Після пошкодження	0,094	0,073	0,025	0,228	0,247
5	Блоковий трансформатор 320 МВА 220/15,75 стійкий розвинений частковий розряд (амплітудою до 70 тис. пКл) з перекриттям по поверхні твердої ізоляції) і з переходом в пробій					
	За 4 місяці до пошкодження	0,0045	0,003	0,0013	0,003	0,0018
	Після пошкодження	0,0009	0,0062	0,0011	0,0036	0,00267
6	Трансформатор ТМН-4000/35, пошкоджений дуговим розрядом					
	за 15 днів до пошкодження	0,00028	0,00417	0,00041	0,01087	0,07652
	Після пошкодження	0,18855	0,01951	0,00072	0,02247	0,24981
7	Трансформатор 20 МВА 33/0,6 кВ, пошкоджений дуговим розрядом					
	За 3 місяці до пошкодження	0,0129	0,019	0,0362	0,0142	0,0001
	Після пошкодження	0,0091	0,0033	0,0024	0,0092	0,0134
8	Трансформатор ТДТНГ-31500/110, пошкоджений дуговим розрядом					
	За 4 місяці до пошкодження	0,00239	0,00084	0,00028	0,0013	Відсут.
	Після пошкодження	0,01726	0,00524	0,00056	0,00543	0,0091
9	Трансформатор ТДТН-110/35/10, пошкоджений дуговим розрядом					
	За 24 дні до пошкодження	0,000304	0,000395	0,000054	0,00167	0,00391
	Після пошкодження	0,000546	0,000501	0,000056	0,00193	0,00498
10	Трансформатор 35 кВ, пошкоджений повзучим розрядом					
	За 3 місяці до пошкодження	0,00005	0,00016	0,00048	0,00184	0,00004
	Після пошкодження	0,006	0,00282	0,00065	0,00596	0,00171

Аналізуючи результати наведені в таблиці 3.7 легко побачити, що в пробах масла, отриманих перед пошкодженням МНО, значення концентрацій газів не завжди перевищували граничні значення, що в більшості випадків і було причиною пропуску дефектів.

Слід відзначити, що для всього обладнання, що аналізуються, пошкодження носили вкрай важкий характер. Як приклад на рис. 3.1 показані результати розкриття трансформатора ТМН-4000/35, пошкодженого дуговим розрядом.



Рисунок 3.1 – Результати розкриття трансформатора ТМН-4000 35 кВ, пошкодженого дуговим розрядом

Значення відношень газів, розраховані по значенню концентрацій пошкодженого МНО, які отримані до і після пошкодження наведені в таблиці 3.8. Значення відсоткового вмісту газів в даному обладнанні наведені в таблиці 3.9, а результати діагностування обладнання з використанням графічних

областей відображені на рис 3.2. На рисунку графічні області пронумеровані наскрізною нумерацією, що збігається з номером обладнання з таблиці 3.7. Цифра 1 у верхньому індексі відповідає графічним образам, побудованим за результатами АРГ, отриманими перед пошкодженням МНО, а цифра 2 відповідає графічним образам, побудованим за результатами АРГ, отриманими безпосередньо після пошкодження. Суцільною лінією на рисунках позначено графічний образ дефекту, побудованого за результатами АРГ діагностованого обладнання, пунктирними лініями позначені верхня та нижня межі графічних областей, яким належить побудований образ.

Таблиця 3.8 – Значення відношень газів в обладнанні, пошкодженному дефектами, що розвиваються

№	Значення відношень газів					
	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$
1	0,750	3,467	0,173	-	-	-
	2,556	1,463	0,048	0,234	0,160	3,326
2	1,313	2,333	0,245	0,024	0,010	0,042
	0,958	0,626	0,063	0,393	0,628	9,900
3	-	-	-	-	-	-
	0,345	-	-	1,688	-	1,204
4	-	-	-	-	-	1,563
	0,777	0,342	9,120	3,384	9,880	1,083
5	0,667	0,433	2,308	0,600	1,385	0,600
	6,889	0,177	3,273	0,431	2,427	0,742
6	14,893	0,098	26,512	18,350	186,634	7,040
	0,103	0,037	31,208	12,804	346,958	11,117
7	1,473	1,905	0,392	0,005	0,003	0,007
	0,363	0,727	3,833	4,061	5,583	1,457
8	0,351	0,333	4,643	0,000	0,000	0,000
	0,304	0,107	9,696	1,737	16,250	1,676
9	1,299	0,137	30,926	9,899	72,407	2,341
	0,918	0,112	34,464	9,940	88,929	2,580
10	3,200	3,000	3,833	0,250	0,083	0,022
	0,470	0,230	9,169	0,606	2,631	0,287

Як видно з табл.3.8 значення відношень газів, розраховані за результатами АРГ трансформатора 250 кВ гідроелектростанції "Nelson River" (№1 в табл. 3.7), що отримані за 10 місяців до пробою, відповідають як наявності розрядів ($\text{CH}_4/\text{H}_2 < 1$), так і наявності перегрівів в діапазоні температур 150-300°C ($\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 1$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4 > 1$). В чинних стандартах дефекти з такими значеннями відношень газів не регламентовані. Газом з максимальним вмістом є етан (див. табл. 3.9), а іншим газом – водень, що підтверджує комбінований характер дефекту. В чинних стандартах не регламентовані графічні образи, побудовані за результатами АРГ даного трансформатора.

Таблиця 3.9 – Значення відсоткового вмісту газів в обладнанні, пошкоджені дефектами, що розвиваються

№	Вміст газів, %				
	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
1	20,833	15,625	54,167	9,375	0,000
	12,390	31,663	46,317	2,226	7,403
2	16,244	21,320	49,746	12,183	0,508
	33,632	32,224	20,188	1,280	12,676
3	-	-	-	-	-
	41,450	14,312	0,000	20,074	24,164
4	0,000	0,000	0,000	39,024	60,976
	14,093	10,945	3,748	34,183	37,031
5	33,088	22,059	9,559	22,059	13,235
	6,220	42,847	7,602	24,879	18,452
6	0,304	4,520	0,444	11,783	82,949
	39,195	4,056	0,150	4,671	51,929
7	15,655	23,058	43,932	17,233	0,121
	24,332	8,824	6,417	24,599	35,829
8	49,688	17,464	5,821	27,027	0,000
	45,916	13,940	1,490	14,445	24,209
9	4,800	6,237	0,853	26,370	61,740
	6,814	6,252	0,699	2 4,086	62,149
10	1,946	6,226	18,677	71,595	1,556
	35,006	16,453	3,792	34,772	9,977

Значення відношень газів, розраховані за результатами АРГ трансформатора 125 кВ гідроелектростанції "Nelson River" (№2 в табл. 3.7), що отримані за 5 днів до пробою, відповідають перегріву з температурою 150-300°C. Про це також свідчать значення відсоткового вмісту газів з табл. 3.9. Графічні образи, побудовані за результатами АРГ даного трансформатора, не регламентовані чинними стандартами.

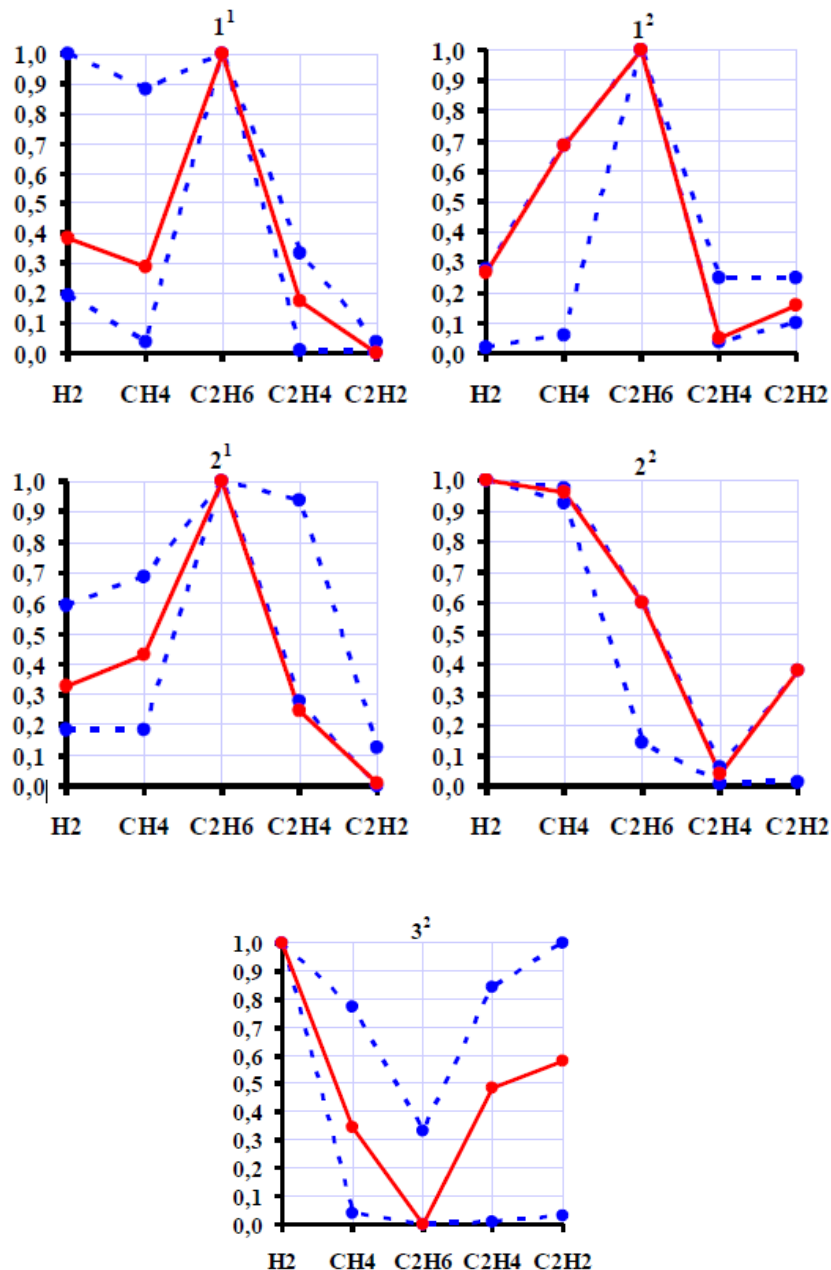
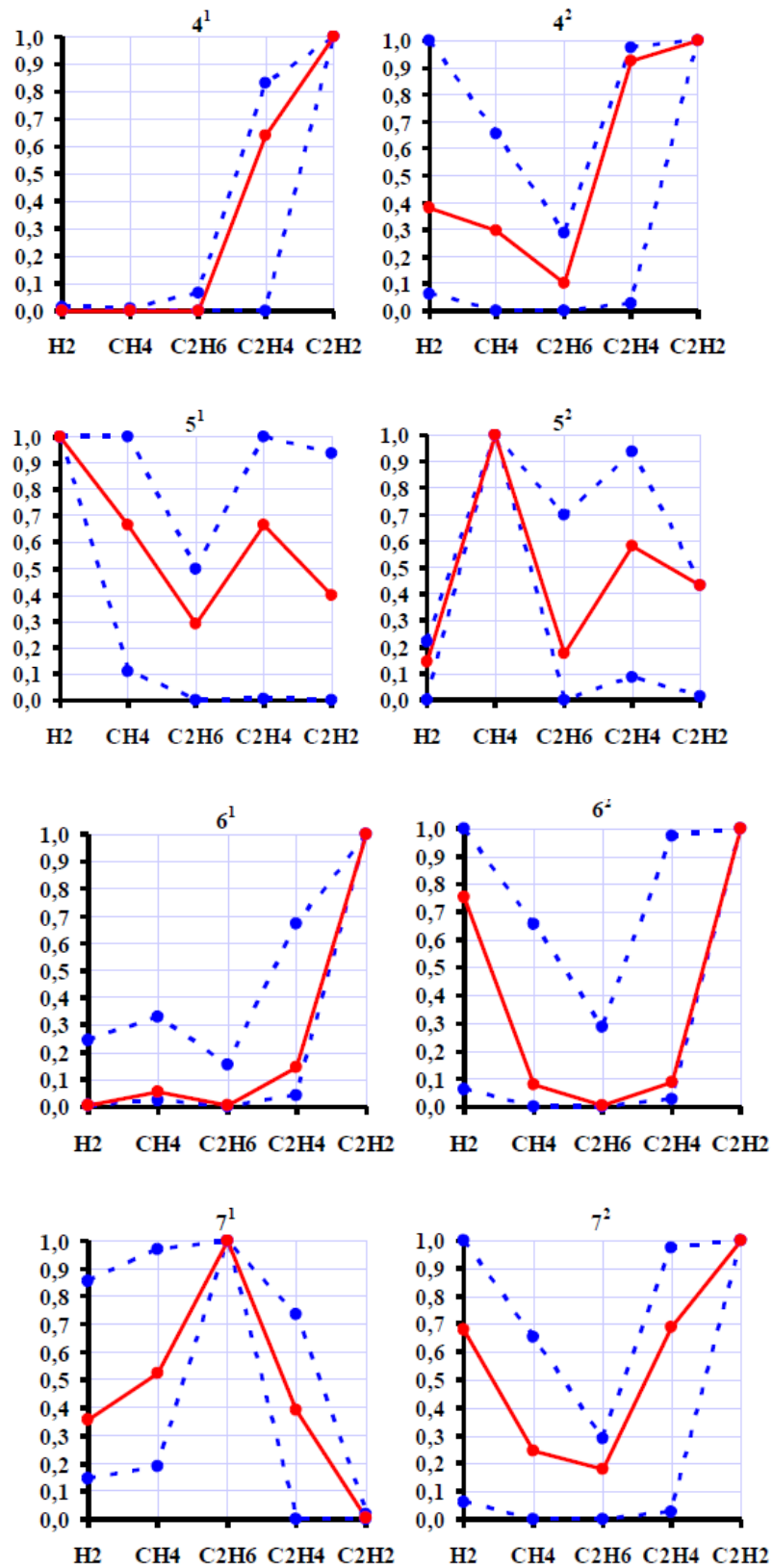
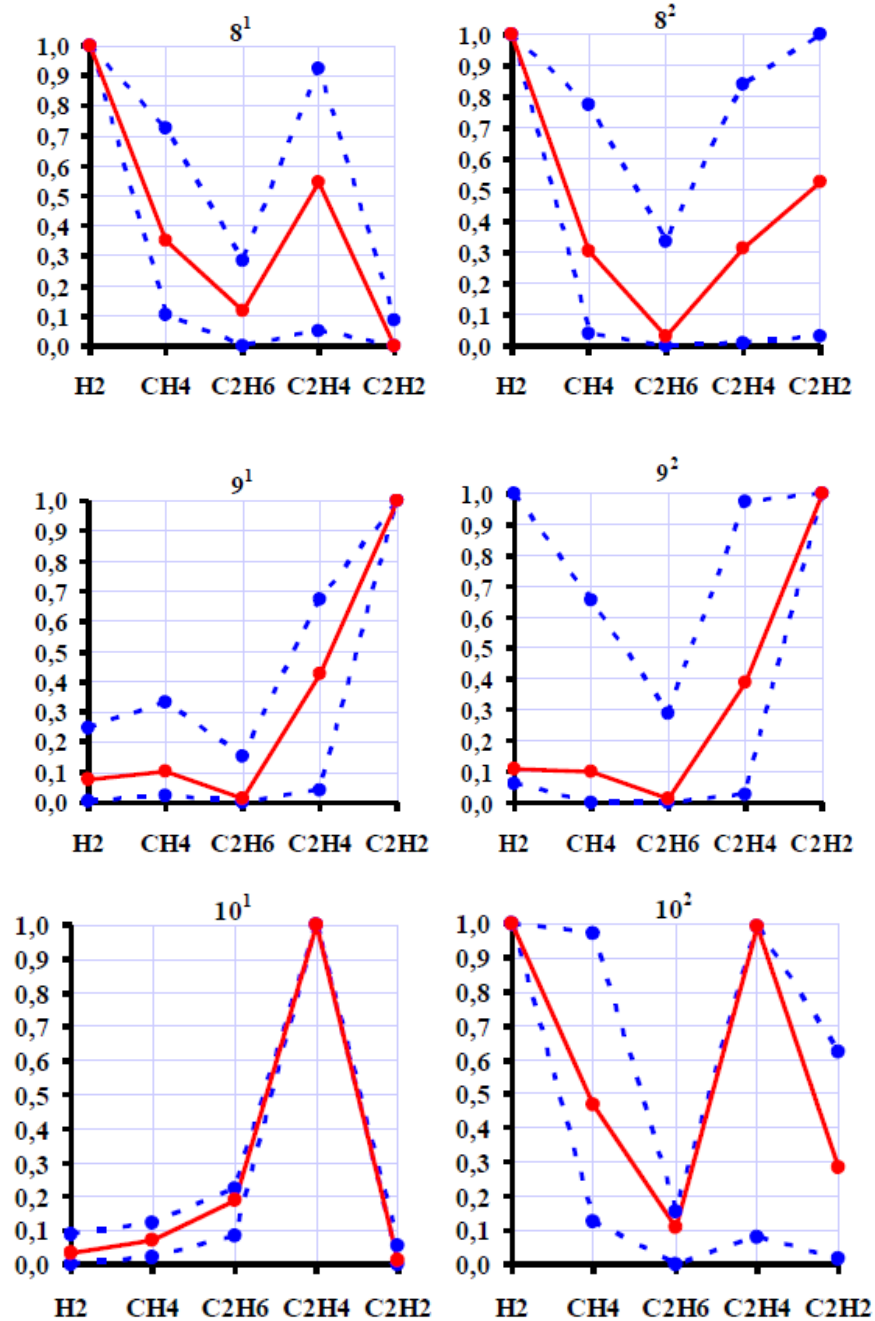


Рисунок 3.2 – Результати діагностики обладнання пошкодженого дефектами, що розвиваються, з використанням графічних областей



Продовження рисунку 3.2



Закінчення рисунку 3.2

В шунтувальному реакторі РОДЦ 750/110 за півроку до пошкодження концентрації газів вуглеводневого ряду та водню не перевищували границі виявлення газів хроматографом, що не дозволило розрахувати відношення газів, їх відсотковий вміст, а також побудувати графічний образ. Значення відношень газів, їх відсотковий вміст і графічний образ, отримані за результатами АРГ реактора, після його пошкодження відповідають розрядам з високою щільністю енергії.

В автотрансформаторі АТДЦТН-125000/220/110 (табл. 3.7, №4) і значення відношень газів, і їх відсотковий вміст як до так і після пошкодження відповідають розрядам з високою щільністю енергії. Графічний образ, побудований за результатами АРГ автотрансформатора, отриманих перед пошкодженням, не регламентований в жодному з чинних стандартів. При цьому, як видно з табл. 3.9, в пробах масла даного автотрансформатора перед пошкодженням був присутній тільки ацетилен и етилен. Образ, побудований за результатами АРГ, отриманими після пошкодження, відповідає дуговому розряду.

Значення відношень газів, а також значення відсоткового вмісту, розраховані за результатами АРГ блокового трансформатора 320 МВА (табл. 3.7, №5) як до, так і після пошкодження відповідають іскровим розрядам. При цьому, побудований за результатами АРГ, отриманими після пошкодження, графічний образ не регламентований чинними стандартами.

Розраховані за результатами АРГ значення відношень газів трансформатора ТМН 4000 кВА, 35 кВ (№6 в табл. 3.7) до його пошкодження, відповідають не тільки наявності розрядів з високою щільністю енергії ($C_2H_2/C_2H_4 > 1$, $C_2H_4/C_2H_6 > 1$), але і перегрівам ($CH_4/H_2 > 1$). В чинних стандартах дефекти з такими значеннями відношень газів не регламентовані. Водночас графічний образ, аналогічний побудованому за результатами АРГ даного трансформатора, наведений в [3]. А за результатами АРГ, отриманими після пошкодження, побудований образ відповідає дуговому розряду.

Згідно зі значеннями відношень газів в трансформаторі 20 МВА 33/0,6 кВ (№7 в табл. 3.7), перед пошкодженням відбувся перегрів з температурою 150- 300°C, об це також свідчать значення відсоткового вмісту газів з табл. 3.9. Графічний образ, побудований за результатами АРГ даного трансформатора до пошкодження, не регламентований

чинними стандартами, а образ, побудований за результатами АРГ, отриманими після пошкодження, відповідає дуговому розряду.

В трансформаторі ТДТНГ-31,5/110, (№8 в табл. 3.7), перед пошкодженням, скоріше за все, мали місце іскрові розряди, про що свідчать як значення відношень газів, так і їх відсотковий вміст, а також побудований графічний образ.

За 24 дні до пошкодження трансформатора ТДТН-110/35/10, (№8 в табл. 3.7) значення відношень газів і їх відсотковий вміст, а також графічні образи відповідали розрядам високої енергії та перегрівам, по аналогії з трансформатором ТМН-4000/35 (№6 в табл. 3.7).

За 3 місяці до пошкодження трансформатора 35 кВ (№10. в табл. 3.7) значення відношень газів і їх відсотковий вміст відповідали перегрівам в діапазоні температур 500-700°C і розрядам. Однак в чинних стандартах дефекти з подібною комбінацією газів не регламентовані. Графічний образ, побудований за результатами АРГ цього трансформатора, отриманими до пошкодження, має схожість з образом, регламентованим в [3] для нагрівів з температурою вище 700°C, і з образом, характерним для перегрівів з температурою вище 700°C, які супроводжуються розрядами, згідно з [4].

Наведені приклади показують, що характер дефекту може змінюватися в процесі розвитку. При цьому використання окремих критеріїв не завжди дозволяє вчасно виявити та розпізнати дефекти, що розвиваються. Для порівняння в таблиці 10 наведені результати діагностики для обладнання, що аналізується, отримані з використанням розробленого методу. Як видно з таблиці 10, в 9 випадках з 10, дефекти в МНО були вірно виявлені та розпізнані ще до моменту пошкодження обладнання. Тільки в одному випадку (реактор РОДЦ 750/110), встановити діагноз не вдалося через відсутність розчинених в маслі газів. За результатами АРГ, отриманими після пошкодження обладнання, запропонований метод поставив правильний діагноз в 10 випадках з 10.

Таблиця 3.10 – Результати діагностики обладнання, пошкодженого дефектами, що розвиваються, за допомогою запропонованого методу

№	Тип дефекту
1	Перегрів в діапазоні температур 150-300°C, що супроводжується розрядами
	Перегрів в діапазоні температур 150-300°C, що супроводжується розрядами високої енергії.
2	Перегрів в діапазоні температур 150-300°C
	Розряди з низькою щільністю енергії, що переходять у пробій
3	Відмова від розпізнавання
	Розряди високої щільності енергії
4	Розряди високої щільності енергії
	Розряди високої щільності енергії
5	Іскровий розряд
	Іскровий розряд високої інтенсивності
6	Розряди високої щільності енергії та нагрівання
	Розряди високої щільності енергії
7	Перегрів в діапазоні температур 150-300°C
	Розряди високої щільності енергії
8	Іскровий розряд
	Розряди високої щільності енергії
9	Розряди високої щільності енергії та нагрівання
	Розряди високої щільності енергії та нагрівання
10	Перегрів з температурою 500-700°C, що супроводжується розрядами
	Повзучий розряд

Наведені приклади показують, що практичне використання розробленого методу дозволило б запобігти 9 пошкодженням високовольтного МНО із 10.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Визначення кошторисної вартості спорудження проектованої електростанції

Капітальні затрати на спорудження ЕС визначаються по двох розділах: промислове та житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають по кошторисно-фінансовому розрахунку, який складається із тринадцяти розділів, кожний з яких має цільове призначення.

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у табл.4.1. При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл.4.1.

Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку рекомендується виконувати в табличній формі. Капітальні вкладення у житлове будівництво у курсовому та дипломному проектуванні не визначаються через відсутність конкретних даних.

При розширенні ЕС капітальні вкладення по наближеній методиці рекомендується визначати як вартість нового будівництва із слідуючими поправочними коефіцієнтами:

для КЕС

при об'ємі розширення:	коефіцієнт
малому	0,8
середньому	0,9
складному	1,1

Таблиця 4.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС.

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	Тип	В % від другого розділу	В тому числі по видах витрат, грн.			
			будівельно-монтажні роботи	обладнання	інші витрати	загальна вартість
1. Підготовка території будівництва	КЕС	2,1	51471	2058,84	49412,16	102942
2. Об'єкти основного виробничого призначення	КЕС	2580	2941200	1911780	49020	4902000
3. Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	КЕС	1,2	47059,2	11764,8	-	58824
4. Об'єкти енергетичного господарства	КЕС	1,9	79167,3	13970,7	-	93138
5. Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	КЕС	3,0	139707	7353	-	147060
6. Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	КЕС	3,0	132354	14706	-	147060
7. Благоустрій території	КЕС	0,5	24510	-	-	24510
8. Тимчасові будівлі та споруди	КЕС	4,0	156864	19608	19608	196080
9. Інші роботи та витрати	КЕС	3,0	-	-	147060	147060
10. Утримування дирекції та авторський нагляд	КЕС	0,2	-	-	9804	9804
11. Підготовка експлуатаційних кадрів	КЕС	0,3	-	-	14706	14706
12. Проектні та пошукові роботи	КЕС	5,0	-	-	245100	245100
13. Роботи та затрати по створенню водосховища	КЕС	1,0	-	-	49020	49020
Всього по розділу А – промислове будівництво	-	-	3572332,5	1981241,34	583730,16	6137304
В т.ч. поворотні суми	-	5	178616,63	-	-	178616,63
Всього	-	-	3393715,87	1981241,34	583730,16	5958687,37

4.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії

Собівартість електричної енергії являється найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої енергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва (експлуатаційних витрат) до кількості відпущеної енергії.

По діючій в даний час інструкції планування та облік собівартості електроенергії здійснюється по калькуляційних статтях витрат і економічних елементах. В курсовому та дипломному проекті рекомендується використовувати методику укрупненого розрахунку собівартості по економічних елементах, яка використовується в проектних інститутах.

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається по чотирьох економічних елементах: амортизація основних фондів, заробітна плата з врахуванням додаткової заробітної плати та відрахувань на соціальні потреби, паливо, інші витрати.

4.2.1 Визначення величини амортизаційних відрахувань

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шин станції, амортизаційні відрахування можуть нараховуватися по будь-якому з методів, затверджених “Національними стандартами по бухгалтерському обліку”. Розрахунок амортизації при застосуванні відповідних методів нарахування здійснюється згідно з Положенням (стандарту) бухгалтерського обліку 7 “Основні засоби”. Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на очікуваний період часу використання об’єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об’ємна задача використаємо спрощену методику.

Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи: 1 - будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини ($T_n = 20$ років); 2 - транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язку ($T_n = 4$ роки); 3 - силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії ($T_n = 6$ років). У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює: 1 група - 5%, 2 група - 25%, 3 група - 15%. Норми амортизаційних відрахувань на виконання капітальних ремонтів для відповідних груп основних фондів: 1- 2%, 2-3%, 3- 5%. Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вищеприведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в табл. 4.1) по наступних формулах:

$$OF_1 = 0,6 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (4.2)$$

$$OF_2 = K_5; \quad (4.3)$$

$$OF_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{інш}; \quad (4.4)$$

$$OF_1 = 0,6 \times (3393715,87 - 139707) = 1952405,32 \text{ (грн)};$$

$$OF_2 = 147060 \text{ (грн)};$$

$$OF_3 = 0,4 \times (3393715,87 - 139707) + (1981241,34 - 7353) + 583730,16 = 3334222,05 \text{ (грн)},$$

де $K_{БМР}$ — капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи; $K_{БМР5}$ — капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл.1; K_5 — капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку); $K_{обл.}$ — вартість обладнання ЕС; $K_{інш.}$ — капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань рекомендується виконати у табличній формі (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ, грн.	Норма амортизації, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
Ф1	1952405,32	7%	136668,37
Ф2	147060	28%	41176,8
Ф3	3334222,05	20%	666844,41
Всього:	5433687,37		844689,58

4.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні данні штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

Значення штатних коефіцієнтів вибирається по табл.4.3-табл.4.5. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum K_{шт.i} \times N_{вст.i}, \quad (4.5)$$

$$Ч = 0,89 \times 900 + 1,01 \times 1000 = 1811$$

Таблиця 4.3 – Штатні коефіцієнти промислово-виробничого персоналу КЕС

Потужність КЕС, МВт	Кількість і тип турбоагрегатів	Штатний коефіцієнт, чел/МВт	
		Тверде паливо	Газ, мазут
1200	4*К-300-240	1,03	0,89
1200	6*К-200-130	1,13	1,01

1800	6*K-300-240	0,88	0,75
2000	4*K-500-240	0,74	-
3000	6*K-500-240	0,84	-
3200	4*K-800-240	0,56	0,47
4800	6*K-800-240	0,47	0,40
600	5*T-100/120-130	1,4	1,14
840	4*T-175/210-130	1,3	1,0
1140	2*T-100/120-130+ +3*T-250/300-240	1,2	0,9
1200	4*T-250/300-240	-	0,87

Таблиця 4.4 – Середньостатистичні пропорції категорій працівників для КЕС різного типу

Категорія працівників	Тип електростанції	
	КЕС	Кількість чоловік
Робітники	80 %	1449
ІТР	16 %	290
Службовці	3,5 %	63
МОП	0,5 %	9

Таблиця 4.5 – Розмір середньої заробітної плати працівників КЕС, грн

Категорія працівників	Тип електростанції	
	КЕС	
Робітники	6000	
Службовці	4000	
ІТР	7000	
МОП	3200	

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається по формулі:

$$S_{3П} = \sum 12 \times 3_i \times n_i, \quad (4.6)$$

$$S_{ЗП \text{ робітники}} = 12 \cdot 6000 \cdot 1449 = 104328000 \text{ (грн)},$$

$$S_{ЗП \text{ ІТР}} = 12 \cdot 7000 \cdot 290 = 24360000 \text{ (грн)},$$

$$S_{ЗП \text{ службовці}} = 12 \cdot 4000 \cdot 63 = 3024000 \text{ (грн)}$$

$$S_{ЗП \text{ МОП}} = 12 \cdot 3200 \cdot 9 = 345600 \text{ (грн)}.$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії; p_i – кількість робітників i -ої категорії.

Таблиця 4.6 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС.

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	1449	104328000
ІТР	290	24360000
службовці	63	3024000
МОП	9	345600

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 4.8 по формулі:

$$I_{ЗП} = (1,57(S_{ЗП \text{ роб.}} + S_{ЗП \text{ МОП}}) + 1,80(S_{ЗП \text{ ІТР}} + S_{ЗП \text{ сл.}})) \times K_K \times K_B, \quad (4.7)$$

4.2.3 Витрати на паливо

При визначенні собівартості електроенергії на КЕС по укрупнених показниках затрати на паливо визначаються по формулі:

$$I_{П} = \frac{(C_{П} + C_{тр}) \times B_p \times (1 + \alpha_{втр.})}{e_{П}}, \quad (4.8)$$

де $C_{П}$ і $C_{тр}$ – ціна натурального палива та вартість його доставки; B_p – річні витрати умовного палива; $e_{П}$ – калорійний коефіцієнт, який дорівнює $Q/29330=1,200136$ (Q - теплотворна здатність палива). Втрати рідкого та газоподібного палива та витрати по його доставці враховуються у прейскурантах цін.

Річні витрати палива для звітної калькуляції приймаються по фактичних витратах, а при плануванні - по типових енергетичних характеристиках основного обладнання:

$$B_p = B_{xx} \times \tau_p + \beta \times W_{\text{вир.}}, \quad (5.9)$$

де B_{xx} - годинні витрати умовного палива на холостий хід; τ_p - число годин роботи блока ($\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простоя}}$); $\tau_{\text{простоя}}$ - тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год.

Згідно з таблицею 4.7. (Витратні характеристики блоків) вибираємо тип турбогенератора.

Таблиця 4.7 – Витратні характеристики блоків

Тип турбоагрегата	Енергетична характеристика	Примітки
К - 300-240, вугілля	$B = 7,11\tau_p + 0,2878W$	$W \rightarrow \text{МВт год/рік}$ $\tau_p \rightarrow \text{год/рік}$
К - 800- 240, вугілля	$B = 14,8\tau_p + 0,282W$	

1. Блоки 3* К – 300 – 240, паливо: вугілля:
2. Загальна ціна палива: $\Pi_{\Pi} = 4600 \text{ (т)}$.
3. Річні витрати умовного палива: $B_p = 7,11 \cdot \tau_p + 0,2878 \cdot W$.

$$\tau_{p300} = 3 \cdot 8760 - 2 \cdot (34 \cdot 24 + 12 \cdot 24) - 1 \cdot 18 \cdot 24 = 23640 \text{ (год)};$$

$$E_{p300} = \frac{E_p \cdot 900}{1900} = \frac{14781308,47 \cdot 400}{1200} = 4827102 \text{ (МВт год/рік)};$$

$$B_{p300} = 7,11 \cdot 23640 + 0,2878 \cdot 4827102 = 1586160 \text{ (т.у.н.)}.$$

4. Блоки 2* К – 800 – 240, паливо: вугілля:

Загальна ціна палива: $\Pi_{\Pi} = 4600 \text{ (т)}$.

Річні витрати умовного палива: $B = 14,8\tau_p + 0,282W$.

$$\tau_{p500} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot (54 \cdot 24 + 24 \cdot 24) - 1 \cdot 36 \cdot 24 = 14784 \text{ (год)};$$

$$E_{p500} = \frac{E_p \cdot 1000}{1900} = \frac{14781308,47 \cdot 800}{1600} = 7390654,24 \text{ (МВт год/рік)};$$

$$B_{p500} = 14,8 \cdot 14784 + 0,282 \cdot 7390654,24 = 2302967 \text{ (т.у.н.)}$$

$$B_p = B_{p300} + B_{p500} = 1586160 + 2302967 = 3889067 \text{ (т.у.н.)};$$

$$I_{II} = \frac{(C_{II} - C_{mp}) \cdot B_p \cdot (1 + \alpha_{втр})}{e_{II}}; \quad (4.10)$$

$$I_{II} = \frac{4600 \times 3889067 \times (1 + 0)}{39240 / 29330} = 13371691882,84 \text{ (грн)};$$

4.2.4 Інші затрати

Вони включають в себе загально станційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються в % від суми затрат на амортизацію і заробітну плату.

$$I_{ін} = \frac{(I_a + I_{зн}) I_n}{100}; \quad (4.11)$$

$$I_{ін} = \frac{(5958687,37 + 205617673) \times 12}{100} = 2538916300,24 \text{ (грн)}$$

де I_n – процент інших витрат, що визначається по графіку.

4.2.5 Визначення собівартості відпущеної енергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проекті вона використовується як загальний показник економічної ефективності капіталовкладень. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції.

$$C = \frac{I}{E_{відн}}$$

$$C = \frac{16244294515,79 \cdot 10^2}{14337869,22 \cdot 10^3} = 113,29 \text{ (кон / кВт.год)}$$

$$E_{відн} = E_{вир} \cdot (1 - \alpha)$$

$$E_{відн} = 14781308,47 \cdot (1 - \frac{3}{100}) = 14337869,22 \text{ (МВт)}$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I = I_a + I_{зн} + I_{ін} + I_n \quad (4.12)$$

$$И = 211576360,37 + 205617673 + 2538916300,24 + 13371691882,84 = 16327802215(\text{грн})$$

Таблиця 4.8 – Собівартість відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат грн..	Собівартість енергії	
		Коп/кВт год	%
Амортизація	211576360,37	1,50	1,29
Заробітна плата	205617673	1,42	1,25
Паливо	13371691882,84	92,77	81,89
Інші витрати	2538916300,24	17,6	15,54
Разом	16327802215	113,29	100

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації маслонаповненого обладнання

До робіт на маслонаповненому обладнанні допускаються особи, які мають відповідну групу з електробезпеки, які вивчили будову та принцип дії регенераційної установки і здали залік. Трансформаторне масло є не тільки легко займистою, але і отруйною рідиною. Тому працівники, пов'язані з обслуговуванням маслonaполненого обладнання, мають право на отримання спецхарчування.

Після відключення масляним вимикачем струму КЗ ні в якому разі не можна запалювати сірники або входити з відкритим вогнем в камеру вимикача, так як там може утворитися вибухова суміш.

При експлуатації регенераційних установок, що працюють за схемою «кислота-земля», слід вживати заходів обережності щодо поводження з сірчаною кислотою.

Очищення масла під напругою повинна застосовуватися лише в разі неможливості зняття напруги з апарату або в разі, якщо відключення трансформатора буде пов'язано з недовідпуском електроенергії споживачам. До очистки масла під напругою може бути допущений лише персонал, повністю освоїв методику очищення масла із застосуванням адсорберів або центрифуги, після перевірки знань відповідних інструкцій і правил безпеки.

Очищення масла під напругою може проводитися на відкритих підстанціях напругою 35 кВ і вище, причому кількість залитого в трансформатор масла повинно бути не менше 500 кг. Крім того, ємність розширювача трансформатора повинна бути такою, щоб після включення адсорбційної установки рівень масла в розширювачі не знизиться по відношенню до верхньої позначки початкового рівня більше ніж на 1/2.

Для виключення розтікання пролитого масла і забезпечення пожежної безпеки під обладнанням (трансформатором або установкою) влаштовують гравійну засипку для збору і регенерації масла.

При роботі персоналу з трансформаторним маслом звичайна спецодяг швидко просочується маслом, може викликати роздратування шкіри і легко загорається. Тому персоналу, який обслуговує Маслонаповнене обладнання, необхідно або надягати захисний одяг, що має покриття з капронової пластика, або використовувати спецодяг з просоченням розчином діамонійфосфат.

Для роботи всередині високовольтного обладнання в масляному господарстві повинен бути комплект одягу з захисне професійного покриттям, гумові маслостійкі рукавички і засоби захисту органів дихання (протигаз або респіратор).

При роботі на установці типу ПСМ2-4 необхідно строго стежити за правильністю складання барабана сепаратора для того чи іншого способу очищення, а також за ретельністю установки тарілок барабана.

Забороняється працювати на регенераційних установках при появі постійного шуму, що виникає при роботі установки.

З огляду на складності роботи з маслом, в деяких випадках краще застосовувати сухі трансформатори типу ТСЗ, що випускаються по розробці НШЕФА-ЕНЕРГО. Оптимізована геометрії муздраттеатру призвело до зниження нагрівання вузлів на 20%, що збільшило надійність і термін служби трансформатора і, крім того, значно знизило пожежонебезпеку (в 10-15 разів). Порівняно невелика потужність виготовлених трансформаторів (від 100 до 3150 кВ-А) дозволяє використовувати їх на тягових підстанціях як трансформатори власних потреб.

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), для захисту людини від ураження електричним струмом при пошкодженні ізоляції може бути застосований один з таких захисних засобів: мала напруга, вирівнювання потенціалів, подвійна ізоляція, роздільне живлення, захисне ви-микання,

захисне заземлення (занулення). Із захисних засобів, перелік яких дається, кожний може бути використаний окремо (бути самостійним захисним засобом) або поєднуватись з іншими в деяку комбінацію.

Найбільш поширеними технічними засобами захисту є захисне заземлення та занулення, які мають чітку сферу застосування, тоді як сфера застосування інших захисних засобів або обмежена, або має рекомендаційний характер, або ж дуже вузьку сферу обов'язкового застосування. Захисному заземленню або зануленню підлягають металеві частини електроустановок, які доступні дотику людини і не мають інших засобів захисту, які забезпечують електробезпеку.

Мета розрахунку захисного заземлення – визначення кількості електродів заземлювача і заземлювальних провідників, їхніх розмірів і схеми розміщення в землі, при яких опір заземлювального пристрою розтіканню струму або напруга дотику при замиканні фази на заземлені частини електроустановок не перевищують допустимих значень.

Розрахунок, як правило, виконується за умов однорідності ґрунту. Заземлювальний пристрій складається із заземлювача і з'єднувальної смуги. Розрізняють заземлювачі штучні, які призначені тільки для цілей заземлення, і природні (металеві конструкції і комунікації іншого призначення, які знаходяться у землі).

Як штучні заземлювачі використовують сталеві труби діаметром 35–50 мм і кутову сталь (40×40...60×60 мм з товщиною стінок не менше 3,5 мм і довжиною 2,5–3 м); пруткову сталь діаметром не менше 10 мм; сталеві шини перерізом 100 мм². Вертикальні заземлювачі з'єднують у контур смугою зі сталі перерізу не менше 6 мм за допомогою зварювання.

Розрахунок заземлення робиться з урахуванням заданих допустимих значень опору R_d заземлювального пристрою, допустимої напруги дотику та кроку.

Загальні вимоги щодо значень R_d захисного заземлення електроустановок викладені у міждержавному стандарті ГОСТ 12.1.030-81 «Захисне заземлення. Занулення» та ПУЕ.

5.2 Розрахунок заземлюючого пристрою РП ВН.

Площа ВРП [5]: $S = (192 \times 166) \text{ [м}^2\text{]}$. Приймаємо заземлюючий пристрій розміром $194 \times 168 \text{ [м]}$.

Рівень верхнього шару ґрунту $h = 2 \text{ [м]}$. Питомий опір верхнього шару ґрунту літом $\rho_{1л} = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; нижнього шару – літом $\rho_{2л} = 60 \text{ [Ом}\cdot\text{м]}$ [3].

Намічаємо до виконання сітку з прямокутних ячеек і вертикальних провідників у кількості $n = 32$ шт довжиною $l_B = 10 \text{ [м]}$. Сітка буде закладена на глибині $t = 0,5 \text{ [м]}$ (рис. 5.2).

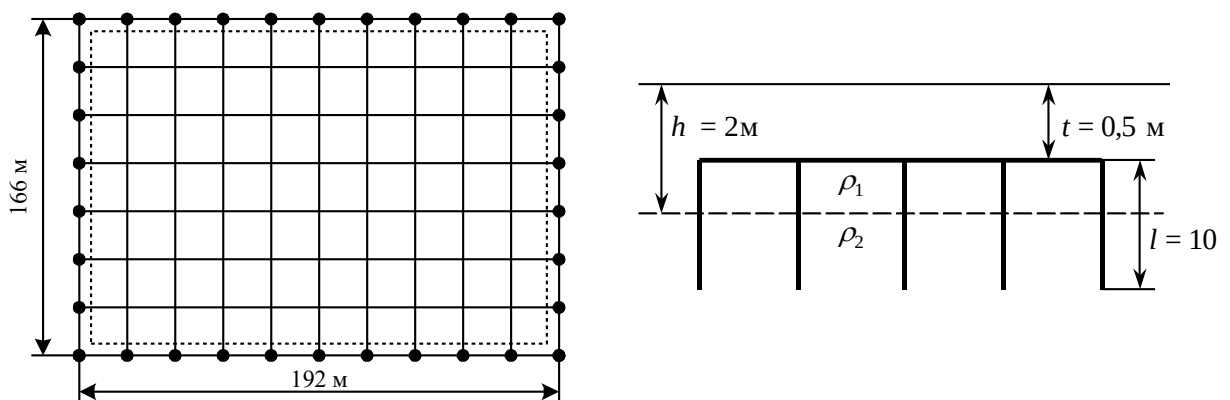


Рисунок 5.2. Схема заземлюючого пристрою.

Визначаємо опір заземлювача взимку.

$$\rho_{1л} / \rho_{2л} = 300 / 60 = 5.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками:

$$a = \frac{P}{n}$$

де P – периметр заземлювача.

$$a = \frac{P}{n} = \frac{2 \cdot (194 + 168)}{32} = 22.625 \text{ [м]}.$$

Еквівалентний питомий опір землі:

$$\rho_{\text{екв.с}} = \rho_{2\text{л}} \cdot \left(\frac{\rho_{1\text{л}}}{\rho_{2\text{л}}} \right)^{\Delta},$$

$$\text{де } \Delta = 0,43 \cdot \frac{h-t}{l_B} + 0,27 \cdot \lg \left(\frac{a}{l_B} \right) + 0,04.$$

$$\Delta = 0,43 \cdot \frac{2-0,5}{10} + 0,27 \cdot \lg \left(\frac{22,625}{10} \right) + 0,04 = 0,2;$$

$$\rho_{\text{екв.с}} = 60 \cdot 5^{0,2} = 82,816 \text{ [Ом}\cdot\text{м]}.$$

Опір заземлювача:

$$r_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{L_{\Gamma} + L_B},$$

де L_B, L_{Γ} – сумарна довжина відповідно вертикальних та горизонтальних заземлювачів;

$$\begin{cases} A = 0,444 - 0,84 \cdot (l_B + t) / \sqrt{S}, & \text{при } 0 \leq (l_B + t) / \sqrt{S} \leq 0,1; \\ A = 0,385 - 0,25 \cdot (l_B + t) / \sqrt{S}, & \text{при } 0,1 < (l_B + t) / \sqrt{S} \leq 0,5. \end{cases}$$

$$\frac{(l_B + t)}{\sqrt{S}} = \frac{(10 + 0,5)}{\sqrt{32592}} = 0,058 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{(l_B + t)}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,058 = 0,395;$$

$$r_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{L_{\Gamma} + L_B} = 0,395 \cdot \frac{82,816}{\sqrt{194 \cdot 168}} + \frac{82,816}{(194 \cdot 10 + 168 \cdot 8) + 32 \cdot 15} = 0,204$$

[Ом].

$$r_3 = 0,204 \text{ [Ом]} < 0,5 \text{ [Ом]} \Rightarrow \text{заземлення відповідає нормам [3].}$$

ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована електрична станція типу КЕС, встановлена потужність якої 1700 МВт. Вона призначена для забезпечення електричною енергією споживачів місцевого району, а також для видачі потужності в енергосистему.

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції. Для встановлення на спроектованій КЕС було обрано парогенератори ПП-950/255ГМ та ПП-2650/255ГМ ; три турбін типу К-300-240 і одна турбіна типу К-800-240; три турбогенераторів типу ТГВ-300-2У3 номінальною потужністю 300 МВт і один турбогенератор типу ТГВ-800-2У3 номінальною потужністю 800 МВт.

Для встановлення прийнято три блочні трансформатори типу ТДЦ-400000/220 і один типу ТНЦ-1000000/500 ; для зв'язку між РП ВН та РП СН передбачено автотрансформатор типу 3хАОДЦТН-267000/500/220.

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Живлення системи ВП станції здійснюється за допомогою трьох трансформаторів типу ТРДНС 25000/35 під'єднаних до кожного з генераторів 300 МВт, одного трансформатора ТРДНС 32000/35 під'єданого до генератора 800 МВт і двох ПРТВП ТРДН-32000/220 та ТРДНС-32000/35.

Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 500 кВ через 3 ПЛЕП, живлення місцевих споживачів – на напрузі 220 кВ через 3 лінії.

Обидва розподільчі розташовані на відкритому повітрі. ВРП 500 кВ сконструйований за схемою 3 вимикача на 2 приєднання, а ВРП 220 кВ сконструйований за схемою дві системи збірних шин з обхідною. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано термічну дію струмів КЗ.

Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників, акумуляторної батареї.

Запроектований блискавкозахист надійно захищає обладнання та персонал від атмосферних перенапруг. Заземлення цілком відповідає усім необхідним вимогам до нього.

Дослідження характеристик часткових розрядів є ефективним діагностичним методом для трансформаторів.

З метою підвищення стійкості масла в умовах іонізації в складі масла повинна бути оптимальна кількість ($\approx 15\%$) ароматичних вуглеводнів, які можуть взаємодіяти з (H_2) воднем в момент його виділення із вуглеводневих молекул. Застосування аналізу ХАРГ в маслі ефективно тому, що тверді продукти розкладання ізоляції трансформаторів осідають в зоні дефекту (перегріву), а рідкі газоподібні розчиняються в маслі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лежнюк П.Д., Зелінський В.Ц. Фізичні основи електричних апаратів: Навчальний посібник. –Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с.
2. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П.Д.Лежнюк, В.М.Лагутін, В.В.Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009 – 194 с.
3. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 102 с.
4. Визначення основних техніко-економічних показників роботи ЕС. Попов О. Я., Попова Л. О. – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 16с.
5. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посібник / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
6. ДСТУ Б В.2.5-82:2016 Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. – [Чинний від 01.04.2017]. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=65395
7. ДСТУ EN 62305-1:2012 Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи (EN 62305-1:2011, IDT). – [Чинний від 01.08.2012]. URL: https://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=29300
8. ДСТУ IEC 62305-2:2012 Захист від блискавки. Частина 2. Керування ризиками (IEC 62305-2:2010, IDT). – [Чинний від 01.08.2012]. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=29301
11. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кв до 150 кв та ліній електропередавання напругою від 0,38 кв до 150 кв. норми», – СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016. – 42 с.

13. Охорона праці та навколишнього середовища - Вимикач високовольтний трьохполюсний. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://forca.com.ua/knigi/navchannya/vimikach-visokovoltnii-trohpolysnii_6.html

14. Вимикач високовольтний елегазовий LTB-145. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://forca.com.ua/info/oborudovanie/lbt-145.html>

15. ГОСТ 12.0.003-74* «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

16. Правила улаштування електроустановок. Глава 1.8 – Норми приймально-здавальних випробувань. Елегазові вимикачі. – 2017.

17. ДБН В.2.5-56:2014 «Системи протипожежного захисту» - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://zakon.gbb.com.ua/regulations/10637/478709/>

18. НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання

Додаток А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1700 МВт з дослідженням діагностування ізоляції за результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених в маслі

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник к.т.н., доцент каф. ЕСС Собчук Н.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	81%
Загальна схожість	19%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор Міхалина В.Г.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку Вишневецький С.Я
(підпис) (прізвище, ініціали)

Експерт
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

(підпис)

" ____ " ____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1700

МВт з дослідженням діагностування ізоляції за результатами

хроматографічного аналізу газів, розчинених в маслі

08-23.МКР.021.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

Собчук Н.В.

(підпис)

Магістр групи 2ЕС-23м

Міхалина В.Г.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ТЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;

б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – Проектування електричної частини конденсаційної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.

2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження конденсаційної електричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: Проектування електричної частини конденсаційної електростанції 1700 МВт ($3 \times 300 + 1 \times 800$) з дослідженням вводів конденсаторного типу. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 610 км, потужність віддається по ЛЕП 220 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ТЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”,

“Рівненський завод високовольтної апаратури”, “АВВ” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують згідно прийнятої системи використання енергії водотоку (оригінальне рішення).

– показники технологічності: проектування КЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції.

– живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб ЕС виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.09.24	18.09.24	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	19.01.24	08.10.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	09.10.24	22.10.24	розділ 2
4	Дослідження діагностування ізоляції за результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених в маслі	23.10.24	27.10.24	розділ 3
5	Економічна частина	28.10.24	05.11.24	розділ 4
6	Оформлення пояснювальної записки	06.11.24	17.11.24	розділ 5
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	19.11.24	28.11.24	пояснювальна записка

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

Додаток В Розрахунок струмів КЗ

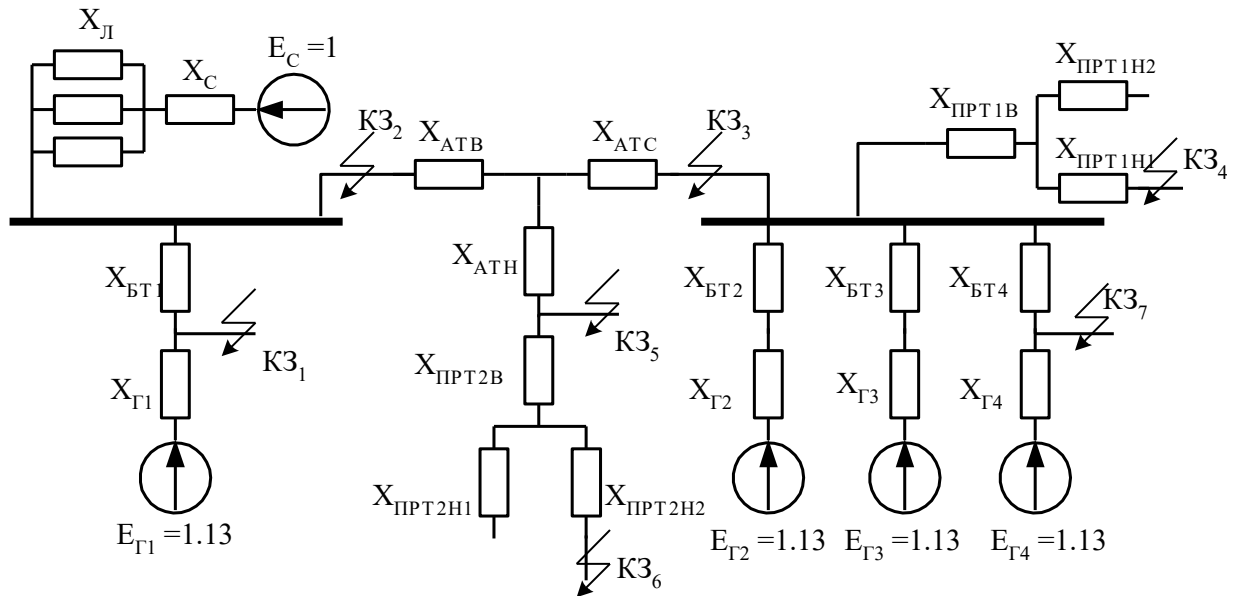


Рисунок В.1. Еквівалентна схема заміщення станції

Генератори :

$$X_{d''_{Г24}} := 0.242$$

$$X_{d''_{Г1}} := 0.219$$

$$S_{H_{Г24}} := 353 \text{ МВт}$$

$$S_{H_{Г1}} := 941 \text{ МВт}$$

Лінії :

$$X_0 := 0.3 \text{ Ом/км} \quad L := 610 \text{ км}$$

Трансформатори

$$S_{БТ24} := 400 \text{ МВА} \quad U_{K\%_{БТ24}} := 14 \%$$

$$S_{БТ1} := 1000 \text{ МВА} \quad U_{K\%_{БТ1}} := 14.5 \%$$

$$S_{ТВП24} := 25 \text{ МВА}$$

$$U_{ТВП24K\%_{ВН}} := 10.5 \% \quad U_{ТВП24K\%_{НН}} := 30 \%$$

$$S_{ТВП1} := 32 \text{ МВА}$$

$$U_{ТВП1K\%_{ВН}} := 12.7 \% \quad U_{ТВП1K\%_{НН}} := 40 \%$$

$$S_{ПРТВП1} := 32 \text{ МВА}$$

$$U_{ПРТВП1K\%_{ВН}} := 11.5 \% \quad U_{ПРТВП1K\%_{НН}} := 28 \%$$

$$S_{ПРТВП2} := 32 \text{ МВА}$$

$$U_{ПРТВП2K\%_{ВН}} := 12.7 \% \quad U_{ПРТВП2K\%_{НН}} := 40 \%$$

$$S_{AT3} := 801 \quad \text{MVA}$$

$$U_K\%_{BC} := 11.5 \quad \% \quad U_K\%_{BH} := 37 \quad \% \quad U_K\%_{CH} := 23 \quad \%$$

$$U_K\%_B := 0.5 \cdot (U_K\%_{BC} + U_K\%_{BH} - U_K\%_{CH}) \quad U_K\%_B = 12.75 \quad \%$$

$$U_K\%_C := 0.5 \cdot (U_K\%_{BC} + U_K\%_{CH} - U_K\%_{BH}) \quad U_K\%_C = -1.25 \quad \% \quad U_K\%_C := 0$$

$$U_K\%_H := 0.5 \cdot (U_K\%_{BH} + U_K\%_{CH} - U_K\%_{BC}) \quad U_K\%_H = 24.25 \quad \%$$

Приймаємо:

$$S_6 := 1000 \quad \text{MVA} \quad U_{CH} := 515 \quad \text{kV}$$

■ Опори ліній:

$$X_W := X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{CH}^2} \quad X_W = 0.69$$

Опори трансформаторів :

$$X_{BT24} := U_K\%_{BT24} \cdot \frac{S_6}{S_{BT24} \cdot 100} \quad X_{BT24} = 0.35$$

$$X_{BT2} = X_{BT3} = X_{BT4}$$

$$X_{BT1} := U_K\%_{BT1} \cdot \frac{S_6}{S_{BT1} \cdot 100} \quad X_{BT1} = 0.145$$

$$X_{ТВП24} := (0.125 + 1.75) \cdot U_{ТВП24K\%_{BH}} \cdot \frac{S_6}{S_{ТВП24} \cdot 100} \quad X_{ТВП24} = 7.875$$

$$X_{ТВП1} := (0.125 + 1.75) \cdot U_{ТВП1K\%_{BH}} \cdot \frac{S_6}{S_{ТВП1} \cdot 100} \quad X_{ТВП1} = 7.441$$

$$X_{ПРТВП1} := (0.125 + 1.75) \cdot U_{ПРТВП1K\%_{BH}} \cdot \frac{S_6}{S_{ПРТВП1} \cdot 100} \quad X_{ПРТВП1} = 6.738$$

$$X_{ПРТВП2} := (0.125 + 1.75) \cdot U_{ПРТВП2K\%_{BH}} \cdot \frac{S_6}{S_{ПРТВП2} \cdot 100} \quad X_{ПРТВП2} = 7.441$$

$$X_{AT3B} := U_K\%_B \cdot \frac{S_6}{S_{AT3} \cdot 100} \quad X_{AT3B} = 0.159$$

$$X_{AT3C} := U_K\%_C \cdot \frac{S_6}{S_{AT3} \cdot 100} \quad X_{AT3C} = 0$$

$$X_{AT3H} := U_K\%_H \cdot \frac{S_6}{S_{AT3} \cdot 100} \quad X_{AT3H} = 0.303$$

Опори генераторів :

$$X_{Г24} := X_{d''_{Г24}} \cdot \frac{S_6}{S_{H_{Г24}}}$$

$$X_{Г24} = 0.686$$

$$X_{Г1} := X_{d''_{Г1}} \cdot \frac{S_6}{S_{H_{Г1}}}$$

$$X_{Г1} = 0.233$$

Опір системи:

$$X_{CHOM} := 16 \quad S_{CHOM} := 23000$$

$$X_c := X_{CHOM} \cdot \frac{S_6}{S_{CHOM}}$$

$$X_c = 0.696$$

$$E_c := 1 \quad E_T := 1.13$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К1

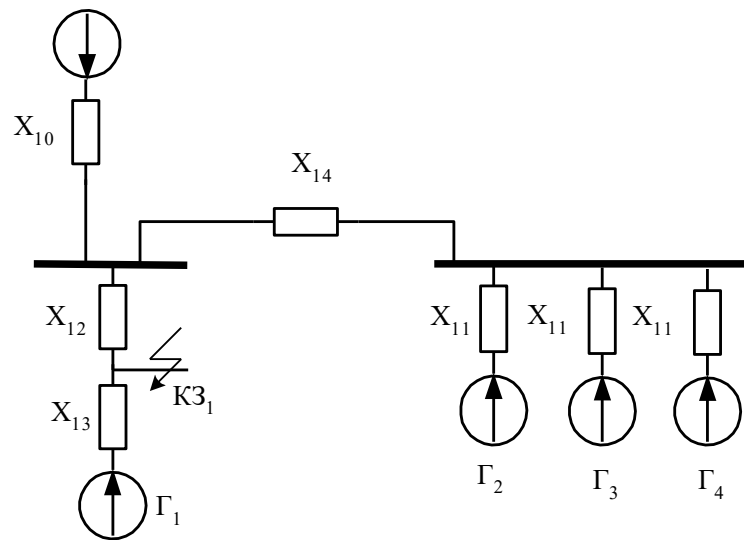


Рисунок В.2. Схема заміщення для точки К1

$$X_{10} := X_c + \frac{X_w}{3}$$

$$X_{10} = 0.926$$

$$X_{11} := X_{Г24} + X_{BT24}$$

$$X_{11} = 1.036$$

$$X_{12} := X_{BT1}$$

$$X_{12} = 0.145$$

$$X_{13} := X_{Г1}$$

$$X_{13} = 0.233$$

$$X_{14} := X_{AT3B}$$

$$X_{14} = 0.159$$

Згрупуємо турбогенератори

$$X_{15} := \frac{X_{11}}{3} + X_{14}$$

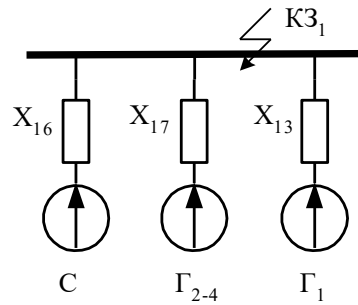
$$X_{15} = 0.504$$

Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{ст} := X_{12} \cdot (X_{10} + X_{15}) \quad X_{ст} = 0.207$$

$$X_{16} := X_{10} + \frac{X_{ст}}{X_{15}} \quad X_{16} = 1.337$$

$$X_{17} := X_{15} + \frac{X_{ст}}{X_{10}} \quad X_{17} = 0.728$$



$$U_{сн} := 24$$

$$I_6 := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}} \quad I_6 = 24.056$$

$$I_{Г1} := \frac{E_{Г1} \cdot I_6}{X_{13}} \quad I_{Г1} = 116.802$$

$$I_{Г24} := \frac{E_{Г24} \cdot I_6}{X_{17}} \quad I_{Г24} = 37.321$$

$$I_c := \frac{E_c \cdot I_6}{X_{16}} \quad I_c = 17.996$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К2

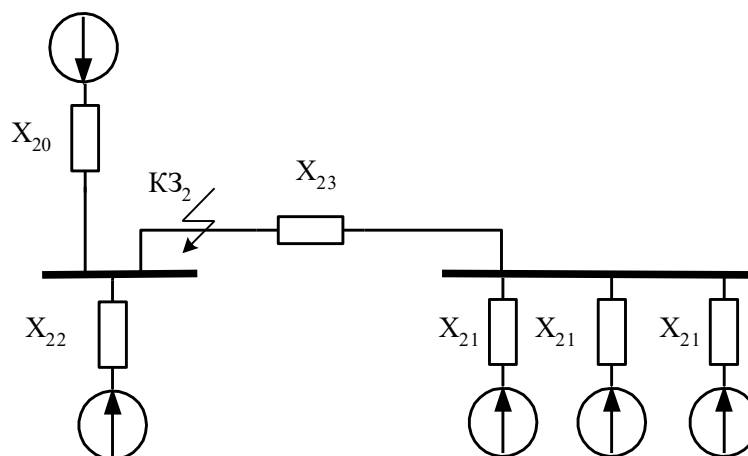
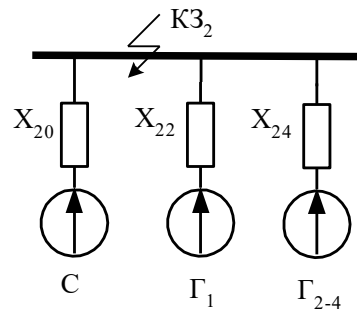


Рисунок В.3. Схема заміщення для точки К2

$$\begin{aligned}
 X_{20} &:= X_c + \frac{X_w}{3} & X_{20} &= 0.926 \\
 X_{21} &:= X_{r24} + X_{BT24} & X_{21} &= 1.036 \\
 X_{22} &:= X_{r1} + X_{BT1} & X_{22} &= 0.378 \\
 X_{23} &:= X_{AT3B} & X_{23} &= 0.159 \\
 X_{24} &:= \frac{X_{21}}{3} + X_{23} & X_{24} &= 0.504
 \end{aligned}$$



$$\begin{aligned}
 U_{CH} &:= 515 \\
 I_6 &:= \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} & I_6 &= 1.121 \\
 I_{r1} &:= \frac{E_r \cdot I_6}{X_{22}} & I_{r1} &= 3.354 \\
 I_{r24} &:= \frac{E_r \cdot I_6}{X_{24}} & I_{r24} &= 2.512 \\
 I_c &:= \frac{E_c \cdot I_6}{X_{20}} & I_c &= 1.211
 \end{aligned}$$

Розрахунок струмів КЗ в точці КЗ

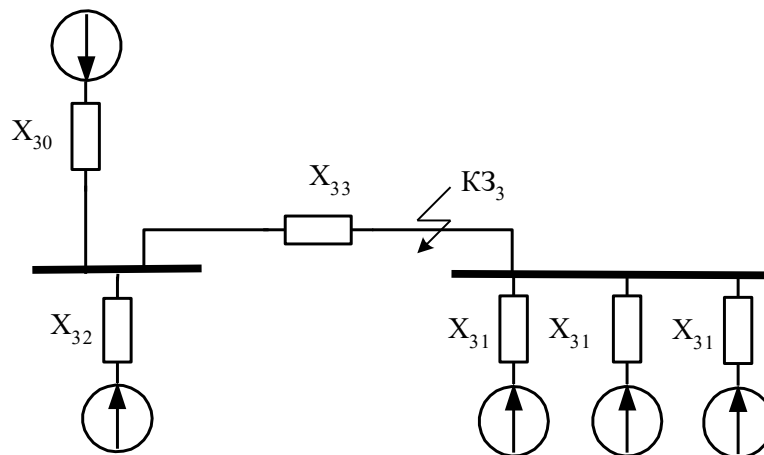


Рисунок В.4. Схема заміщення для точки КЗ

$$X_{30} := X_c + \frac{X_w}{3} \quad X_{30} = 0.926$$

$$X_{31} := X_{r24} + X_{BT24} \quad X_{31} = 1.036$$

$$X_{32} := X_{r1} + X_{BT1} \quad X_{32} = 0.378$$

$$X_{33} := X_{AT3B} \quad X_{33} = 0.159$$

$$X_{34} := \frac{X_{31}}{3} \quad X_{34} = 0.345$$

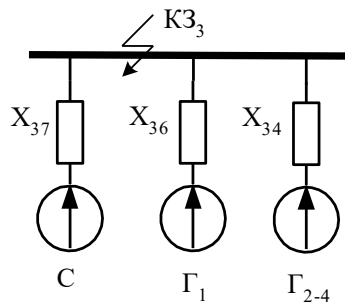
$$X_{35} := X_{32} \quad X_{35} = 0.378$$

Використаємо коефіцієнти струмозподілу.

$$X_{CT} := X_{33} \cdot (X_{35} + X_{30}) \quad X_{CT} = 0.207$$

$$X_{36} := X_{35} + \frac{X_{CT}}{X_{30}} \quad X_{36} = 0.602$$

$$X_{37} := X_{30} + \frac{X_{CT}}{X_{35}} \quad X_{37} = 1.475$$



$$U_{CH} := 230$$

$$I_6 := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} \quad I_6 = 2.51$$

$$I_{r24} := \frac{E_r \cdot I_6}{X_{34}} \quad I_{r24} = 8.217$$

$$I_{r1} := \frac{E_r \cdot I_6}{X_{36}} \quad I_{r1} = 4.713$$

$$I_c := \frac{E_c \cdot I_6}{X_{37}} \quad I_c = 1.702$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К4.

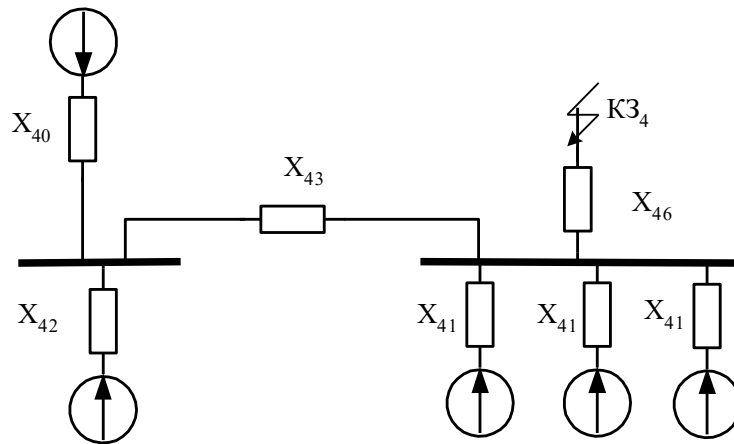


Рисунок В.5. Схема заміщення для точки К4

$$X_{40} := X_c + \frac{X_w}{3} \quad X_{40} = 0.926$$

$$X_{41} := X_{Г24} + X_{БТ24} \quad X_{41} = 1.036$$

$$X_{42} := X_{Г1} + X_{БТ1} \quad X_{42} = 0.378$$

$$X_{43} := X_{АТЗВ} \quad X_{43} = 0.159$$

$$X_{44} := \frac{X_{41}}{3} \quad X_{44} = 0.345$$

$$X_{45} := X_{42} \quad X_{45} = 0.378$$

$$X_{46} := X_{ПРТВП1} \quad X_{46} = 6.738$$

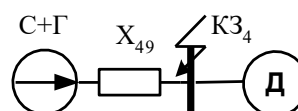
Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{ст} := X_{43} \cdot (X_{45} + X_{40}) \quad X_{ст} = 0.207$$

$$X_{47} := X_{40} + \frac{X_{ст}}{X_{45}} \quad X_{47} = 1.475$$

$$X_{48} := X_{45} + \frac{X_{ст}}{X_{40}} \quad X_{48} = 0.602$$

$$X_{49} := \frac{1}{\frac{1}{X_{47}} + \frac{1}{X_{48}} + \frac{1}{X_{44}}} + X_{46} \quad X_{49} = 6.929$$



$$U_{\text{CH}} := 6.3$$

$$I_6 := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}}$$

$$I_6 = 91.643$$

$$I_{\text{CT}} := \frac{E_c \cdot I_6}{X_{49}}$$

$$I_{\text{CT}} = 13.226$$

$$I_{\text{Д}} := 4 \cdot 1.25 \cdot \frac{S_{\text{ПРТВП1}}}{2U_{\text{CH}}}$$

$$I_{\text{Д}} = 12.698$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К5

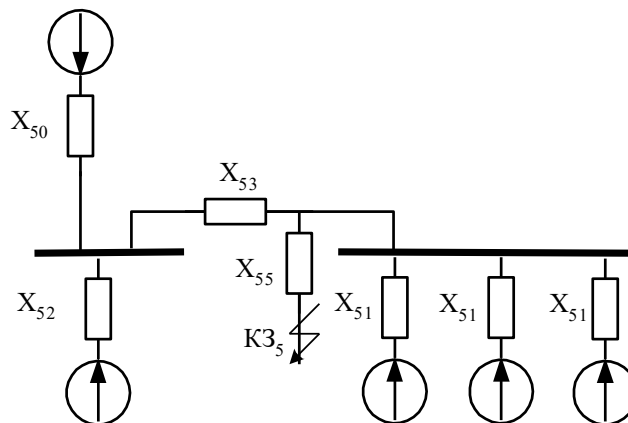


Рисунок В.6. Схема заміщення для точки К5

$$X_{50} := X_c + \frac{X_w}{3}$$

$$X_{50} = 0.926$$

$$X_{51} := X_{\text{Г24}} + X_{\text{БТ24}}$$

$$X_{51} = 1.036$$

$$X_{52} := X_{\text{Г1}} + X_{\text{БТ1}}$$

$$X_{52} = 0.378$$

$$X_{53} := X_{\text{АТЗВ}}$$

$$X_{53} = 0.159$$

$$X_{55} := X_{\text{АТЗН}}$$

$$X_{55} = 0.303$$

$$X_{56} := X_{52}$$

$$X_{56} = 0.378$$

$$X_{57} := \frac{X_{51}}{3}$$

$$X_{57} = 0.345$$

Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{\text{СТ}} := X_{53} \cdot (X_{56} + X_{50})$$

$$X_{\text{СТ}} = 0.207$$

$$X_{58} := X_{50} + \frac{X_{\text{СТ}}}{X_{56}}$$

$$X_{58} = 1.475$$

$$X_{59} := X_{56} + \frac{X_{ст}}{X_{50}} \quad X_{59} = 0.602$$

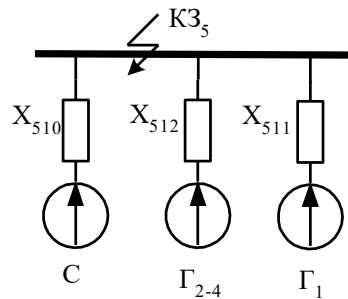
Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{ст} := X_{55} \cdot (X_{58} \cdot X_{59} + X_{58} \cdot X_{57} + X_{59} \cdot X_{57}) \quad X_{ст} = 0.486$$

$$X_{510} := X_{58} + \frac{X_{ст}}{X_{59} \cdot X_{57}} \quad X_{510} = 3.813$$

$$X_{511} := X_{59} + \frac{X_{ст}}{X_{58} \cdot X_{57}} \quad X_{511} = 1.556$$

$$X_{512} := X_{57} + \frac{X_{ст}}{X_{58} \cdot X_{59}} \quad X_{512} = 0.892$$



$$U_{CH} := 37$$

$$I_6 := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} \quad I_6 = 15.604$$

$$I_{Г24} := \frac{E_{Г} \cdot I_6}{X_{512}} \quad I_{Г24} = 19.758$$

$$I_{Г1} := \frac{E_{Г} \cdot I_6}{X_{511}} \quad I_{Г1} = 11.332$$

$$I_c := \frac{E_c \cdot I_6}{X_{510}} \quad I_c = 4.092$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К6

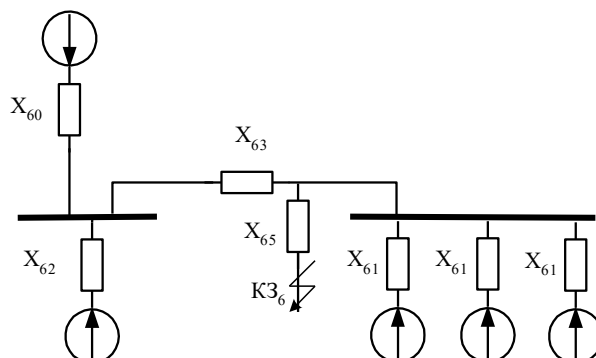


Рисунок В.7. Схема заміщення для точки К₆

$$X_{60} := X_c + \frac{X_w}{3} \quad X_{60} = 0.926$$

$$X_{61} := X_{T24} + X_{BT24} \quad X_{61} = 1.036$$

$$X_{62} := X_{T1} + X_{BT1} \quad X_{62} = 0.378$$

$$X_{63} := X_{AT3B} \quad X_{63} = 0.159$$

$$X_{65} := X_{AT3H} + X_{ПРТВП2} \quad X_{65} = 7.744$$

$$X_{66} := X_{62} \quad X_{66} = 0.378$$

$$X_{67} := \frac{X_{61}}{3} \quad X_{67} = 0.345$$

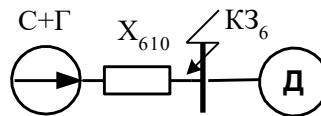
Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{CT} := X_{63} \cdot (X_{66} + X_{60}) \quad X_{CT} = 0.207$$

$$X_{68} := X_{60} + \frac{X_{CT}}{X_{66}} \quad X_{68} = 1.475$$

$$X_{69} := X_{66} + \frac{X_{CT}}{X_{60}} \quad X_{69} = 0.602$$

$$X_{610} := \frac{1}{\frac{1}{X_{68}} + \frac{1}{X_{69}} + \frac{1}{X_{67}}} + X_{65} \quad X_{610} = 7.935$$



$$U_{CH} := 6.3$$

$$I_6 := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} \quad I_6 = 91.643$$

$$I_{CT} := \frac{E_c \cdot I_6}{X_{610}} \quad I_{CT} = 11.549$$

$$I_D := 4 \cdot 1.25 \cdot \frac{S_{ПРТВП2}}{2U_{CH}} \quad I_D = 12.698$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К7

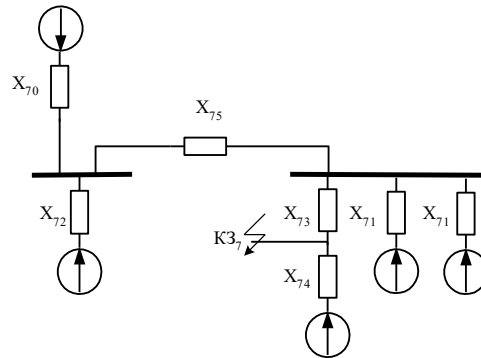


Рисунок В.8. Схема заміщення для точки К7

$X_{70} := X_c + \frac{X_w}{3}$	$X_{70} = 0.926$
$X_{71} := X_{Г24} + X_{БТ24}$	$X_{71} = 1.036$
$X_{72} := X_{Г1} + X_{БТ1}$	$X_{72} = 0.378$
$X_{73} := X_{БТ24}$	$X_{73} = 0.35$
$X_{74} := X_{Г24}$	$X_{74} = 0.686$
$X_{75} := X_{АТЗВ}$	$X_{75} = 0.159$
$X_{76} := X_{72}$	$X_{76} = 0.378$
$X_{77} := \frac{X_{71}}{2}$	$X_{77} = 0.518$

Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$X_{ст} := X_{75} \cdot (X_{70} + X_{76})$	$X_{ст} = 0.207$
--	------------------

$$X_{78} := X_{70} + \frac{X_{\text{ст}}}{X_{76}} \quad X_{78} = 1.475$$

$$X_{79} := X_{76} + \frac{X_{\text{ст}}}{X_{70}} \quad X_{79} = 0.602$$

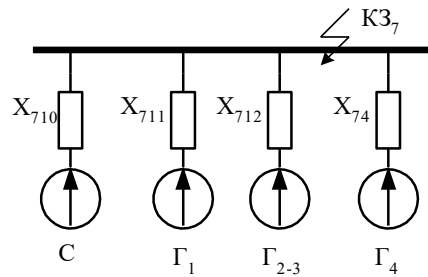
Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{\text{ст}} := X_{73} \cdot (X_{78} \cdot X_{79} + X_{78} \cdot X_{77} + X_{79} \cdot X_{77}) \quad X_{\text{ст}} = 0.687$$

$$X_{710} := X_{78} + \frac{X_{\text{ст}}}{X_{79} \cdot X_{77}} \quad X_{710} = 3.68$$

$$X_{711} := X_{79} + \frac{X_{\text{ст}}}{X_{78} \cdot X_{77}} \quad X_{711} = 1.502$$

$$X_{712} := X_{77} + \frac{X_{\text{ст}}}{X_{78} \cdot X_{79}} \quad X_{712} = 1.292$$



$$U_{\text{сн}} := 20$$

$$I_{\text{с}} := \frac{S_{\text{с}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}} \quad I_{\text{с}} = 28.868$$

$$I_{\text{Г23}} := \frac{E_{\text{Г}} \cdot I_{\text{с}}}{X_{712}} \quad I_{\text{Г23}} = 25.253$$

$$I_{\text{Г1}} := \frac{E_{\text{Г}} \cdot I_{\text{с}}}{X_{711}} \quad I_{\text{Г1}} = 21.725$$

$$I_{\text{Г4}} := \frac{E_{\text{Г}} \cdot I_{\text{с}}}{X_{74}} \quad I_{\text{Г4}} = 47.582$$

$$I_{\text{с}} := \frac{E_{\text{с}} \cdot I_{\text{с}}}{X_{710}} \quad I_{\text{с}} = 7.845$$

Додаток Г Образи дефектів

Графічні образи різних дефектів було запропоновано для визначення виду дефекту японськими дослідниками. Графічні образи дефектів будуються по концентраціях п'яти газів: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 . Метод було розроблено на основі практичного досвіду зіставлення фактично виявлених дефектів в трансформаторі при внутрішньому огляді зі складом газів, які були визначені методом ХАРГ. В той же час образи дефектів відображають загальні залежності в співвідношеннях між окремими газами при нагріваннях різної температури чи розрядних явищах.

Порядок побудови графічного образу дефекту.

1. Графічні образи дефектів будуються для силових трансформаторів, що відповідають рівню 2 або 3, а для високовольтичних вводів рівню 2, 3 або 4;
2. По результату ХАРГ серед газів H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 вибрати газ, що має найвищу абсолютну концентрацію (мкл/л);
3. Визначити величину відношення кожного газу до газу, що має найвищу концентрацію. Відношення газу з найвищою концентрацією буде дорівнювати 1, відношення всіх останніх газів менше 1.
4. Побудувати графік образу дефекту, на якому по осі абсцис розташувати гази в такій послідовності: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , а по осі ординат відкласти вираховані відношення для кожного з цих газів. Отримані точки з'єднати лінією.

Приклад побудови графіка образу дефекту.

В результаті проведення ХАРГ були отримані такі концентрації окремих газів (мкл/л):

$$\text{H}_2 = 12, \text{CH}_4 = 458, \text{C}_2\text{H}_6 = 152, \text{C}_2\text{H}_4 = 571, \text{C}_2\text{H}_2 = 0.$$

Газ, що має найбільшу концентрацію – C_2H_4 .

Вираховуємо відношення всіх газів до C_2H_4 :

$$C_2H_4/C_2H_4 = 571/571 = 1,$$

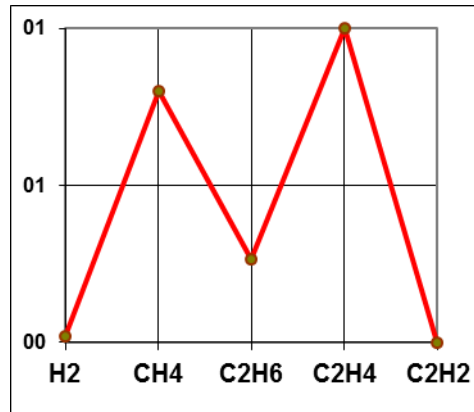
$$H_2/C_2H_4 = 12/571 = 0,02,$$

$$CH_4/C_2H_4 = 458/571 = 0,8,$$

$$C_2H_6/C_2H_4 = 152/571 = 0,27,$$

$$C_2H_2/C_2H_4 = 0/571 = 0.$$

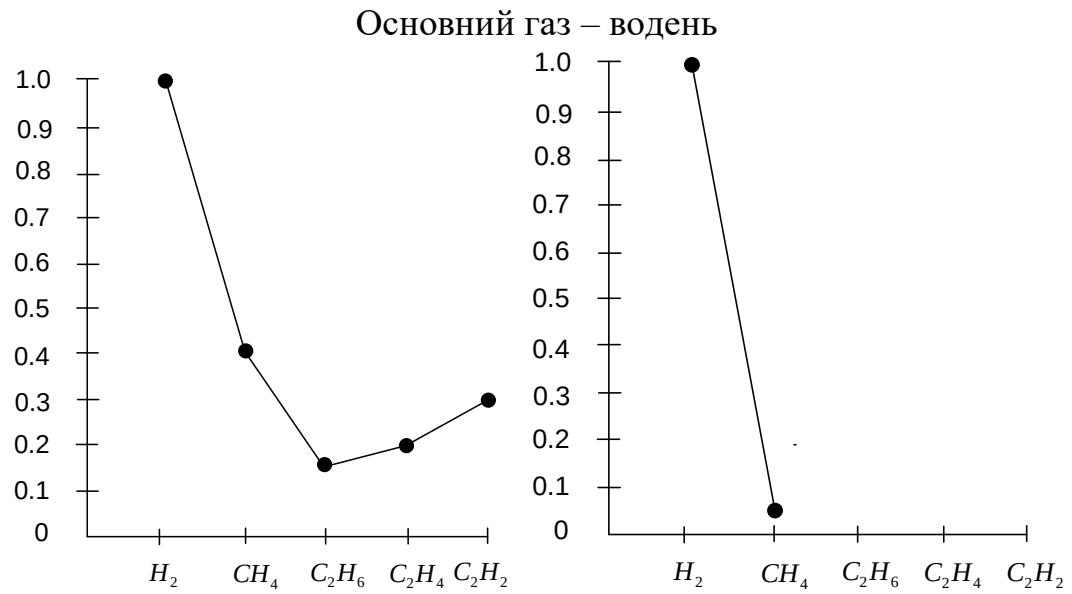
По вирахуванім відношенням будуємо графік образу дефекту



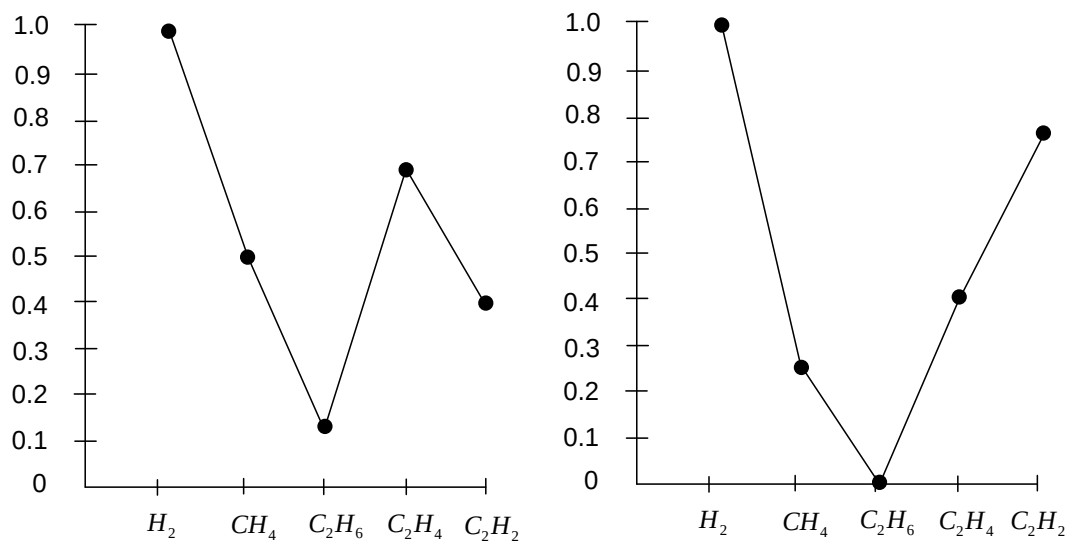
Порівнюючи отриманий образ дефекту з образами відомих дефектів, віднести його до того чи іншого виду. При порівнянні образів враховувати те, який газ має максимальну концентрацію, та співвідношення між окремими газами.

Хімічні назви та позначення газів

Назва	Позначення
Водень	H ₂
Метан	CH ₄
Етан	C ₂ H ₆
Етилен	C ₂ H ₄
Ацетилен	C ₂ H ₂
Окис вуглецю	CO
Двоокис вуглецю	CO ₂
Кисень	O ₂
Азот	N ₂
Пропан	C ₃ H ₈
Пропилен	C ₃ H ₆
1-Бутен	1-C ₄ H ₈

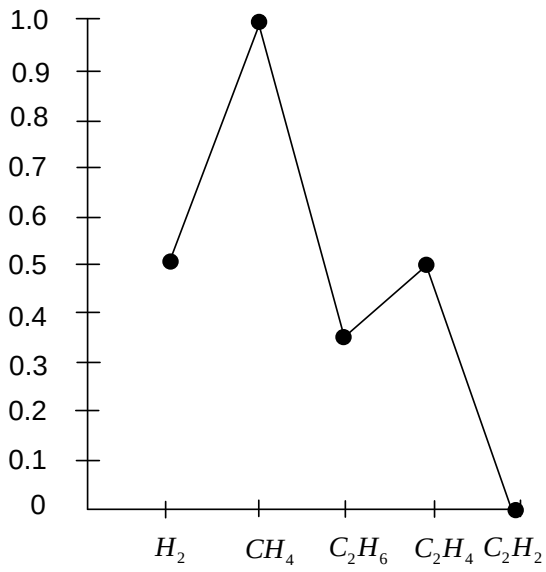


Дефекти, викликані іскрінням або дугою

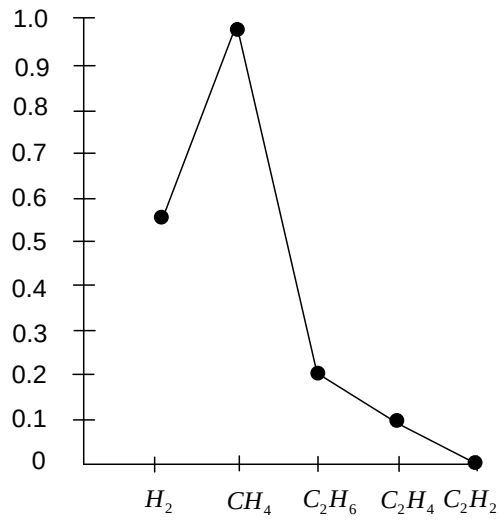
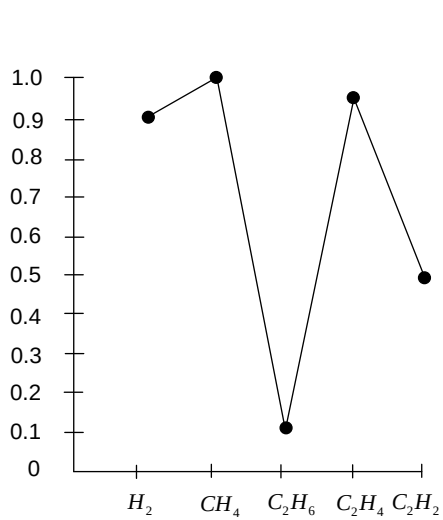
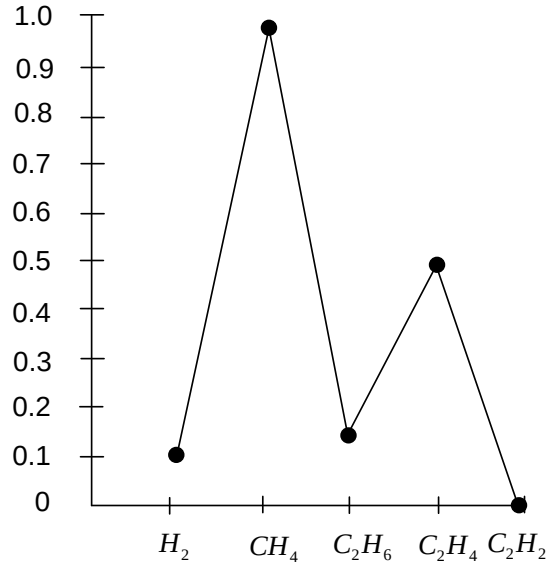


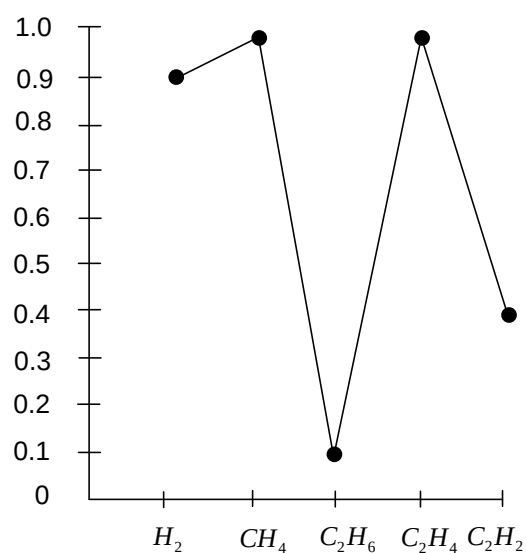
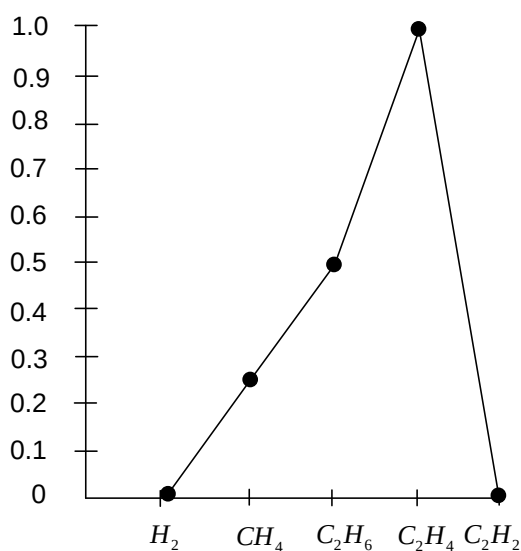
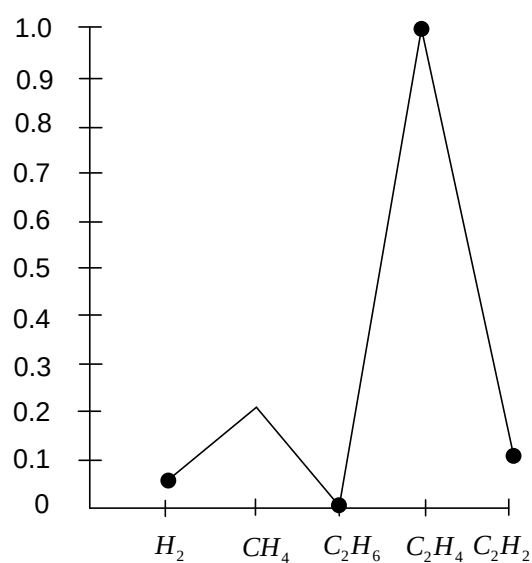
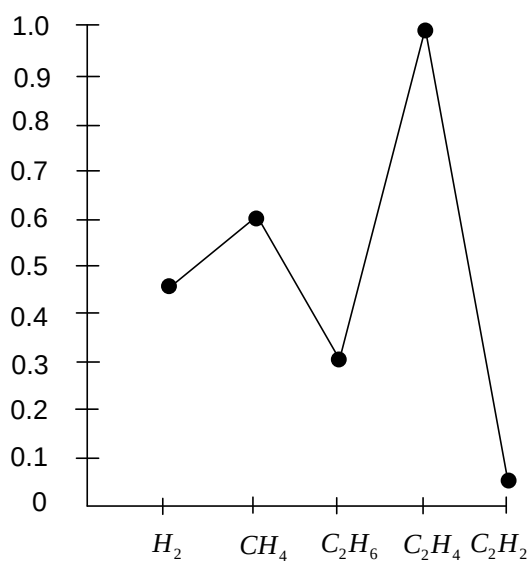
Основний газ - метан Дефекти термічного характеру

Дефект термічного характеру,
перехідний в ЧР

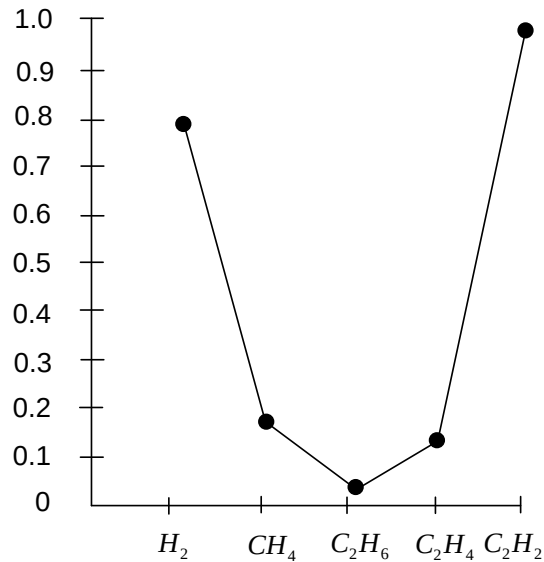


Дефект термічного характеру,





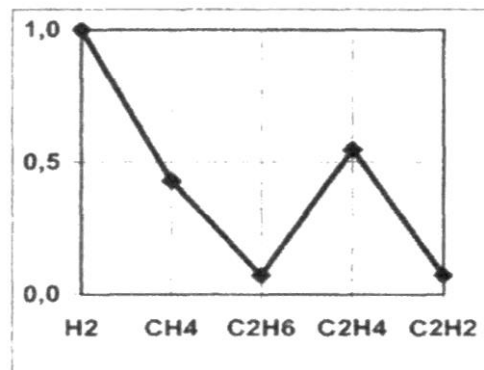
Основний газ - ацетилен Дефекти електричного характеру – елек
Дефект термічного характеру, перехідний в ЧР
Високотемпературний нагрів, перехідний в дугу



Приклади визначення дефектів у трансформаторному обладнанні з
урахуванням графічних образів дефектів

Об'єкт: Автотрансформатор АОДЦТН 333000/750 Результат ХАРГ

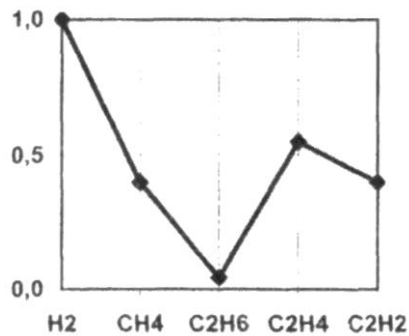
(мкл/л): $H_2 = 84$, $CH_4 = 36$, $C_2H_6 = 6$, $C_2H_4 = 46$, $C_2H_2 = 6$



Образ дефекту відповідає іскрінню або повзучому розряду.

Під час внутрішнього обстеження в автотрансформаторі було виявлено
сліди іскрових розрядів на ізоляції магнітних шунтів системи шунтування бака
автотрансформатора.

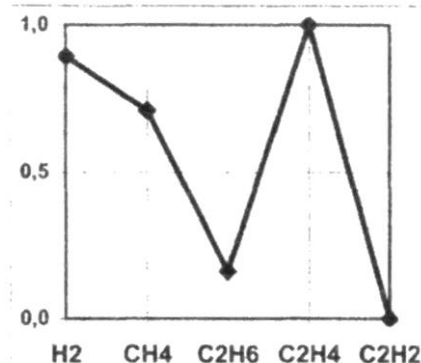
Об'єкт: автотрансформатор АОДЦТН 417000/750 Результат ХАРГ
(мкл/л): $H_2 = 160$, $CH_4 = 90$, $C_2H_6 = 14$, $C_2H_4 = 140$, $C_2H_2 = 100$



Образ дефекту відповідає іскрінню або повзучому розряду.

Під час внутрішнього обстеження в автотрансформаторі було виявлено розгалужені сліди повзучих розрядів на поверхні та в товщі головної ізоляції.

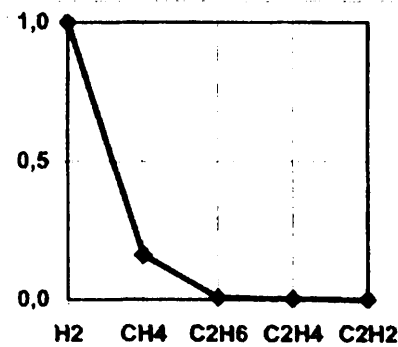
Об'єкт: автотрансформатор АОДЦТН 167000/500 Результат ХАРГ
(мкл/л): $H_2 = 166$, $CH_4 = 132$, $C_2H_6 = 30$, $C_2H_4 = 186$, $C_2H_2 = 0$



Образ дефекту відповідає сумі двох образів: високотемпературному нагріванню та розрядам.

Під час внутрішнього обстеження в автотрансформаторі було виявлено сліди нагрівання та розрядів на елементах вибірнику пристрою РПН.

Об'єкт: автотрансформатор АОДЦТН 417000/500 Результат ХАРГ
(мкл/л): $H_2 = 1350$, $CH_4 = 220$, $C_2H_6 = 10$, $C_2H_4 = 3$, $C_2H_2 = 0$



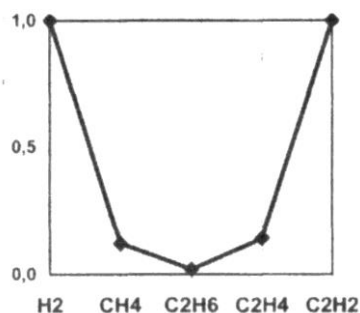
Образ

дефекту відповідає

частковим розрядам.

Під час проведення діагностичних заходів було встановлено наявність часткових розрядів у маслі на екрані вводу 750 кВ.

Об'єкт: трансформатор ТДЦ 400000/330 Результат ХАРГ (мкл/л): H₂ = 245, CH₄ = 30, C₂H₆ = 5, C₂H₄ = 35, C₂H₂ = 245

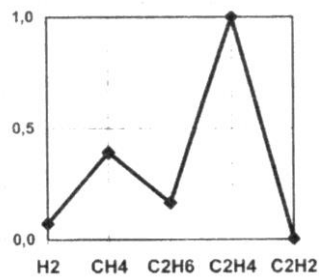


Образ дефекту відповідає дуговому розряду.

Після вимкнення трансформатора було проведено вимірювання опору короткого замикання обмоток ВН2—НН. Результати вимірювання показали недопустиме збільшення опору на фазі А, що свідчить про деформацію обмотки високої напруги. Під час проведення ремонтних робіт на обмотці ВН2 було виявлено дві хвилі деформації та електричне перекриття між котушками вздовж опірної рейки в місці найбільшого зниження ізоляційного проміжку.

Об'єкт: трансформатор власних потреб ТРДНС 63000/35

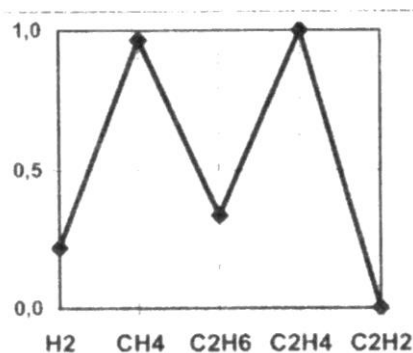
Результат ХАРГ (мкл/л): $H_2 = 64$, $CH_4 = 347$, $C_2H_6 = 147$, $C_2H_4 = 773$, $C_2H_2 = 1,5$



Образ дефекту відповідає високотемпературному нагріванню.

Високотемпературне нагрівання було пов'язане з погіршенням контактних з'єднань струмопровідного ланцюга, що було встановлено за збільшенням омичного опору обмотки НН. Під час обстеження було зафіксовано погіршення стану контактного з'єднання відводу обмотки НН, що було причиною високотемпературного нагрівання.

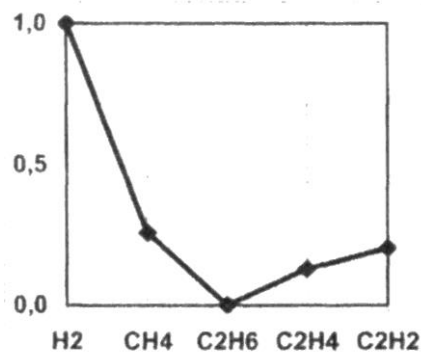
Об'єкт: автотрансформатор АТДЦТН 250000/330 Результат ХАРГ (мкл/л): $H_2 = 110$, $CH_4 = 587$, $C_2H_6 = 209$, $C_2H_4 = 633$, $C_2H_2 = 0$



Образ дефекту відповідає нагріванню середньої температури.

Під час обстеження автотрансформатора було виявлено пошкодження обмотки статора насоса перекачування масла системи охолодження, що було причиною зростання газів у баку.

Об'єкт: вимірювальний трансформатор струму ТФРМ 750 Результат
ХАРГ(мкл/л): $H_2 = 93$, $CH_4 = 24$, $C_2H_6 = 0$, $C_2H_4 = 12$, $C_2H_2 = 19$



Образ дефекту відповідає потужним розрядам.

Під час внутрішнього обстеження в умовах заводу-виробника було виявлено сліди потужних розрядів на ізоляційній втулці лінійного виводу первинної обмотки.