

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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

«Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт з дослідженням пристроїв гасіння дуги в елегазових вимикачах»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-22м  
 спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні станції»

(номер і назва напрямку підготовки, спеціальності)

С. Савик Совик Д. С.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Н. Собчук Собчук Н. В.  
(прізвище та ініціали)

« 04 » 12 2023 р.

ОпONENT: к.т.н., доцент каф.

Ю. Колода Колода Ю. В.  
(прізвище та ініціали)

« 04 » 12 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

В. О. Комар д.т.н., проф. Комар В. О.  
(прізвище та ініціали)

« 04 » 12 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 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.



18 вересня 2023 року

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Совику Дмитру Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт з дослідженням пристроїв гасіння дуги в елегазових вимикачах»  
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2023 року № 203

2. Строк подання студентом роботи 1 грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: 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., Тєптя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с. Вихідні дані Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання з чотирма агрегатами одиначною потужністю 220 МВт та двома 1000 МВт. В систему, прислання до якої знаходиться на відстані 260 км, потужність віддається по ЛЕП 750 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Графіки електричних навантажень станції. Вибір структурної схеми станції. 2. Вибір електричних схем станції. 3. Вибір обладнання станції. Розрахунок грозозахисту. 4. Розрахунок заземлювального пристрою. 5. Принципи гасіння електричної дуги в елегазових вимикачах високої напруги. 6. Визначення кошторисної вартості спорудження проєктованої електростанції. 7. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 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 500 кВ; 4. Схема власних потреб станції; 5. Заступна схема електроустановки; 6. План заземлювального пристрою; 7. Перехідний процес відключення при короткому замиканні в індуктивному колі змінного струму високої напруги; 8. Принципова схема дугогасильного пристрою одностороннього газового дугтя.

## 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		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобиланський О. В. д. пед. н., професор каф. БЖДПБ <i>Собчук Н.В.</i>		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 14 вересня 2022 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.23	06.09.23	<i>вс</i>
2	Електротехнічна частина	07.09.23	12.09.23	<i>вс</i>
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	13.09.23	05.10.23	<i>вс</i>
4	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	06.10.23	20.10.23	<i>вс</i>
5	Пристрої грозозахисту в електричній мережі	21.10.23	30.10.23	<i>вс</i>
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.23	10.11.23	<i>вс</i>
7	Техніко-економічна частина	11.11.23	16.11.23	<i>вс</i>
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.23	25.11.23	<i>вс</i>
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.11.23	30.11.23	<i>вс</i>

Студент

  
(підпис)

Д.С. Совик

Керівник роботи

  
(підпис)

Н. В. Собчук

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Совик Дмитро Сергійович «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт з дослідженням пристроїв гасіння дуги в елегазових вимикачах». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 130 с.

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

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектовано конденсаційну електростанцію з дослідженням особливостей гасіння дуги в елегазовому середовищі, розглянуто основні принципи гасіння електричної дуги в елегазових вимикачах високої напруги, характеристики елегазу відносно використання в дугогасильних пристроях вимикачів високої напруги, здійснено вибір елегазового комутаційного обладнання.

Ключові слова: електростанція, елегаз, вимикач, повітря, електрична дуга.

## ABSTRACT

UDC 621.316.3

Dmytro Serhiyevich Sovyk "The electrical part of the condensing power plant with a capacity of 2800 MW with the study of arc extinguishing devices in eargas circuit breakers". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 130 p.

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

In the master's qualification work, a condensing power plant was designed with a study of the features of arc extinguishing in a gas medium, the main principles of electric arc extinguishing in high voltage gas circuit breakers, the characteristics of gas in relation to the use of high voltage circuit breakers in arc extinguishing devices were considered, and a selection of gas switching equipment was made.

Key words: power plant, electric gas, switch, air, electric arc.

## ЗМІСТ

Вступ.....	5
1 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КЕС ПОТУЖНІСТЮ 2800 (3x400+2x800).....	7
1.1 Графіки електричних навантажень станції.....	7
1.2 Вибір силового обладнання.....	14
1.3 Вибір структурної схеми станції.....	17
1.4 Вибір електричних схем станції.....	23
1.5 Вибір схеми власних потреб.....	29
1.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	30
1.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму.....	43
1.8 Вибір комутаційної апаратури.....	46
1.9 Вибір струмоведучих частин.....	47
1.10 Вибір кабелів.....	54
1.11 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	54
1.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів ...	59
1.13 Вибір акумуляторних батарей.....	59
1.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-500 кВ.....	62
1.15 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ.....	64
2 ОСНОВНІ ПРИНЦИПИ ГАСІННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ДУГИ В ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧАХ ВИСОКОЇ НАПРУГИ.....	67
2.1 Автокомпресійний дугогасильний пристрій.....	71
2.2 Дугогасильні пристрої з авто генеруванням.....	73
3 ХАРАКТЕРИСТИКИ ЕЛЕГАЗУ ВІДНОСНО ВИКОРИСТАННЯ В ДУГОГАСИЛЬНИХ ПРИСТРОЯХ ВИМИКАЧІВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ.....	75
3.1 Дисоціація і іонізація елегазу.....	76
3.2 Характеристики електричної міцності елегазу в фазі пробою.....	78
3.3 Властивості перенесення і термодинамічні функції елегазу при високих температурах.....	79

3.4 Взаємодія дуги відключення з газовим потоком в дугогасильних пристроях елегазових вимикачів ВН.....	82
3.5 Діаметр електричної дуги відключення в елегазових дугогасильних пристроях .....	86
4 ВІДКЛЮЧАЮЧА ЗДАТНІСТЬ ЕЛЕГАЗОВИХ ДУГОГАСИЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ .....	92
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....	106
5.1 Визначення кошторисної вартості спорудження проектованої електростанції.....	106
5.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії.....	108
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ11	
6.1 Задачі розділу.....	116
6.2. Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем і експлуатацією високовольтних елегазових вимикачів.....	117
6.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при монтажі і експлуатації елегазових вимикачів.....	118
6.4 Пожежна безпека.....	125
ВИСНОВКИ .....	128
ЛІТЕРАТУРА .....	129
ДОДАТКИ	

## ВСТУП

*Актуальність теми.* Енергетична система України, одна з найбільших у Європі, на сьогоднішній день вимагає значної модернізації. Хоча система є функціональною, вона залишається застарілою та зношеною, оскільки більшість її компонентів створено в основному в радянські часи. Особливо несуттєвим є стан розподільчих мереж, які, хоч і мають меншу ступінь зносу порівняно з високовольтними, стикаються із зміненою структурою розміщення споживачів.

Для реалізації модернізації проводять капітальний ремонт енергетичних систем, а також встановлюють нове обладнання в розподільчих мережах та на електростанціях. Використання елегазового обладнання на електростанціях обумовлене його високою надійністю та безпекою від пожеж. Елегазові високовольтні вимикачі, наприклад, які працюють з електротехнічним газом SF<sub>6</sub>, об'єднують переваги різних типів вимикачів: можливість застосування на будь-яку напругу, характерну для енергетичних систем; компактні розміри, низька маса та тиха робота; підвищена комутаційна здатність; здатність перемикаєти як великі, так і малі струми без ризику перенапруги, що автоматично усуває необхідність в обладнанні для обмеження перенапруги. Довгий міжремонтний період (до 15 років) та висока пожежобезпечність роблять елегазове обладнання пріоритетним для використання в високовольтних мережах для поліпшення їх ефективності.

*Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.* Магістерська дисертація була успішно реалізована в рамках наукових досліджень, проведених кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ за фінансуванням з державного бюджету.

*Мета і задачі дослідження.* Головною метою представленої магістерської дисертації є розробка електричної частини конденсаційної електростанції та вивчення особливостей гасіння дуги у середовищі електротехнічного газу (елегаз).

- Для досягнення визначеної мети у магістерській дисертації вирішено наступні ключові завдання:



- - Розроблено проект конденсаційної електростанції та проведено відбір відповідного обладнання.
- - Проведено наукові дослідження щодо особливостей гасіння дуги у середовищі електротехнічного газу (елегазу), вивчено відключаючу здатність високовольтних елегазових дугогасильних пристроїв, а також властивості елегазу, які стосуються його використання у вимикачах високої напруги.

*Об'єктом дослідження МКР є:* високовольтне елегазове обладнання.

*Предметом дослідження є:* характеристики гасіння дуги у середовищі електротехнічного газу (елегазу), методи вибору обладнання і їх обґрунтування.

*Методи дослідження.* Для аналізу та вирішення намічених завдань використані методи еквівалентних ЕРС і типових кривих.

*Наукова новизна одержаних результатів* полягає в тому, що :

- проаналізовано ефективність гасіння дуги в елегазовому середовищі.

*Практичне значення отриманих результатів.* Результати магістерської кваліфікаційної роботи використовуються у ВНТУ на кафедрі «Електричні станції та системи» для підготовки фахівців за спеціальностями 7.05070101 «Електричні станції» та 7.05070102 «Електричні системи та мережі».

*Особистий внесок здобувача.* Усі результати, які складають основний зміст МКР отримані автором під керівництвом к.т.н., доцента кафедри ЕСС Собчук Н.В.

*Апробація результатів МКР.* Результати доповідались на НТКС факультету електроенергетики та електромеханіки ВНТУ у 2022 та 2023 роках.

## 1 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КЕС ПОТУЖНІСТЮ 2800 (3x400+2x800)

### 1.1 Графіки електричних навантажень станції

Робочий режим електричних станцій визначається графіками електричних теплових навантажень обслуговуваної території. Потужність цих станцій має забезпечувати виконання графіків навантажень, враховуючи втрати в елементах електропередачі та витрати на внутрішні потреби станції. Під час розрахунку графіків навантажень можна враховувати величину постійних і змінних втрат:

- в мережах району  $\Delta P'_{1*} = 0,01$ ;  $\Delta P'_{2*} = 0,06$ ;
- в мережах системи  $\Delta P''_{1*} = 0,02$ ;  $\Delta P''_{2*} = 0,14$ .

Величину постійних втрат для даного району і системи визначають, використовуючи відповідні математичні формули.

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot \Delta P_{p,\max} \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P''_{1*} \cdot \Delta P_{c,\max} \end{aligned} \right\} \quad (1.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 600 = 6,0 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 1600 = 32 \text{ МВт}$$

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності системи  $P_{p,\max}$  та району  $P_{c,\max}$ .

$$P_{pt} = (P'_{pt} \cdot P_{p,\max}) / 100; \quad (1.2)$$

$$P_{ct} = (P'_{ct} \cdot P_{c,\max}) / 100; \quad (1.3)$$

де  $P_{c,\max}$ ,  $P_{p,\max}$  - максимальне навантаження відповідно місцевого району та системи;

$P'_{pt}$ ,  $P'_{ct}$  - навантаження відповідно місцевого району та системи, %

$$P_{pt} = (82 \cdot 600) / 100 = 492 \text{ (МВт)};$$

$$P_{ct} = (60 \cdot 2600) / 100 = 960 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P_{2*} \cdot \frac{\Delta P_{pt^2}}{\Delta P_{p.\max}}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P_{2*} \cdot \frac{\Delta P_{ct^2}}{\Delta P_{c.\max}}; \end{aligned} \right\} \quad (1.4)$$

$$\Delta P_{2pt} = 0,06 \cdot \frac{492^2}{600} = 24,21 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2ct} = 0,14 \cdot \frac{960^2}{1600} = 80,64 \text{ МВт}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різни напруг:

$$\left. \begin{aligned} P_{р.вид.1} &= P_{p1} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \\ P_{с.вид.1} &= P_{c1} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct1}; \end{aligned} \right\} \quad (1.5)$$

$$P_{р.вид.1} = 492 + 6 + 24,2 = 522,2 \text{ МВт};$$

$$P_{с.вид.1} = 960 + 32 + 80,64 = 1072,6 \text{ МВт};$$

Сумарна потужність, що видається з шин станції:

$$P_{вид.t} = P_{р.вид.t} + P_{с.вид.t}; \quad (1.6)$$

$$P_{вид.t} = 522,2 + 1072,6 = 1594,8 \text{ МВт}.$$

Витрати потужності на власні потреби станції:

$$P_{ВП1} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{видt}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P_{ВП'}}{100} \cdot P_{вид.\max}; \quad (1.7)$$

$$P_{ВП1} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{1594,8}{2800} \right) \cdot \frac{3}{100} \cdot 2516 = 55,98 \text{ МВт}.$$

Потужність, яка видається генераторами станції:

$$P_{\text{вир}t} = P_{\text{вид}t} + P_{\text{ВП}t}; \quad (1.8)$$

$$P_{\text{вир}t} = 1594,8 + 55,98 = 1650,8 \text{ МВт.}$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби та річний графік за тривалістю навантаження. Дані розрахунку зводяться в таблиці 1.1 та 1.2.

За даними розрахунку будемо добові графіки навантаження для зими та літа ( $P_{\text{р.вид}t}$ ,  $P_{\text{с.вид}t}$ ,  $P_{\text{р.вир}t}$ ) і річний графік за тривалістю  $P_{\text{р.вир}p}$  (рисунок 1.1).

Використовуючи річний графік за тривалістю визначаємо основні технічні показники роботи станції (таблиця 1.3).

Таблиця 1.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень (зима-літо)

Складові втрат потужності	Години доби						
	0-5	5-9	9-15	15-18	18-22	22-23	23-24
Навантаження району, %, МВт	80	82	93	82	100	90	80
	75	77	88	77	95	85	75
	480	492	558	492	600	540	480
	450	462	528	462	570	510	450
Втрати потужності в МР, МВт:	6	6	6	6	6	6	6
- постійні;	23,04	24,2	31,13	24,2	36	29,16	23,04
- змінні.	20,25	21,3	27,9	21,3	32,5	26	20,24
Потужність, що видається в район, МВт	509	422,2	595,1	522,2	642	575	509
	476,25	489,34	561,87	489,34	608,5	542	476,25
Навантаження системи: % - МВт	65	85	80	75	100	85	75
	60	80	75	70	95	80	70
	1040	1360	1280	1200	1600	1360	1200
	960	1280	1200	1120	1520	1280	1120
Втрати потужності в МС, МВт	32	32	32	32	32	32	32
- постійні;	94,6	161,8	143,36	126	224	161,84	126
- змінні	80,64	143,36	126	109,76	202,16	143,36	109,76
Потужність, що видається в систему, МВт	1166,64	1553,84	1455,36	1358	1856	1553,84	1358
	1072,64	1455,36	1358	1261,76	1754,16	1455,36	1261,76
Загальна потужність, що віддається з шин станції, МВт	1675,68	2076,05	2050,49	1880,2	2498	2129	1867
	1548,89	1944,7	1919,87	1751,1	2362,65	1997,37	1738,0
Втрати потужності на власні потреби, МВт	179,82	206,8	204,4	193,23	233,74	209,55	192,37
	171,5	197,46	195,84	184,77	224,87	200,92	183,91
Потужність, що видається генераторами станції, МВт	1855,5	2282,12	2254,9	2073,44	2731,74	2338,55	2059,4
	1720,4	2142,17	2115,7	1935,87	2587,52	2198,29	1921,92

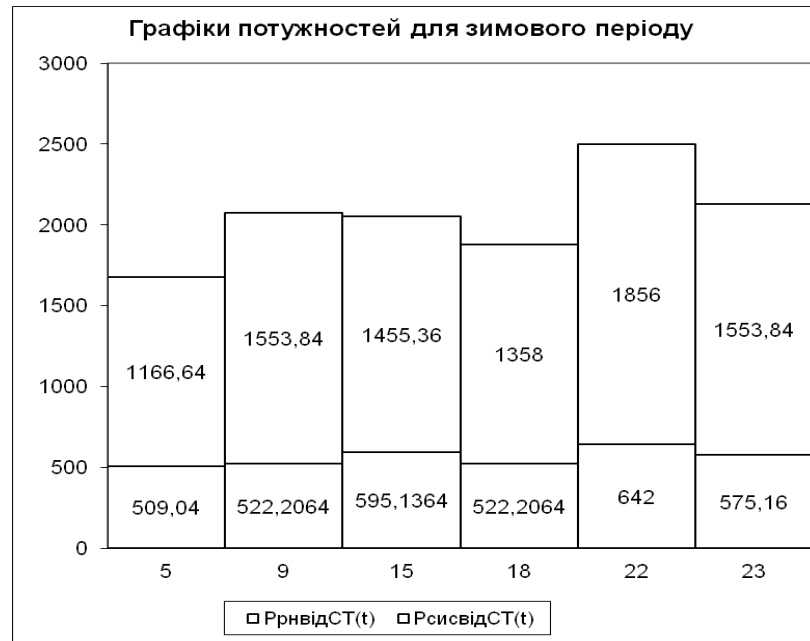
Примітка: 1. Максимальне навантаження власних потреб:  $P'_{ВП} = 3\%$ .

2. Коефіцієнт попиту:  $K_{П} = 0,85$ .

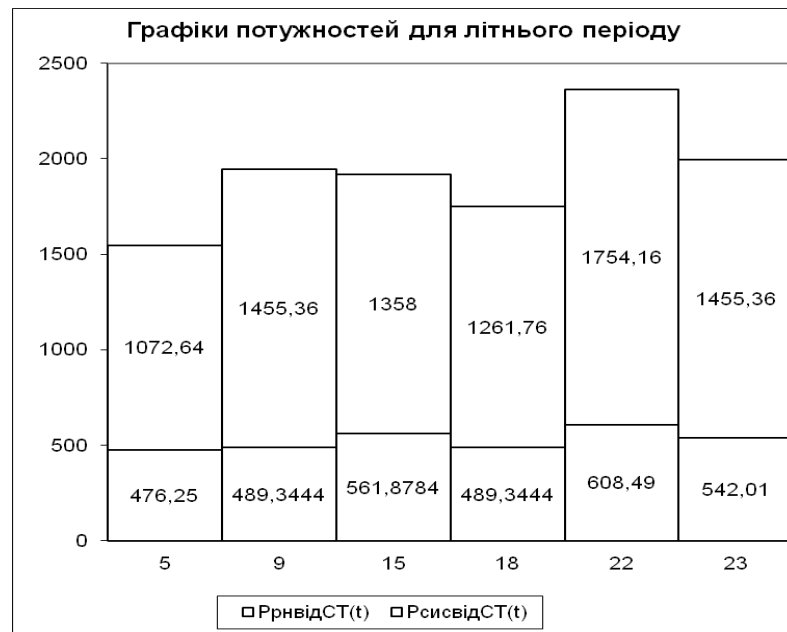
3. Тривалість зимового та літнього періоду: 183/182 доби.

Таблиця 1.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

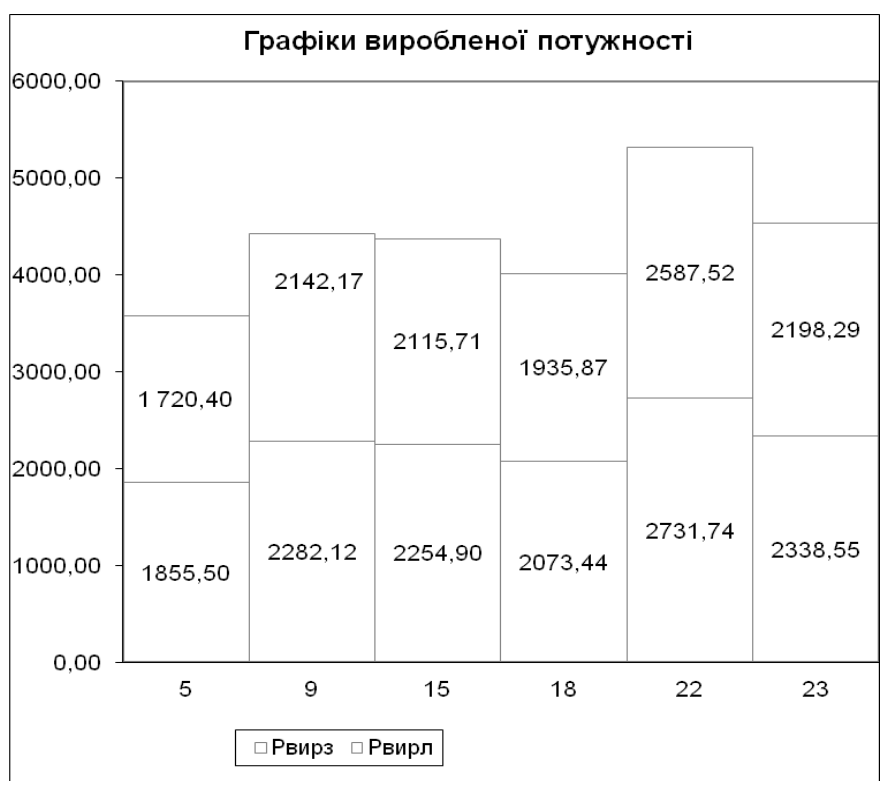
P, МВт	2731,4	2587,5	2338,55	2282,12	2254,9	2198,3	2142,2	2115,7	2073,4	2059,4	1935,9	1921,9	1855,5	1720,4
t, год.	732	728	183	732	1098	182	728	1092	549	183	546	182	915	910
t <sub>Σ</sub> , год.	732	1460	1643	2375	3473	3655	4383	5475	6024	6207	6753	6935	7850	8760



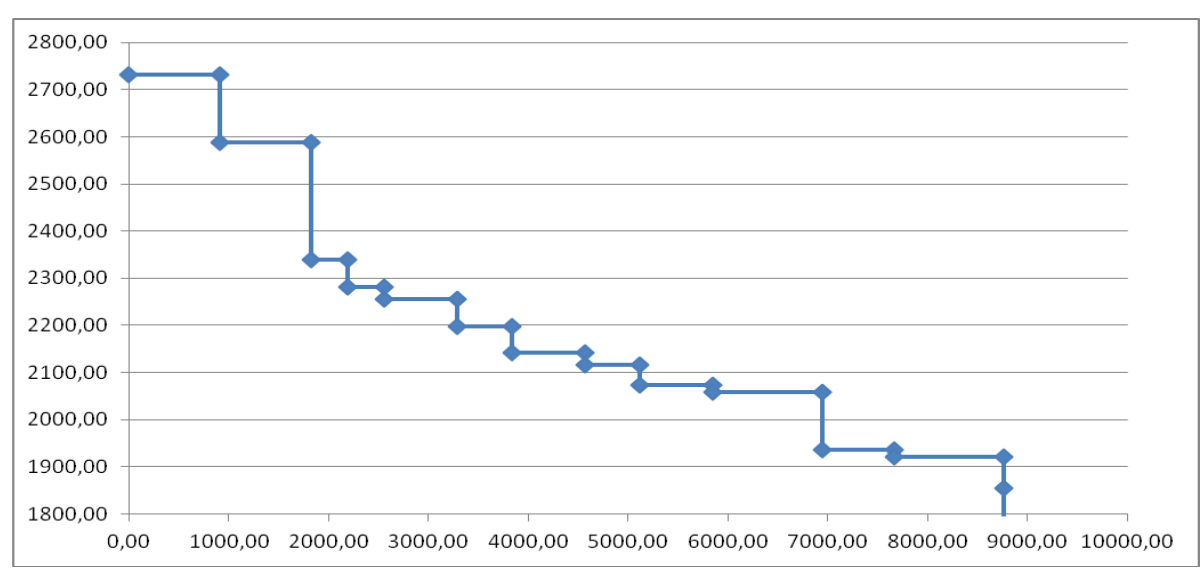
а) Графік потужностей для зимового періоду



б) Графік потужностей для літнього періоду



в) Графік потужності, що виробляється генераторами ЕС



г) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 1.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 1.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункові формули	Кількісне значення
1	2	3
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	2661,54
Річний виробіток електроенергії, МВт·год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	18430318,95
Встановлена потужність, МВт	$P_{\text{вст.}}$	2800
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	2103,92
Коефіцієнт заповнення графіка	$K_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,79
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$K_B = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст.}}}$	0,75
Кількість годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст.}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст.}}}$	6582,26
Кількість годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	6924,40
Коефіцієнт резерву	$K_{\text{рез.}} = \frac{P_{\text{вст.}}}{P_{\max}}$	1,05
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	1256222,82
Загальна річна кількість електроенергії, що віддається з шин станції, МВт·год.	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	17174096,12
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	5839,58



## 1.2 Вибір силового обладнання

Таблиця 1.4 – Технічні характеристики турбогенераторів

Параметри	Турбогенератор	
	ТГВ-3002У3	ТГВ-800-2У3
$n_{\text{НОМ.}}$ , об/хв	3000	3000
$S_{\text{НОМ.}}$ , МВА	353	941
$P_{\text{НОМ.}}$ , МВт	300	800
$U_{\text{НОМ.}}$ , кВ	20	24
$\cos\varphi_{\text{НОМ.}}$	0,85	0,85
$I_{\text{НОМ.}}$ , кА	10,2	22,65
Схема з'єднання обмоток статора	УУ	УУ
Система збудження	ТС	ТН
$U_{\text{ф.НОМ.}}$ , В	420	480
$I_{\text{ф.НОМ.}}$ , А	3050	6720
$I_{\text{фх.}}$ , А	1060	1605
ВКЗ	0,524	0,44
$R_{\text{ст.}}$ , Ом	0,001335	0,0011
$R_{\text{рот.}}$ , Ом	0,145	0,0683
Опори, в.о.:		
$X_{\text{d}}''$	0,195	0,272
$X_{\text{d}}'$	0,3	0,4
$X_{\text{d}}$	2,195	2,482
$X_2$	0,238	0,312
$X^0$	0,0963	0,151

Таблиця 1.5 – Технічні характеристики турбін

Параметр	Турбіна	
	К-300-240	К-800-240-1
$P_{\text{НОМ.}}$ , МВт	300	800
$P$ , ата	240	240
$t$ , °С	560	560
$D$ , Т/год.	865	2370

Таблиця 1.6 – Технічні характеристики котельних агрегатів

Параметр	Котельний агрегат	
	Пп-950/255Ж	Пп-2550/255Ж-М
D, Т/год.	950	2500
P <sub>ном.</sub> , МВт	300	800
P, ата	255	255
t, °C	565	565
Паливо	Вугілля	Вугілля

### 1.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП [2]:

$$n = \frac{P_{\max'}}{P_{\text{Гр}}} + 1, \quad (1.9)$$

де  $P_{\max'}$  - максимальна потужність, що передається в район або систему з урахуванням втрат, МВт;

$P_{\text{Гр}}$  - гранична потужність лінії, МВт.

$$n_{500} = \frac{1856}{900} + 1 = 3,06 \approx 4;$$

$$n_{220} = \frac{642}{200} + 1 = 4,21 \approx 5.$$

Розрахункова потужність робочого трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{ТВПрозр.}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_{\text{П}} \cdot P_{\text{Г.ном}}; \quad (1.10)$$

$$S_{\text{ТВПрозр1.}} = \frac{3}{100} \cdot 0,85 \cdot 300 = 7,65 \text{ МВА};$$

$$S_{ТВпрор.2} = \frac{3}{100} \cdot 0,85 \cdot 800 = 20,4 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора

$$S_{TR\text{розр.}} = 1,3 \cdot S_{ТВ\text{прор.}}; \quad (1.11)$$

$$S_{TR\text{розр.}} = 1,3 \cdot 20,4 = 26,52 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{БTR\text{розр.}} = S_{Г.вст} - S_{В\text{пmax.}}; \quad (1.12)$$

$$S_{БТ1\text{розр.}} = 941 - 20,4 = 920,6 \text{ МВА;}$$

$$S_{БТ2\text{розр.}} = 353 - 7,65 = 345,35 \text{ МВА;}$$

$$S_{БТ3\text{розр.}} = 941 - 20,4 = 920,6 \text{ МВА;}$$

$$S_{БТ4\text{розр.}} = S_{БТ2\text{розр.}} = 345,35 \text{ МВА;}$$

Визначимо перетоки потужності через трансформатор зв'язку;

а) максимальний режим:

$$S_{\text{max}} = S_{Г.вст.} - S_{В\text{пmax}} - S_{р. \text{max}}; \quad (1.13)$$

$$S_{\text{max}1} = 2 \cdot (353 - 7,65) - \frac{642}{0,85} = -64,59 \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{max}2} = 4 \cdot (353 - 7,65) - \frac{642}{0,85} = 626,105 \text{ МВА;}$$

б) мінімальний режим:

$$S_{\text{min}} = S_{Г.вст.} - S_{В\text{пmax}} - S_{р. \text{min}}; \quad (1.14)$$

$$S_{\text{min}1} = 2 \cdot (353 - 7,65) - \frac{476,25}{0,85} = 130,41 \text{ МВА;}$$

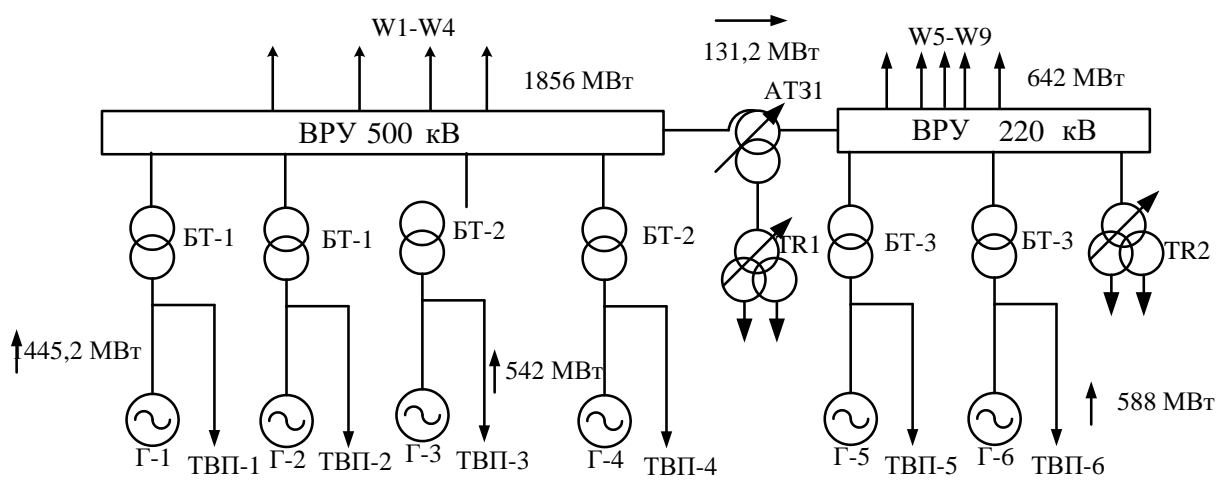
$$S_{\min 2} = 4 \cdot (353 - 7,65) - \frac{476,25}{0,85} = 821,105 \text{ МВА};$$

в) аварійний режим:

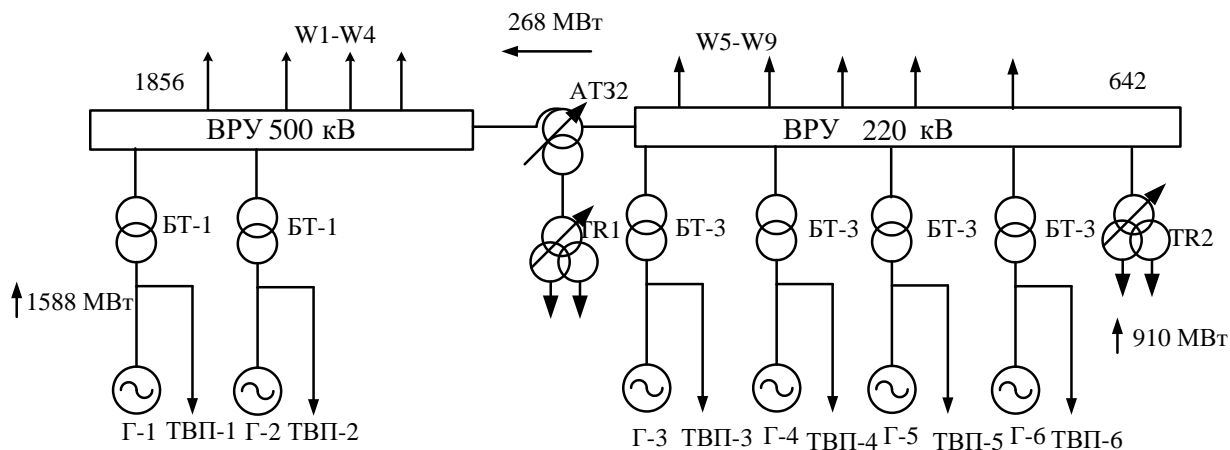
$$S_{ав} = S_{Г.всТ1.} - S_{ВП\max} - S_{р.\max}; \quad (1.15)$$

$$S_{ав1} = 353 - 7,65 - 755,22 = -409,87 \text{ МВА};$$

$$S_{ав2} = 3 \cdot (353 - 20,6) - 755,22 = 280,83 \text{ МВА}.$$



а)



Max:1176

б)

Рисунок 1.2 – Варіанти структурної схеми станції

Таблиця 1.7 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	$S_{НОМ}$ , МВА	$U_{НОМ}$ , кВ	$U_K$ , %	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_K$ , кВт	$I_x$ , %
ТВП1,2	ТРДНС-25000/35	25	$\frac{24}{6,3-6,3}$	10,5	25	115	0,65
ТВП3-6	ТРДНС-25000/35	25	$\frac{20}{6,3-6,3}$	10,5	25	115	0,65
TR <sub>1</sub>	ТРДН-32000/35	32	$\frac{36,75}{6,3-6,3}$	11,5	45	150	0,65
TR <sub>2</sub>	ТРДН-32000/220	32	$\frac{230}{6,3-6,3}$	11,5	45	150	0,65
BT <sub>1</sub>	ТНЦ-1000000/500	1000	$\frac{525}{24}$	14,5	570	1800	0,45
BT <sub>3</sub>	ТДЦ-400000/220	400	$\frac{242}{20}$	11	330	880	0,40
BT <sub>2</sub>	ТНЦ-400000/500	1000	$\frac{525}{20}$	13	315	790	0,45
AT31	АОДЦТН-167000/500/220	167	$500/\frac{230}{\sqrt{3}}/38,5$	$U_{KBC} = 11;$ $U_{KBH} = 35;$ $U_{KCH} = 21,5.$	90	315	0,25
AT32	АОДЦТН-267000/500/220	267	$500/\frac{230}{\sqrt{3}}/38,5$	$U_{KBC} = 11,5;$ $U_{KBH} = 37;$ $U_{KCH} = 23.$	125	470	0,25

Приведені затрати [2]:

$$Z = P_H \cdot K + U, \quad (1.16)$$

де  $P_H$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ( $P_H = 0,12$ );

$K$  – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

$U$  – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн.

$$U = \frac{\alpha}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_0; \quad (1.17)$$

де  $\alpha$  – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$\beta = 20$  коп./кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, що втрачається в трансформаторах;

$\Delta W_T$  – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год;

Таблиця 1.8 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт.	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ <sub>1</sub>	2/2	28750	57500	57500
БТ <sub>2</sub>	2/0	13500	27000	-
БТ <sub>3</sub>	2/4	10500	21000	42000
АТЗ1	1/0	20000	20000	-
АТЗ2	0/1	27500	-	27500
Вимикачі: - 500 кВ; (4/3)	12/11	14000	168000	154000
- 220 кВ; (2 з обхідною)	11/13	3900	42900	50700
РАЗОМ:			336400	331700

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_X \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{T.\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau,$$

(1.18)

де  $n$  – кількість трансформаторів, шт.;

$\Delta P_X, \Delta P_K$  – втрати ХХ та КЗ трансформатора, кВт;

$S_{\max}$  – максимальна потужність, яка проходить через трансформатор, МВА;

$S_{T.\text{НОМ}}$  – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$\tau$  – час втрат.

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\begin{aligned}
 \Delta W_{T1} &= \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{BT3} + \Delta W_{AT31} \\
 \Delta W_{T1} &= \left[ 2 \cdot 570 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 1800 \cdot \left( \frac{1605,7}{1000} \right)^2 \cdot 4909,9 \right] + \\
 &+ \left[ 2 \cdot 480 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 880 \cdot \left( \frac{637,65}{400} \right)^2 \cdot 4909,9 \right] + \\
 &+ \left[ 2 \cdot 330 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 880 \cdot \left( \frac{691,76}{400} \right)^2 \cdot 4909,9 \right] + \\
 &+ \left[ 3 \cdot 90 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 315 \cdot \left( \frac{145,7}{167} \right)^2 \cdot 4909,9 \right] = \\
 &= [9986400 + 11393154] + [8409600 + 5489971] + \\
 &+ [5781600 + 6461245] + [2365200 + 392417] = \\
 &= 21379554 + 13899571 + 12242845 + \\
 &+ 2757617 = 50279587 \text{ кВт}\cdot\text{год};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \Delta W_{T2} &= \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT3} + \Delta W_{AT32} \\
 \Delta W_{T2} &= \left[ 2 \cdot 570 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 1800 \cdot \left( \frac{1764}{1000} \right)^2 \cdot 4909,9 \right] + \\
 &+ \left[ 4 \cdot 330 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 880 \cdot \left( \frac{1070,5}{400} \right)^2 \cdot 4909,9 \right] + \\
 &+ \left[ 3 \cdot 125 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 470 \cdot \left( \frac{297,7}{267} \right)^2 \cdot 4909,9 \right] = \\
 &= [9986400 + 13750304] + [11563200 + 7736574] + \\
 &+ [3285000 + 956278] = \\
 &= 23736704 + 19299774 + 4241278 = 25917756 \text{ кВт}\cdot\text{год};
 \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_1 = 0,084 \cdot 336400 + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 50279587 = 38313,52 \text{ тис. грн.};$$

$$U_2 = 0,084 \cdot 331700 + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 25917756 = 33046,35 \text{ тис. грн.}$$

Приведені затрати:

$$Z_1 = 0,12 \cdot 336400 + 38313,52 = 78681,52 \text{ тис. грн.};$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 331700 + 33046,35 = 72850,35 \text{ тис. грн.}$$

$$\Delta Z = 7,41\% > 5\%$$

Приймаємо II варіант структурної схеми, який є більш економічним.

#### 1.4 Вибір електричних схем станції

Для ВРУ-220 кВ приймаємо типову схему «дві системи збірних шин з обхідною» (рисунок 1.3)[8]. А для ВРУ-500 кВ приймаємо два варіанти:

- схема «3/2»;
- схема «4/3» (рисунок 1.4).

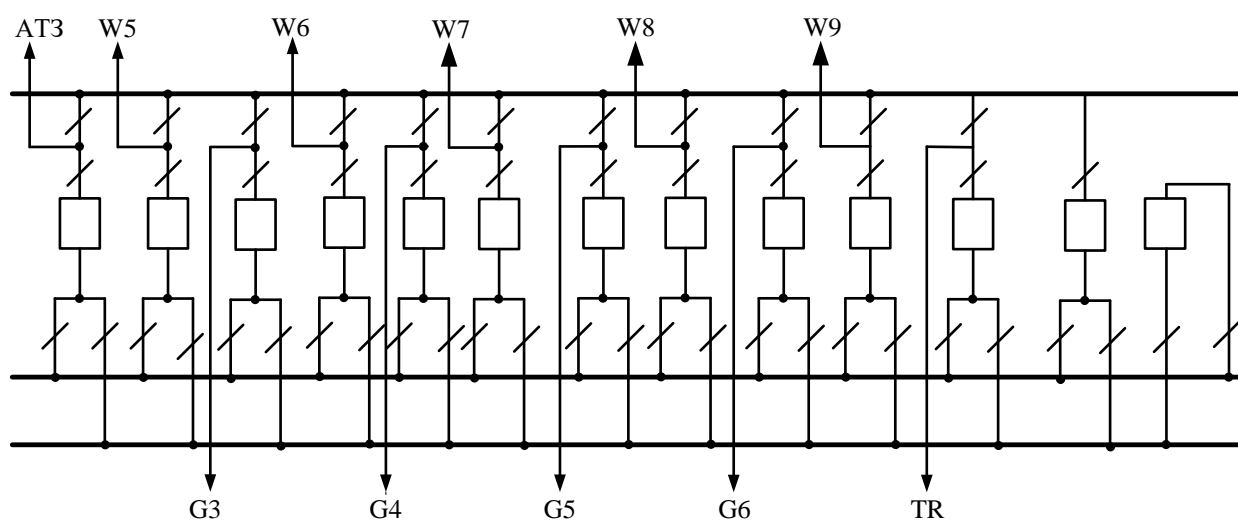
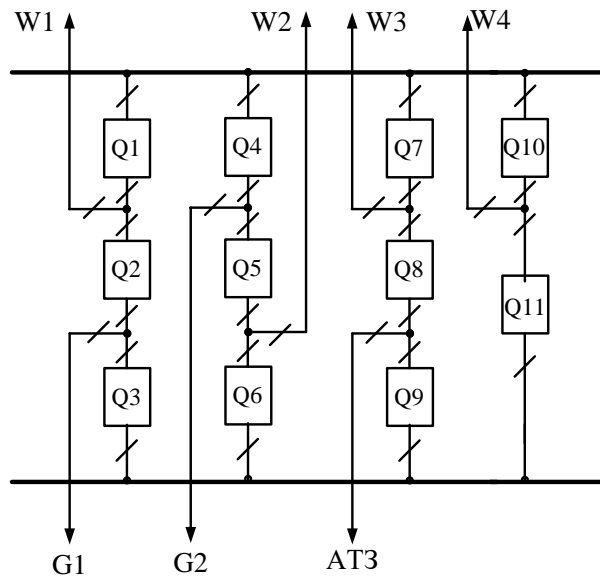
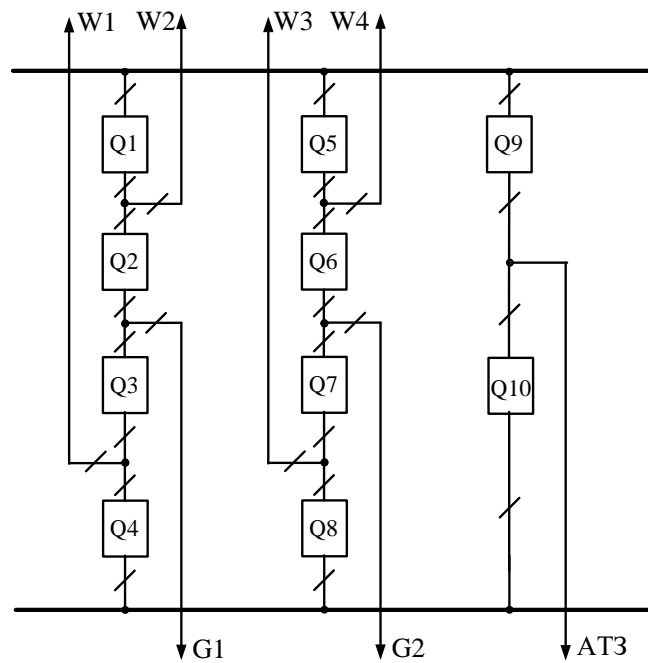


Рисунок 1.3 – Схема ВРУ-220 кВ





а)



б)

Рисунок 1.4 – Варіанти схеми ВРУ-500 кВ

Приведені затрати [2]:

$$З = p_H \cdot K \cdot U + M(З),$$

(1.19)

де  $p_H$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ( $p_H = 0,15$ );

$K$  – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

$U$  – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн.;

$M(З)$  – очікуваний збиток через відмови вимикачів, тис. грн.;

$$K = n \cdot C_k, \quad (1.20)$$

де  $n_k$  – кількість комірок з вимикачами, шт.;

$C_k$  – вартість комірки, тис. грн.;

$$U = \frac{\alpha}{100} \cdot K, \quad (1.21)$$

$$M(З) = y_0 \cdot \sum K_y \cdot \sum \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot t_i, \quad (1.22)$$

де  $y_0$  – питомий збиток, грн./кВт·год.;

$K_j$  - коефіцієнт режиму схеми ( $K_o$  або  $K_p$ );

$\omega_i$  - параметр потоку раптових відмов вимикача, 1/рік;

$\Delta P_i$  - потужність, що втрачається МВт;

$t_i$  - час простою елемента, год.

Таблиця 1.9 – Показники надійності елегазових вимикачів напругою 330 кВ

Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_v$ , год.	Частота планових ремонтів, $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_n$ , год.
$\omega_1$	$\omega_2$			
0,02	0,005	120	0,2	250

Таблиця 1.10–Розрахунок надійності ВРУ-500 кВ (І варіант)

Відмо ва еле- мента	$\omega_i$	$K_{0=0,90}$ 58	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,0085$										
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$	$Q_6$	$Q_7$	$Q_8$	$Q_9$	$Q_{10}$	$Q_{11}$
$Q_1$ Л	0,027 6	$W_1 - T_0$	-	$W_1 - T_0$ $W_1 - T_{\text{вп}}$	$W_1, G_1 - T_0$ $D(W_1, G_1) - T_{\text{вп}}$	$W_1 - T_0$	$W_1, G_2 - T_0$	$W_1, G_1 - T_0$ $D(W_2, G_2) - T_0$	$W_1 - T_0$	$W_3, W_1 - T_0$	$W_1, D(W_3, AT) - T_0$	$W_1 - T_0$	$W_4, W_1 - T_0$
$Q_2$ Л	0,027 6	$W_1, G_1 - T_0$	$W_1, G_1 - T_0$ $W_1 - T_{\text{вп}}$	-	$W_1, G_1 - T_0$ $G_1 - T_{\text{вп}}$	$W_1, G_1 - T_0$	$W_1, G_1 - T_0$	$W_1, G_1 - T_0$	$W_1, G_1 - T_0$	$W_1, G_1 - T_0$	$W_1, G_1 - T_0$	$W_1, G_1 - T_0$	$W_1, G_1 - T_0$
$Q_3$ Л	0,012	$G_1 - T_0$	$G_1, W_1 - T_0$ $D(W_1, G_1) - T_{\text{вп}}$	$G_1 - T_0$ $G_1 - T_{\text{вп}}$	-	$G_1, D(W_2, G_2) - T_0$	$W_2, G_1 - T_0$	$G_1 - T_0$	$G_1, D(W_3, AT) - T_0$	$AT, G_1 - T_0$	$G_1 - T_0$	$W_4, G_1 - T_0$	$G_1 - T_0$
$Q_4$ Г	0,012	$G_2 - T_0$	$G_2 - T_0$	$W_1, G_2 - T_0$	$G_2, D(W_1, G_1) - T_0$	-	$G_2 - T_0$ $G_2 - T_{\text{вп}}$	$W_2, G_2 - T_0$ $D(W_2, G_2) - T_{\text{вп}}$	$G_2 - T_0$	$W_3, G_2 - T_0$	$G_2, D(W_3, AT) - T_0$	$G_2 - T_0$	$W_4, G_2 - T_0$
$Q_5$ Г	0,027 6	$W_2, G_2 - T_0$	$W_2, G_2 - T_0$	$W_2, G_2 - T_0$	$W_2, G_2 - T_0$	$W_2, G_2 - T_0$ $G_2 - T_{\text{вп}}$	-	$W_2, G_2 - T_0$ $W_2 - T_{\text{вп}}$	$W_2, G_2 - T_0$	$W_2, G_2 - T_0$	$W_2, G_2 - T_0$	$W_2, G_2 - T_0$	$W_2, G_2 - T_0$
$Q_6$ Л	0,027 6	$W_2 - T_0$	$W_2, D(W_1, G_1) - T_0$	$W_2, G_1 - T_0$	$W_2 - T_0$	$W_2, G_2 - T_0$ $D(W_2, G_2) - T_{\text{вп}}$	$W_2 - T_0$ $W_2 - T_{\text{вп}}$	-	$W_2, D(W_3, AT) - T_0$	$AT, W_2 - T_0$	$W_2 - T_0$	$W_4, W_2 - T_0$	$W_2 - T_0$
$Q_7$ Л	0,027 6	$W_3 - T_0$	$W_3 - T_0$	$W_3, W_1 - T_0$	$W_3, D(W_1, G_1) - T_0$	$W_3 - T_0$	$W_3, G_2 - T_0$	$W_3, D(W_2, G_2) - T_0$	-	$W_3 - T_0$ $W_3 - T_{\text{вп}}$	$AT, W_3 - T_0$ $D(W_3, AT) - T_{\text{вп}}$	$W_3 - T_0$	$W_3, W_4 - T_0$
$Q_8$ Л	0,027 6	$AT, W_3 - T_0$	$AT, W_3 - T_0$	$AT, W_3 - T_0$	$AT, W_3 - T_0$	$AT, W_3 - T_0$	$AT, W_3 - T_0$	$AT, W_3 - T_0$	$AT, W_3 - T_0$ $W_3 - T_{\text{вп}}$	-	$AT, W_3 - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	$AT, W_3 - T_0$	$AT, W_3 - T_0$
$Q_9$ Г	0,012	$AT - T_0$	$AT, D(W_1, G_1) - T_0$	$AT, G_1 - T_0$	$AT - T_0$	$AT, D(W_2, G_2) - T_0$	$AT, W_2 - T_0$	$AT - T_0$	$AT, W_3 - T_0$ $D(W_3, AT) - T_{\text{вп}}$	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	-	$W_4, AT - T_0$	$AT - T_0$
$Q_{10}$ Г	0,027 6	$W_4 - T_0$	$W_4 - T_0$	$W_4, W_1 - T_0$	$W_4, D(W_1, G_1) - T_0$	$W_4 - T_0$	$W_4, G_2 - T_0$	$W_4, D(W_2, G_2) - T_0$	$W_4 - T_0$	$W_4, W_3 - T_0$	$W_4, D(W_3, AT) - T_0$	-	$W_4 - T_0$ $W_4 - T_{\text{вп}}$
$Q_{11}$ Г	0,027 6	$W_4 - T_0$	$W_4, D(W_1, G_1) - T_0$	$W_4, G_1 - T_0$	$W_4 - T_0$	$W_4, D(W_2, G_2) - T_0$	$W_4, W_2 - T_0$	$W_4 - T_0$	$W_4, D(W_3, AT) - T_0$	$W_4, AT - T_0$	$W_4 - T_0$	$W_4 - T_0$ $W_4 - T_{\text{вп}}$	-

Таблиця 1.11 – Розрахунок надійності ВРУ-500 кВ (II варіант)

Відмова елемента	$\omega_i$	$K_{0=0,194}$ 3	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,0085$									
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$	$Q_6$	$Q_7$	$Q_8$	$Q_9$	$Q_{10}$
$Q_1$ Г	0,0276	$W2 - T_0$	-	$W2-T_0$ $W2 - T_{\text{ВП}}$	$W2,G1-T_0$ $D(W2,G1) - T_{\text{ВП}}$	$W2,G1 - T_0$	$W2 - T_0$	$W4,W2 - T_0$	$W2,D(G2, W4) - T_0$	$W2 - T_0$	$W2 - T_0$	$W2,AT - T_0$
$Q_2$ Л	0,0276	$W2,G1 - T_0$	$W2,G1-T_0$ $W2 - T_{\text{ВП}}$	-	$W2,G1-T_0$ $G1 - T_{\text{ВП}}$	$W2, W1,G1 - T_0$ $D(W1,G1) - T_{\text{ВП}}$	$W2,G1 - T_0$	$W2,G1 - T_0$	$W2,G1 - T_0$	$W2,G1 - T_0$	$W2,G1 - T_0$	$W2,G1 - T_0$
$Q_3$ Л	0,0276	$W1,G1 - T_0$	$W2,G1,W1-T_0$ $D(G1,W2) - T_{\text{ВП}}$	$G1,W1-T_0$ $G1 - T_{\text{ВП}}$	-	$W1,G1-T_0$ $W1 - T_{\text{ВП}}$	$W1,G1 - T_0$	$W1,G1 - T_0$	$W1,G1 - T_0$	$W1,G1 - T_0$	$W1,G1 - T_0$	$W1,G1 - T_0$
$Q_4$ Г	0,0276	$W1 - T_0$	$W1,D(G1,W2) - T_0$	$W1,G1-T_0$ $D(W1,G1) - T_{\text{ВП}}$	$W1-T_0$ $W1 - T_{\text{ВП}}$	-	$W1 - T_0$	$W1,D(W3, G2) - T_0$	$W3, W1 - T_0$	$W1 - T_0$	$W1,AT - T_0$	$W1 - T_0$
$Q_5$ Г	0,0276	$W4 - T_0$	$W4 - T_0$	$W4,W2 - T_0$	$W4,D(G1, W2) - T_0$	$W4 - T_0$	-	$W4-T_0$ $W4 - T_{\text{ВП}}$	$W4,G2-T_0$ $D(W4,G2) - T_{\text{ВП}}$	$W4,D(W3, G2) - T_0$	$W4 - T_0$	$W4,AT - T_0$
$Q_6$ Л	0,0276	$W4,G2 - T_0$	$W4,G2 - T_0$	$W4,G2 - T_0$	$W4,G2 - T_0$	$W4,G2 - T_0$	$W4,G2 - T_0$ $W4 - T_{\text{ВП}}$	-	$W4,G2-T_0$ $G2 - T_{\text{ВП}}$	$G4,W2, W3-T_0$ $D(W3, G2)-T_{\text{ВП}}$	$W4,G2 - T_0$	$W4,G2 - T_0$
$Q_7$ Л	0,0276	$W3,G2 - T_0$	$G2,W3 - T_0$	$G2,W3 - T_0$	$G2,W3 - T_0$	$G2,W3 - T_0$	$G2,W4, W3-T_0$ $D(W4, G2)-T_{\text{ВП}}$	$G2,W3 - T_0$ $G2 - T_{\text{ВП}}$	-	$G2,W3 - T_0$ $W3 - T_{\text{ВП}}$	$G2,W3 - T_0$	$G2,W3 - T_0$
$Q_8$ Г	0,0276	$W3 - T_0$	$W3 - T_0$	$W3, D(W1, G1) - T_0$	$W1, W3 - T_0$	$W3 - T_0$	$W3,D(G2, W4) - T_0$	$G2,W3 - T_0$ $D(W3, G2)-T_{\text{ВП}}$	$W3 - T_0$ $W3 - T_{\text{ВП}}$	-	$AT, W3 - T_0$	$W3 - T_0$
$Q_9$ Л	0,012	$AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT, W2 - T_0$	$AT, D(W1,G2) - T_0$	$AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT, W4 - T_0$	$AT, D(W4,G2) - T_0$	$AT - T_0$	-	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$
$Q_{10}$ Л	0,012	$W1 - T_0$	$AT - T_0$	$AT, D(W1,G1) - T_0$	$AT, W1 - T_0$	$AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT, D(W3, G2) - T_0$	$W3, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT-T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	-

Таблиця 1.12 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-500 кВ

Показник	Розрахункова формула	Числове значення	
		I варіант	II варіант
Кількість комірок, шт..	$n_K$	11	10
Вартість комірок, тис. грн.	$c_K$	14000	14000
Параметр потоку рапто- вих відмов генераторних та лінійних вимикачів 1/рік	$\omega_{Г.В} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,012	0,012
	$\omega_{Л.В} = 0,6 \left( \omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{1}{100} \right)$	0,012	0,012
Коефіцієнти ремонтного ( $K_p$ ) і нормального ( $K_o$ ) режимів Роботи РУ	$K_p = \mu \cdot \frac{T_{II}}{8760}$	0,005708	0,005708
	$K_o = 1 - n_K \cdot K_p$	0,9372	0,9429
Час простою, год.	$T_o = T_{в.им.} + m \cdot T_p + T_{бл.}$	1	1
	$T_{в.им.} = T_B - \frac{T_B^2}{2 \cdot T_{II}}$	91,2	91,2
Математичне очікування кількості відмов генератор- них та лінійних вимикачів в нормальному та ремонтно- му режимах	$K_o \cdot \omega_{Г.В}$	0,0112464	0,0113148
	$K_p \cdot \omega_{Г.В}$	0,000068496	0,000068496
	$K_o \cdot \omega_{Л.В}$	0,0112464	0,0113148
	$K_p \cdot \omega_{Л.В}$	0,000068496	0,000068496

Очікуваний збиток:

$$\begin{aligned}
M(3)_1 &= 15 \cdot \left[ 0,0112464 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 56 + 1 \cdot 1 \cdot 788 + 1 \cdot 1 \cdot 788 + 1 \cdot 1 \cdot 56 + 1 \cdot 1 \cdot 256) \right. \\
&\quad \left. + 0,0112464 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 788 + 1 \cdot 1 \cdot 788 + 1 \cdot 1 \cdot 256) \right. \\
&\quad \left. + 0,000068496 \cdot \left( 4 \cdot 1 \cdot 56 + 2 \cdot 91,2 \cdot 56 + 11 \cdot 1 \cdot 788 + 1 \cdot 91,2 \cdot 788 + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + 1 \cdot 91,2 \cdot 788 + 11 \cdot 1 \cdot 788 + 1 \cdot 91,2 \cdot 788 + 4 \cdot 1 \cdot 56 + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + 2 \cdot 1 \cdot 56 + 4 \cdot 1 \cdot 56 + 2 \cdot 91,2 \cdot 67 + 11 \cdot 1 \cdot 256 + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + 1 \cdot 91,2 \cdot 256 + 1 \cdot 91,2 \cdot 256 + 1 \cdot 1 \cdot 256 + 1 \cdot 1 \cdot 788 + 1 \cdot 1 \cdot 788 \right) \right. \\
&\quad \left. + 0,000068496 \cdot \left( 1 \cdot 1 \cdot 788 + 1 \cdot 91,2 \cdot 788 + 4 \cdot 1 \cdot 788 + 1 \cdot 91,2 \cdot 788 + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + 4 \cdot 1 \cdot 788 + 1 \cdot 91,2 \cdot 788 + 4 \cdot 1 \cdot 788 + 1 \cdot 91,2 \cdot 788 \right) \right] = \\
&= 458,294 \text{ тис.грн.}
\end{aligned}$$

$$M(3)_2 = 15 \cdot [0,0113148 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 131,2 + 1 \cdot 1 \cdot 461,4) + 0,0113148 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 131,2 + 7 \cdot 1 \cdot 461,4) + 0,000068496 \cdot (1 \cdot 80 \cdot 61,4 + 11 \cdot 1 \cdot 131,2 + 1 \cdot 80 \cdot 131,2 + 4 \cdot 1 \cdot 220,4 + 2 \cdot 80 \cdot 220,4) + 0,000068496 \cdot (21 \cdot 1 \cdot 61,4 + 13 \cdot 80 \cdot 61,4 + 12 \cdot 1 \cdot 88 + 17 \cdot 1 \cdot 131,2 + 1 \cdot 80 \cdot 131,2 + 6 \cdot 1 \cdot 220,4 + 113 \cdot 1 \cdot 461,4 + 7 \cdot 80 \cdot 461,4 + 2 \cdot 1 \cdot 620,4)] = 533,675 \text{ тис.грн.}$$

Таблиця 1.13 – Приведені затрати схеми ВРУ-500 кВ

Складові витрат	Кількісне значення, тис. грн..	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	154000	140000
Щорічні експлуатаційні витрати	12936	11760
Очікуваний збиток	458,294	533,675
Приведені затрати	298822058,294	246960533,675

$\Delta Z = 17,4\% > 5$ : приймаємо II варіант схеми ВРУ-500 кВ.

### 1.5 Вибір схеми власних потреб

Кожний турбогенератор має робочий трансформатор власних потреб (ТВП) з двома секціями на стороні 6 кВ. Резервне живлення здійснюється від двох пускорезервних трансформаторів (TR<sub>1</sub> та TR<sub>2</sub>) через магістраль резервного живлення (МРЖ-6 кВ)[9].

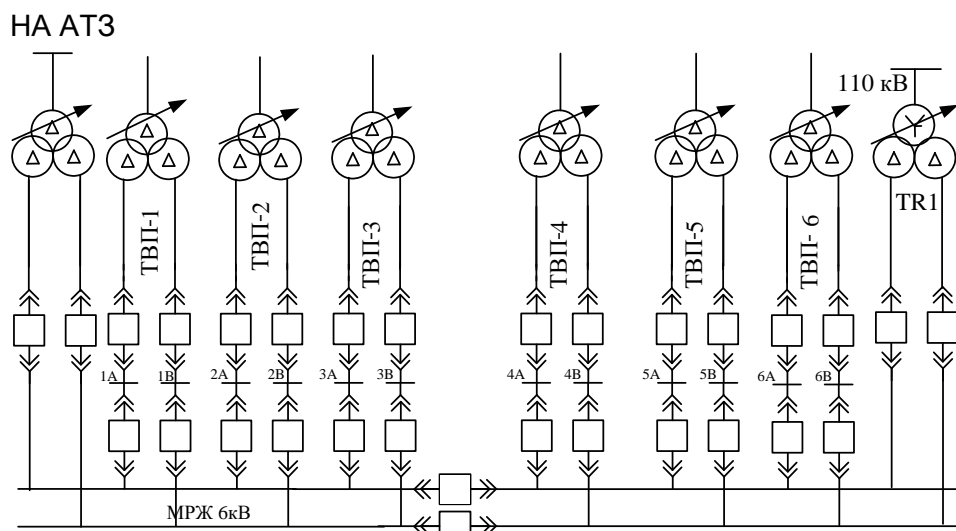


Рисунок 1.5 – Схема власних потреб станції

Аварійне живлення забезпечується дизель-генератором. Всі трансформатори мають пристрій РПН.

### 1.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки та визначаємо її параметри [2]:

$S_{\delta} = 1000 \text{ МВА}$ ;  $U_{\delta} = U_{\text{ср.ном.}}$  (рисунок 1.6).

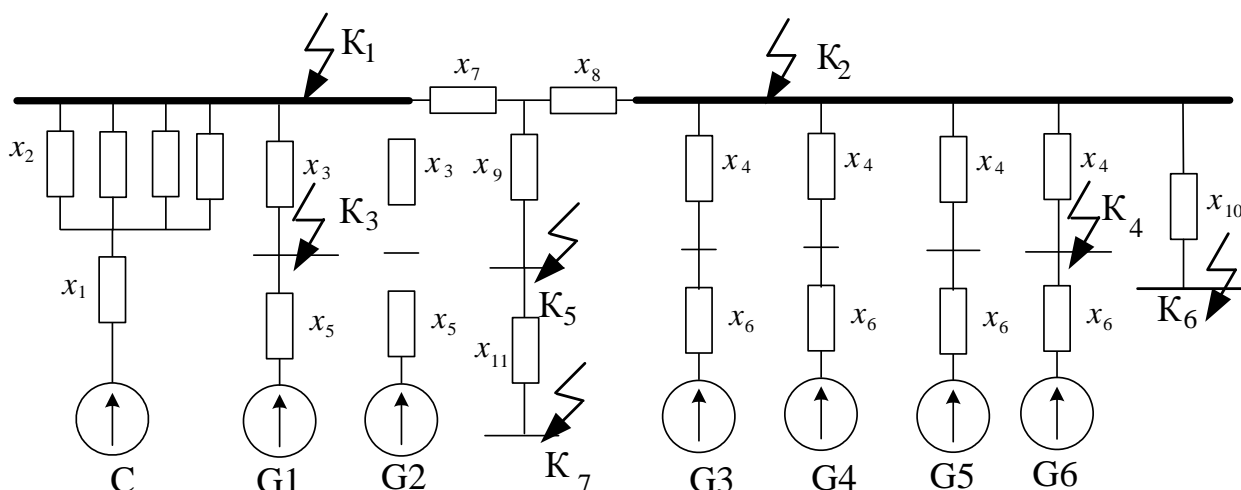


Рисунок 1.6 – Заступна схема електроустановки

Визначаємо параметри елементів заступної схеми:

– система:

$$X_c = X_{*c.ном} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{*ном}}, \quad (1.23)$$

$$x_1 = x_c = 0,24 \cdot \frac{1000}{13000} = 0,018;$$

– ЛЕП-220 кВ:

$$X_w = x_{пит} \cdot 1 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2}, \quad (1.24)$$

$$x_2 = x_w = 0,3 \cdot 210 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,237;$$

– блочный трансформатор:

$$x_{\text{бГ}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (1.25)$$

$$x_3 = x_{\text{бГ1}} = \frac{14,5}{100} \cdot \frac{1000}{1000} = 0,145;$$

$$x_4 = x_{\text{бГ3}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,275;$$

– генератор:

$$x_{\text{Г}} = x_{\text{д}} // \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (1.26)$$

$$x_5 = x_{\text{Г1,2}} = 0,272 \cdot \frac{1000}{941} = 0,289;$$

$$x_6 = x_{\text{Г3-6}} = 0,195 \cdot \frac{1000}{353} = 0,552;$$

– АТЗ:

$$\left. \begin{aligned} x_{\text{В}\%} &= 0,5(U_{\text{КВ-Н}} + U_{\text{КВ-С}} - U_{\text{КС-Н}}); \\ x_{\text{С}\%} &= 0,5(U_{\text{К-В-С}} + U_{\text{КС-Н}} - U_{\text{К-В-Н}}); \\ x_{\text{Н}\%} &= 0,5(U_{\text{К-В-Н}} + U_{\text{КС-Н}} - U_{\text{К-В-С}}); \end{aligned} \right\} \quad (1.27)$$

$$\left. \begin{aligned} x_{\text{АТ.В}} &= \frac{x_{\text{В}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}}; \\ x_{\text{АТ.С}} &= \frac{x_{\text{С}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{АТ.НОМ}}}; \\ x_{\text{АТ.Н}} &= \frac{x_{\text{Н}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{АТ.НОМ}}}; \end{aligned} \right\} \quad (1.28)$$

$$x_{\text{В}\%} = 0,5(37 + 11,5 - 23) = 13;$$

$$x_{\text{С}\%} = 0,5(11,5 + 23 - 37) = -1;$$

$$x_{\text{Н}\%} = 0,5(37 + 23 - 11,5) = 24;$$



$$x_7 = x_{AT.B} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{267 \cdot 3} = 0,162;$$

$$x_8 = x_{AT.C} = 0;$$

$$x_9 = x_{AT.H} = \frac{24}{100} \cdot \frac{1000}{267 \cdot 3} = 0,3.$$

– трансформатор з розщепленою обмоткою:

$$x_{TR} = \frac{1,875 \cdot U_K \cdot S_6}{100 \cdot S_{НОМ.Т}}, \quad (1.29)$$

$$x_{10} = x_{TR1} = x_{TR2} = x_{11} = \frac{1,875 \cdot 11,5 \cdot 1000}{100 \cdot 32} = 6,738.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 1.7):

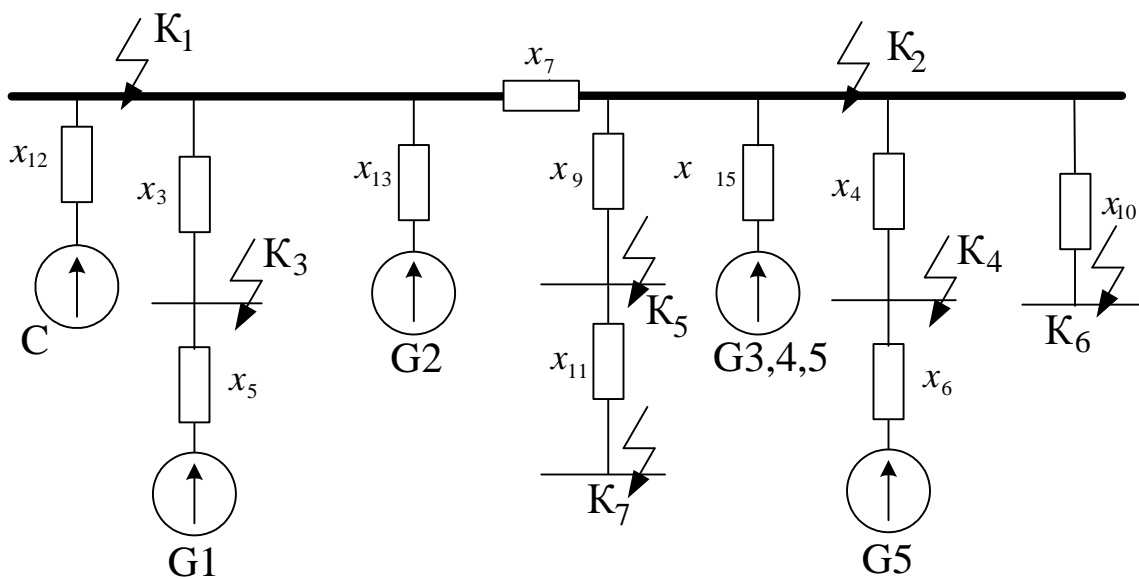


Рисунок 1.7 – Спрощена заступна схема станції

$$x_{12} = \frac{x_2}{4} + x_1;$$

$$x_{12} = \frac{0,237}{4} + 0,018 = 0,077;$$

$$x_{13} = x_3 + x_5;$$

$$x_{13} = 0,145 + 0,289 = 0,434;$$

$$x_{14} = x_4 + x_6;$$

$$x_{14} = 0,275 + 0,552 = 0,827;$$

$$x_{15} = \frac{x_{14}}{3};$$

$$x_{15} = \frac{0,827}{3} = 0,276;$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{E_*''}{x_{* \text{рез.}}} \cdot I_{\text{бi}}; \quad (1.30)$$

де  $E_*''$  – для генераторів: 1,13;

$E_*''$  – для енергосистеми та власних потреб: 1;

$x_{* \text{рез.}}$  – результуючий опір кола КЗ, в.о.

Базовий струм [2, 5]:

$$I_{\text{бi}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сер.ном}}}; \quad (1.31)$$

$$I_{\text{б1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,12 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{б2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{б3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 24,06 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{б4}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,87 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{б5}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,60 \text{ (кА)};$$

$$I_{66} = I_{67} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ (кА)}.$$

Визначимо складові струмів КЗ [2]:

– періодичну:

$$I_{пт} = \gamma_{пт} \cdot I_{по}; \quad (1.32)$$

– аперіодичну:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (1.33)$$

– ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y, \quad (1.34)$$

де  $\tau = t_{ВВ} + 0,01$ ;

$t_{ВВ}$  – власний час вимикання вимикача;

$\gamma_{пт}$  – коефіцієнт;

$T_a$  – постійна часу кола КЗ, с;

$K_y$  – ударний коефіцієнт.

Спростимо заступну схему електроустановки для кожної точки КЗ (рисунок 1.8).

К-1:

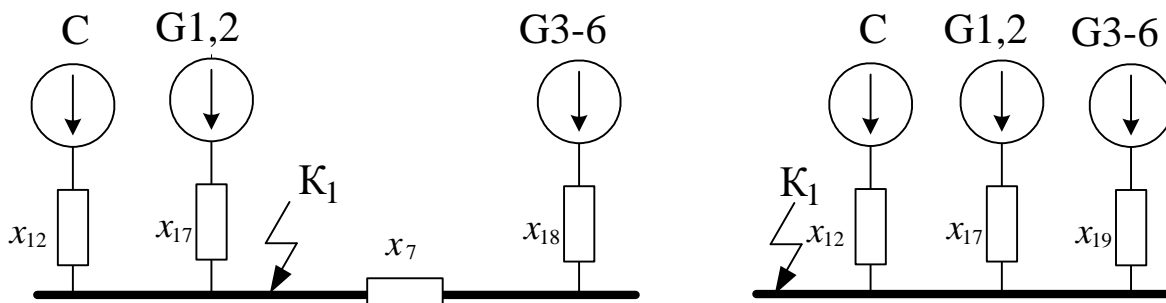


Рисунок 1.8– Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_{17} = \frac{x_{13}}{2};$$

$$x_{17} = \frac{0,434}{2} = 0,217;$$

$$x_{18} = \frac{x_{14}}{4};$$

$$x_{18} = \frac{0,827}{4} = 0,207;$$

$$x_{19} = x_7 + x_{18};$$

$$x_{19} = 0,162 + 0,207 = 0,369;$$

$$I_{\text{noc}} = \frac{1}{0,336} \cdot 1,12 = 3,33 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ноG}_{1,2}} = \frac{1,13}{0,217} \cdot 1,12 = 5,83 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ноG}_{3-6}} = \frac{1,13}{0,369} \cdot 1,12 = 3,43 \text{ (кА)}.$$

Аналогічно проведемо розрахунок струмів  $I_{\text{но}}$  для інших точок КЗ. Результати розрахунків зводимо в таблицю 1.14.

К-2:

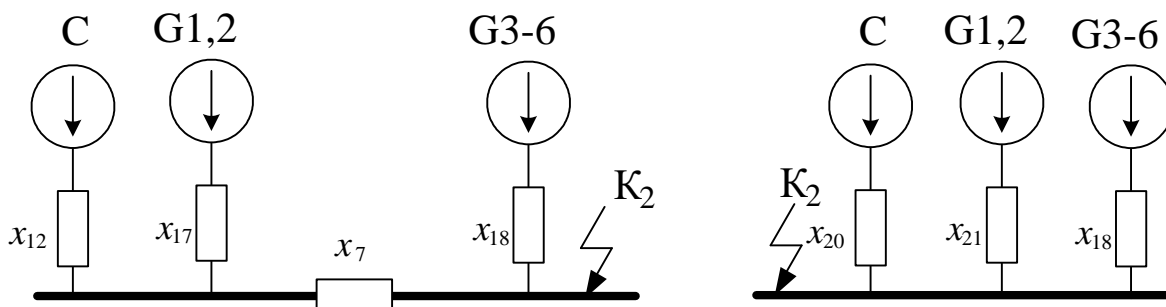


Рисунок 1.9 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

$$x_{\Delta} = x_7(x_{12} + x_{17});$$

$$x_{\Delta} = 0,162(0,336 + 0,217) = 0,089;$$

$$x_{20} = x_{12} + \frac{x_{\Delta}}{x_{17}};$$

$$x_{20} = 0,336 + \frac{0,089}{0,217} = 0,75;$$

$$x_{21} = x_{17} + \frac{x_{\Delta}}{x_{12}};$$

$$x_{21} = 0,217 + \frac{0,089}{0,336} = 0,48.$$

$$I_{\text{noc}} = \frac{1}{0,75} \cdot 2,51 = 3,346 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{noG}_{1,2}} = \frac{1,13}{0,48} \cdot 2,51 = 5,908 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{noG}_{3-5}} = \frac{1,13}{0,207} \cdot 2,51 = 13,702 \text{ (кА)}.$$

K-3:

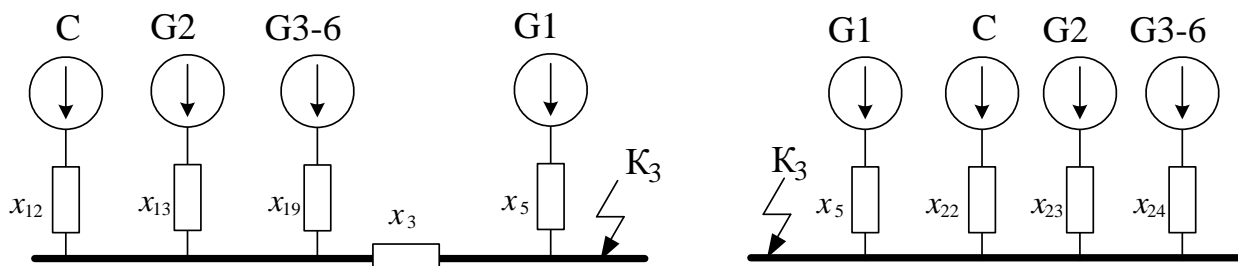


Рисунок 1.10 – Спрощення заступної схеми для точки K-3

$$x_{\Delta} = x_3 \cdot (x_{12} \cdot x_{13} + x_{12} \cdot x_{19} + x_{13} \cdot x_{19});$$

$$x_{22} = x_{12} + \frac{x_{\Delta}}{x_{13} \cdot x_{19}};$$

$$x_{23} = x_{13} + \frac{x_{\Delta}}{x_{12} \cdot x_{19}};$$

$$x_{24} = x_{19} + \frac{x_{\Delta}}{x_{13} \cdot x_{12}};$$

$$x_{\Delta} = 0,145 \cdot (0,336 \cdot 0,434 + 0,336 \cdot 0,45 + 0,434 \cdot 0,45) = 0,071;$$

$$x_{22} = 0,336 + \frac{0,071}{0,434 \cdot 0,45} = 0,67;$$

$$x_{23} = 0,434 + \frac{0,071}{0,336 \cdot 0,45} = 0,904;$$

$$x_{24} = 0,45 + \frac{0,071}{0,434 \cdot 0,336} = 0,937.$$

K-4:

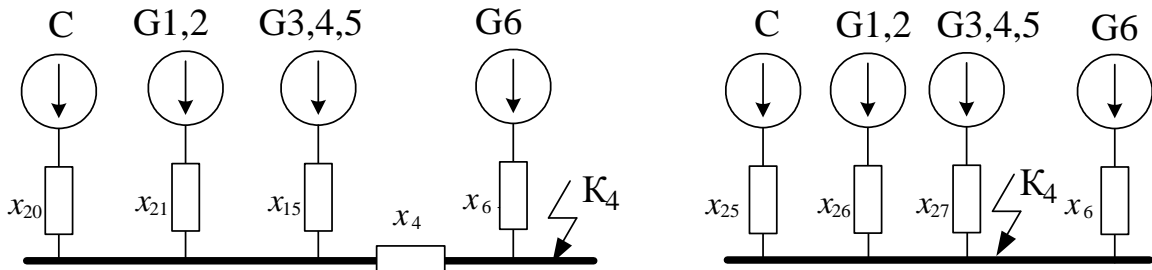


Рисунок 1.11 – Спрощення заступної схеми для точки K-4

$$x_{\Delta} = x_4 \cdot (x_{20} \cdot x_{21} + x_{20} \cdot x_{15} + x_{21} \cdot x_{15});$$

$$x_{25} = x_{20} + \frac{x_{\Delta}}{x_{21} \cdot x_{15}};$$

$$x_{26} = x_{21} + \frac{x_{\Delta}}{x_{20} \cdot x_{15}};$$

$$x_{27} = x_{15} + \frac{x_{\Delta}}{x_{21} \cdot x_{20}};$$

$$x_{\Delta} = 0,275 \cdot (0,75 \cdot 0,48 + 0,75 \cdot 0,276 + 0,48 \cdot 0,276) = 0,19;$$

$$x_{25} = 0,75 + \frac{0,19}{0,48 \cdot 0,276} = 2,184;$$

$$x_{26} = 0,48 + \frac{0,19}{0,75 \cdot 0,276} = 1,397;$$

$$x_{27} = 0,276 + \frac{0,19}{0,48 \cdot 0,75} = 0,803.$$

К-5:

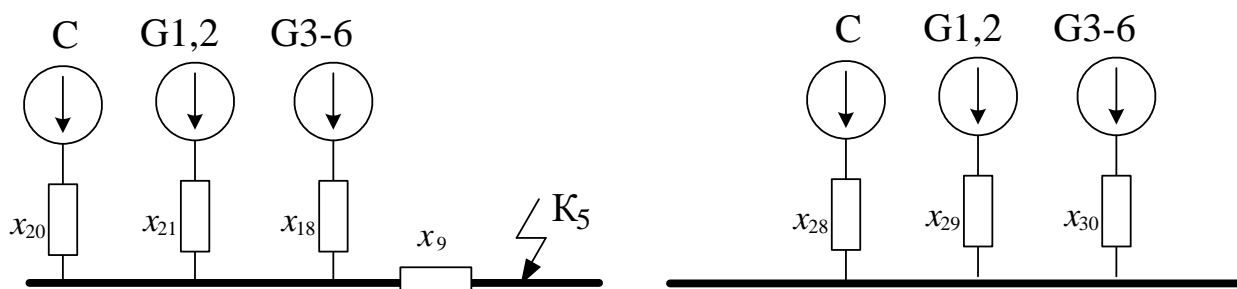


Рисунок 1.12 – Спрощення заступної схеми для точки К-5

$$x_{\Delta} = x_9 \cdot (x_{18} \cdot x_{20} + x_{18} \cdot x_{21} + x_{20} \cdot x_{21});$$

$$x_{\Delta} = 0,3 \cdot (0,207 \cdot 0,75 + 0,207 \cdot 0,48 + 0,75 \cdot 0,48) = 0,184;$$

$$x_{28} = x_{20} + \frac{x_{\Delta}}{x_{21} \cdot x_{18}};$$

$$x_{28} = 0,75 + \frac{0,184}{0,207 \cdot 0,48} = 2,6;$$

$$x_{29} = x_{21} + \frac{x_{\Delta}}{x_{20} \cdot x_{18}};$$

$$x_{29} = 0,48 + \frac{0,184}{0,207 \cdot 0,75} = 1,66;$$

$$x_{30} = x_{18} + \frac{x_{\Delta}}{x_{20} \cdot x_{21}};$$

$$x_{30} = 0,207 + \frac{0,184}{0,48 \cdot 0,75} = 0,72.$$

К-6:

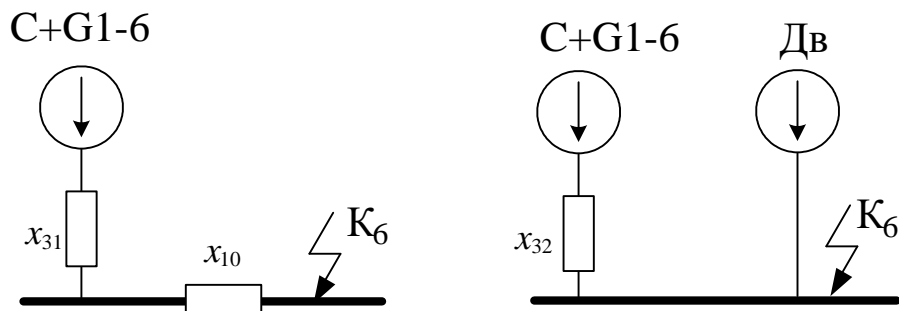


Рисунок 1.13 – Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$x_{31} = \frac{1}{\frac{1}{0,95} + \frac{1}{0,48} + \frac{1}{0,207}} = 0,126;$$

$$x_{32} = x_{31} + x_{10};$$

$$x_{32} = 0,126 + 6,738 = 6,864 .$$

$$I_{\text{ноC+G}} = \frac{1}{6,864} \cdot 91,64 = 13,337 \text{ (кА)} .$$

К-7:

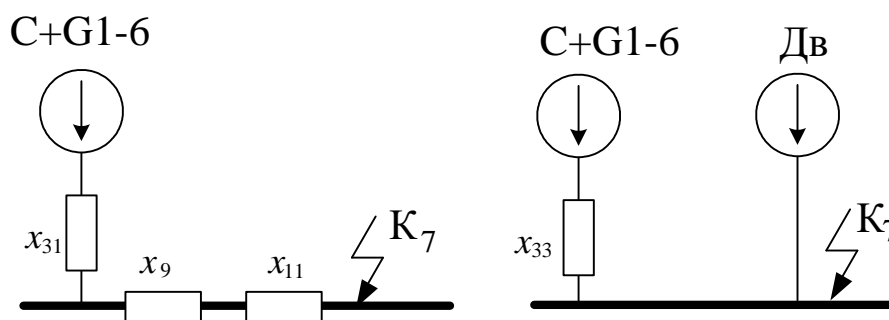


Рисунок 1.14 – Спрощення заступної схеми для точки К-7

$$x_{33} = x_{31} + x_9 + x_{11};$$

$$x_{31} = 0,126 + 0,89 + 6,738 = 7,754 .$$

$$I_{\text{ноC+G}} = \frac{1}{7,754} \cdot 91,64 = 11,807 \text{ (кА)} .$$

Для подальших розрахунків залишаємо для ВП точку К-5.

Попередньо встановлюємо вимикачі [2]:

1) ВРУ-500 кВ	ВГБ-500У1	$t_{\text{БВ}} = 0,02 \text{ с}$
2) ВРУ-220 кВ	ВГБ-220У1	$t_{\text{БВ}} = 0,035 \text{ с}$
3) сторона НН АТЗ	ВР35НС	$t_{\text{БВ}} = 0,050 \text{ с}$
4) РУ ВП-6 кВ	ВР1-10	$t_{\text{БВ}} = 0,04 \text{ с}$

Визначаємо коефіцієнти  $\gamma_{\text{нт}}$  для генераторних віток за методикою, наведеною в [2].

К<sub>1</sub>: а) G<sub>1,2</sub>:



$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 941}{\sqrt{3} \cdot 515} = 2,109 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{5,83}{2,109} = 2,764; \quad \text{з [2]: } \gamma_{\text{n},\tau} = 0,96.$$

б) G<sub>3-6</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,583 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{3,43}{1,583} = 2,166; \quad \text{з [2]: } \gamma_{\text{n},\tau} = 0,96.$$

К<sub>2</sub>: а) G<sub>1,2</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 941}{\sqrt{3} \cdot 230} = 4,724 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{5,908}{4,724} = 1,25; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,99.$$

б) G<sub>3-6</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 230} = 3,544 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{13,702}{3,544} = 3,866; \quad \text{з [2]: } \gamma_{\text{n},\tau} = 0,92.$$

К<sub>3</sub>: а) G<sub>2</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 24} = 22,637 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{30,075}{22,637} = 1,328; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,97.$$

б) G<sub>3-6</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 24} = 33,967 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{29,015}{33,967} = 0,854; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

в) G<sub>1</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 24} = 22,637 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{83,25}{22,637} = 3,677; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,93.$$

К4: а) G<sub>1,2</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 941}{\sqrt{3} \cdot 20} = 54,328 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{23,35}{54,328} = 0,429 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

б) G<sub>3,5</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 20} = 30,57 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{40,626}{30,57} = 1,328; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,97.$$

в) G<sub>6</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,19 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{59,1}{10,19} = 5,8; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,85.$$

К5: а) G<sub>1,2</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 941}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 172,471 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{10,62}{172,471} = 0,061 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

б) G<sub>3,6</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 129,4 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{24,48}{129,4} = 0,19 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

Результати розрахунку струмів КЗ зводимо в таблиці 1.14 і 1.15.

Таблиця 1.14 – Таблиця даних для розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$T_a, c$	$K_y$	$\tau, c$	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К-1 ВРУ-500	Система	0,06	1,85	0,03	0,6	1
	Г 1,2	0,3	1,967	0,03	0,905	0,96
	Г 3-6	0,32	1,977	0,03	0,911	0,96
К-2 ВРУ-220	Система	0,03	1,717	0,045	0,224	1
	Г 1,2	0,3	1,967	0,045	0,861	0,99
	Г 3-6	0,32	1,977	0,045	0,869	0,92
К-3 Г1 800 МВт	Система	0,06	1,85	0,045	0,473	1
	Г2	0,3	1,967	0,045	0,861	0,97
	Г3-6	0,32	1,977	0,045	0,869	1
	Г 1	0,540	1,981	0,045	0,92	0,93
К-4 Г6 300 МВт	Система	0,06	1,85	0,045	0,473	1
	Г1,2	0,3	1,967	0,045	0,861	1
	Г 3-5	0,32	1,977	0,045	0,869	0,97
	Г 6	0,330	1,970	0,045	0,872	0,85
К-5	Система	0,06	1,85	0,045	0,473	1
	Г1,2	0,3	1,967	0,045	0,861	1
	Г 3-6	0,32	1,977	0,045	0,869	1
К-6 РУ ВП-6 кВ	С + Г 1-6	0,046	1,935	0,045	0,377	1
	Двигуни	0,040	1,650	0,05	0,287	–
К-7 РУ ВП-6 кВ	С + Г 1-6	0,046	1,935	0,045	0,377	1
	Двигуни	0,040	1,650	0,05	0,287	-

Таблиця 1.15 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$I_{n0}, kA$	$i_y, kA$	$i_{at}, kA$	$I_{nt}, kA$	Примітка
К-1 ВРУ-500	Система	3,33	8,71	2,825	3,33	Комут.апар. і шини
	Г 1,2	5,83	16,217	7,462	5,596	
	Г 3-6	3,43	9,589	4,419	3,293	
	Сума	12,59	34,516	14,706	12,219	
К-2 ВРУ-220	Система	3,346	8,124	1,059	3,346	Комут.апар. і шини
	Г 1,2	5,908	16,434	7,194	5,848	
	Г 3-6	13,702	38,309	16,839	12,605	
	Сума	22,956	62,867	25,092	21,799	
К-3 Г1 800 МВт	Система	35,89	93,898	24,007	35,89	шини в осн. колі
	Г2	30,075	83,661	36,62	29,172	
	Г3-6	29,015	81,123	35,658	29,015	
	Сума без Г1	94,98	258,682	96,285	94,077	
	Г1	83,25	233,229	108,314	77,422	
	Сума	178,23	491,911	204,599	171,499	шини до ВП
Точка КЗ	Вітка живлення	$I_{n0}, kA$	$i_y, kA$	$i_{at}, kA$	$I_{nt}, kA$	Примітка
К-4 Г6 300 МВт	Система	13,219	34,584	8,842	13,219	шини в осн. колі
	Г1,2	23,35	69,954	28,432	23,35	
	Г 3,4,5	40,626	113,586	49,927	39,407	
	Сума без Г6	77,195	218,124	87,201	75,976	
	Г6	59,1	164,652	72,881	50,235	
	Сума	136,295	382,776	160,082	126,211	шини до ВП

Продовження табл. 1.15

К-5 РУ ВП-6 кВ	Система	6	15,697	4,022	6	шини в осн. колі
	Г 1-2	10,62	29,542	12,931	10,62	
	Г 3-6	24,48	68,443	30,084	24,48	
	Сума	41,1	113,682	47,037	41,1	
К-6 РУ ВП-6 кВ	С + Г1-6	13,337	39,496	7,11	13,337	Комут.апар
	Двигуни	5,8	13,534	2,672	3,055	
	Сума	19,137	53,03	9,782	16,392	шини
К-7 РУ ВП-6 кВ	С + Г1-6	11,807	32,31	6,295	11,807	Комут.апар
	Двигуни	5,8	13,534	2,672	3,055	
	Сума	17,607	45,854	8,967	14,862	шини

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [2, 5, 6]:

$$\left. \begin{aligned} I_{пт.ДВ} &= I_{но.ДВ} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{ат.ДВ} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.ДВ} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{у.ДВ} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.ДВ} \cdot K_{у.ДВ}. \end{aligned} \right\} \quad (1.35)$$

$$I_{пт.ДВ} = 5,8 \cdot e^{-0,045/0,07} = 3,055 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат.ДВ} = \sqrt{2} \cdot 5,8 \cdot e^{-0,045/0,04} = 2,672 \text{ (кА)};$$

$$i_{у.ДВ} = \sqrt{2} \cdot 5,8 \cdot 1,65 = 13,534 \text{ (кА)}.$$

1.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-500 кВ.

Максимальні струми [2]:

$$I_{\max ш} = \frac{P_{Гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos \phi}; \quad (1.36)$$

$$I_{\max БТ} = \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (1.37)$$

$$I_{\max АТЗ} = 1,5 \cdot \frac{S_{АТЗ.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (1.38)$$

$$I_{\max ш} = \frac{900 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,85} = 1222,62 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{ БТ1}} = \frac{941 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,95} = 1143,76 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ АТЗ}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 267 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1387,37 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$W_k = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{вим.}} + T_a) \quad (1.39)$$

$$W_k = 12,59^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 82,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де  $t_{\text{вим.}}$  – час вимикання КЗ, с;

ВРУ-220 кВ.

Максимальні струми:

$$I_{\max \text{ ш}} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 618,2 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ БТ2}} = \frac{353 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 976,3 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ АТЗ}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1572,5 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ ТР2}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 84,1 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$W_k = 22,956^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 274,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сторона НН АТЗ:

Максимальний струм:

$$I_{\max} = \frac{26520}{\sqrt{3} \cdot 35} = 437,46 \text{ A};$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_K = 11,93^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 74,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор ТГВ-800-2У3.

Максимальні струми

$$I_{\max G} = \frac{I_{\Gamma.НОМ}}{0,95}; \quad (1.40)$$

$$I_{\max G_1} = \frac{22650}{0,95} = 23842,1 \text{ А};$$

$$I_{\max ТВП} = \frac{20400}{\sqrt{3} \cdot 20} = 588,9 \text{ А};$$

Імпульс квадратичного струму [2]:

$$B_K = B_{кп} + B_{ка} = \left( I_c^2 \cdot B_{*ПГ} + I_{П,о,Г}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T_* \cdot I_{П,о,Г} \right) \cdot t_{ВИМ} +$$

$$+ \left( I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{П,о,Г}^2 \cdot T_{a,Г} + \frac{4 \cdot I_c \cdot I_{П,о,Г}}{\frac{1}{T_{a,c}} + \frac{1}{T_{a,Г}}} \right); \quad (1.41)$$

де  $I_c = 94,98 \text{ кА}$ ;  $I_{П,о,Г} = 83,25 \text{ кА}$ ;  $B_{*ПГ} = 0,30$ ;  $T_* = 0,54$ ;  $t_{ВИМ} = 4 \text{ с}$ ;  
 $T_{a,Г} = 0,478 \text{ с}$ ;  $T_{a,c} = 0,35 \text{ с}$ ;

$$B_K = \left( 83,25^2 + 0,3 \cdot 94,98^2 + 2 \cdot 94,98 \cdot 0,54 \cdot 83,25 \right) \cdot 4 +$$

$$+ \left( 94,98^2 \cdot 0,32 + 83,25^2 \cdot 0,54 + \frac{4 \cdot 94,98 \cdot 83,25}{\frac{1}{0,32} + \frac{1}{0,54}} \right) =$$

$$= 72706,3 + 12984,4 = 85690,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Генератор ТГВ-300-2У3.

$$I_{\max G_5} = \frac{10200}{0,95} = 10736,8 \text{ А};$$

$$\begin{aligned}
 B_k &= (59,1^2 + 0,3 \cdot 77,195^2 + 2 \cdot 77,195 \cdot 0,54 \cdot 59,1) \cdot 4 + \\
 &+ \left( 77,195^2 \cdot 0,32 + 59,1^2 \cdot 0,33 + \frac{4 \cdot 77,195 \cdot 59,1}{\frac{1}{0,32} + \frac{1}{0,33}} \right) = \\
 &= 40783,7 + 6024,3 = 46807,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};
 \end{aligned}$$

РУВП-6 кВ  
Максимальні струми

$$I_{\max \text{ ТВП}} = I_{\max \text{ TR1}} = \frac{26520}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1275,9 \text{ А};$$

Імпульс квадратичного струму [2, 6]:

$$\begin{aligned}
 B_k &= I_{\text{п,о,с}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_{\text{а,сх}}) + I_{\text{п,о,Д}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_D + T_{\text{а,сх}}) + \\
 &+ 2 \cdot I_{\text{п,о,Д}} \cdot I_{\text{п,о,с}} \cdot (T'_D + T_{\text{а,сх}}),
 \end{aligned}$$

де

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{T_{\text{а,с}} \cdot I_{\text{п,о,с}} + T_{\text{а,Д}} \cdot I_{\text{п,о,Д}}}{I_{\text{п,о,с}} + I_{\text{п,о,Д}}}; \quad (1.42)$$

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{0,046 \cdot 13,337 + 0,04 \cdot 5,8}{19,137} = 0,044 \text{ с};$$

$$\begin{aligned}
 B_k &= 13,337^2 \cdot (0,3 + 0,044) + 5,8^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,046) + \\
 &+ 2 \cdot 13,337 \cdot 5,8 \cdot (0,07 + 0,044) = 81,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.
 \end{aligned}$$

1.8 Вибір комутаційної апаратури  
ВРУ-500 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	3АТ2/ДТ-550	РГ-500/2000УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 1222,62 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} = 12,219 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	-
$i_{\text{ат}} = 14,706 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot B_{\text{ном}} \cdot I_{\text{вим.ном}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 31,5 = 15,591 \text{ кА}$	-
$I_{\text{по}} = 12,59 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$i_y = 34,516 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$B_k = 84,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

## ВРУ-220 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	200SFMT63SF	РГ-220/2000 УХЛ1
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$ $I_{max} = 976,3 \text{ А}$ $I_{пт} = 21,8 \text{ кА}$ $i_{ат} = 25,09 \text{ кА}$ $I_{по} = 22,95 \text{ кА}$ $i_y = 40,42 \text{ кА}$ $B_k = 126,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1200 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 63 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 63 = 31,18 \text{ кА}$ $I_{дин} = 162 \text{ кА}$ $i_{дин} = 162 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ - - $I_{дин} = 100 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## Сторона 35 кВ АТЗ:

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВБНК-35	РНД3.1-35/1000У1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_{max} = 437,46 \text{ А}$ $I_{пт} = 11,93 \text{ кА}$ $i_{ат} = 10,18 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} = 27,05 \text{ кА}$ $I_{по} = 11,93 \text{ кА}$ $i_y = 31,83 \text{ кА}$ $B_k = 74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 25 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 25 = 8,1 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot (B_{ном} + 1) I_{вим.ном} = 35,36 \text{ кА}$ $I_{дин} = 25 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ - - $i_{дин} = 63 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## РУВП-6 кВ:

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР-2 (комірка КРУ типу КУ-6С)	
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1275,9 \text{ А}$ $I_{пт} = 16,392 \text{ кА}$ $i_{ат} = 9,782 \text{ кА}$ $I_{по} = 19,137 \text{ кА}$ $i_y = 53,03 \text{ кА}$ $B_k = 81,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,62 \text{ кА}$ $I_{дин} = 102 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

## 1.9 Вибір струмоведучих частин

## ВРУ-500 кВ:

## а) збірні шини:

$$I_{max} = 1143,76 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 12,59 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 34,516 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Вибираємо два проводи марки АС 700/51:

$$d = 27,5 \text{ мм};$$



$$I_{\text{доп}} = 825 \text{ A};$$

$$D = 600 \text{ см.}$$

$$\alpha_{\text{доп}} = 1,4 \text{ м};$$

$$m_1 = 3,21 \text{ кг/м.}$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між ними:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D; \quad (1.43)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ см.}$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 1222,62 < I_{\text{доп}} \cdot 2 = 825 \cdot 2 = 1650 \text{ A};$$

Перевірка на коронування [2]:

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

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \text{ A}; \quad (1.44)$$

де  $m$  – коефіцієнт шорсткуватості проводів;

$r_0$  - радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{1,17} \right) = 31,19 \text{ кВ/см};$$

– напруженість біля поверхні проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}};$$
(1.45)

$n$  – кількість проводів в фазі, шт..

Для  $n = 2$ :

$$\left. \begin{aligned} K &= 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{\alpha}; \\ r_{ек} &= \sqrt{r_0 - \alpha}; \end{aligned} \right\}$$
(1.46)

де  $\alpha = 40$  см – відстань між проводами у фазі, см;

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,375}{40} = 1,068;$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,375 \cdot 40} = 7,416 \text{ см};$$

$$E = 1,092 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{2 \cdot 1,375 \cdot \lg \frac{756}{7,416}} = 36,75 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 31,19 = 33,37 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 36,75 = 33,075 \text{ кВ/см}$$

Умова виконується.

б) відгалуження від збірних шин до блочного трансформатора:

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм.}}{j_{ек}};$$
(1.47)

де  $I_{норм.}$  – струм нормального режиму, А;

$j_{ек}$  – економічна частина струму А/мм<sup>2</sup>;

$$Q_{ек} = 0,95 \cdot \frac{1222,62}{1} = 1161,489 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо провід марки два проводи АС 700/51:  
в) відгалуження до АТЗ:

Економічний переріз:

$$Q_{ек} = \frac{1387,37}{1,5} \cdot 1 = 924,91 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо провід марки АС 800/105:

$$d = 39,7 \text{ мм};$$

$$I_{доп} = 1250 \text{ А};$$

$$m_1 = 3,101 \text{ кг/м};$$

Перевірка на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,375}} \right) = 35,18 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 500 \cdot 1,05}{1,985 \cdot \lg \frac{756}{1,375}} = 25,16 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 25,16 = 26,92 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,18 = 28,062 \text{ кВ/см}$$

Умова виконується.

ВРУ-220 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{max} = 976,3 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 22,95 \text{ кА} > 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 40,42 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Вибираємо два проводи марки АС 700/51:

$$d = 27,5 \text{ мм};$$

$$I_{доп} = 825 \text{ А};$$

$$\begin{aligned}
 D &= 400 \text{ см.} \\
 D_{\text{cp}} &= 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см.} \\
 I_{\text{max}} &= 1572,5 < I_{\text{доп}} = 2 \cdot 825 = 1650 \text{ А;} \\
 E_0 &= 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{1,375} \right) = 31,18 \text{ кВ/см;} \\
 E &= K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\text{max}}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}}; \tag{1.48}
 \end{aligned}$$

де  $K$  – коефіцієнт підсилення поля;

$r_{\text{ек}}$  - еквівалентний радіус, проводу, см;

$n$  – кількість проводів в фазі, шт..

Для  $n = 2$ :

$$\left. \begin{aligned}
 K &= 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{\alpha}; \\
 r_{\text{ек}} &= \sqrt{r_0 - \alpha};
 \end{aligned} \right\} \tag{1.49}$$

де  $\alpha = 30$  см – відстань між проводами у фазі, см;

$$\begin{aligned}
 K &= 1 + 2 \cdot \frac{1,375}{30} = 1,092; \\
 r_{\text{ек}} &= \sqrt{1,375 \cdot 30} = 6,42 \text{ см;} \\
 E &= 1,092 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{2 \cdot 1,375 \cdot \lg \frac{504}{6,42}} = 17,95 \text{ кВ/см;}
 \end{aligned}$$

$$1,07 \cdot 17,95 = 19,21 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,18 = 28,06 \text{ кВ/см}$$

Умова виконується.

Перевірка на схрещування [2]:

- зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{II,0}^{(3)2}}{D};$$

(1.50)

$$f = 0,15 \cdot \frac{22,95^2}{4} = 15,92 \text{ Н/м};$$

- сила тяжіння 1 м струмопроводу:

$$g = 9,8 \cdot m_1;$$

(1.51)

$$g = 2 \cdot 9,8 \cdot 3,21 = 62,91 \text{ Н/м};$$

- визначення співвідношення:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5;$$

$$\frac{f}{g} = \frac{15,92}{62,91} = 0,25,$$

де  $h$  – максимальна розрахункова стріла провисання проводу в кожному погоні, м;

$t_{ек}$  - еквівалентний за імпульсом час дії диференційного захисту, с.

З діаграми (рисунок 5.1 [2], визначаємо відхилення проводу складає

$$\frac{b}{h} = 0,1; b = 2,5 \cdot 0,1 = 0,25 \text{ м.}$$

Допустиме відхилення проводу:

$$b_{доп} = \frac{D - d - \alpha_{доп}}{2};$$

(1.52)

$$b_{\text{доп}} = \frac{4 - 0,0275 - 3}{2} = 0,486 \text{ м} > b = 0,25 \text{ м};$$

б) відгалуження до блочного трансформатора:

$$q_{\text{ек}} = 1572 \cdot \frac{0,95}{1} = 1493,4 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо два проводи марки АС 700/51.

в) відгалуження до АТЗ:

$$q_{\text{ек}} = \frac{976,3}{1} \cdot 1 = 976,3 \text{ мм}^2;$$

Вибираємо два проводи марки АС 700/51:

Сторона НН АТЗ.

$$I_{\text{max}} = 437,46 \text{ А}$$

$$I_{\text{по}} = 11,93 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$$

$$i_y = 31,83 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$$

Вибираємо провід марки АС 150/19:

$$d = 16,88 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 450 \text{ А};$$

Генератор ТГВ-800-2УЗ.

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід:

а) в основному полі типу ТЭКНЕ-20/20000-560У1:

$$U_{\text{уст.}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 17894,7 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 20000 \text{ А};$$

$$i_y = 331,53 \text{ кА} \leq i_{\text{ДИН}} = 560 \text{ кА}.$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЭКНЕ-20/2000-750У1:

$$U_{\text{уст.}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 722,5 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А};$$

$$i_y = 554,46 \text{ кА} \leq i_{\text{ДИН}} = 750 \text{ кА}.$$

Генератор ТГВ-300-2УЗ.

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід:

а) в основному полі типу ТЭКНЕ-20/11200-300У1:

$$U_{\text{уст.}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 10736,8 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 11200 \text{ А};$$

$$i_y = 165,86 \text{ кА} \leq i_{\text{ДИН}} = 300 \text{ кА}.$$

б) на відгалужені до ТВП типу ТЭКНЕ-20/1600-560У1:

$$U_{уст.} = 20 \text{ кВ} \leq U_{НОМ} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 722,5 \text{ А} \leq I_{НОМ} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 296,88 \text{ кА} \leq i_{дин} = 560 \text{ кА}.$$

РУ ВП-6 кВ:

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід типу ТЗК-6-2000-81 [7]:

$$U_{уст.} = 6 \text{ кВ} \leq U_{НОМ} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 1275,9 \leq I_{НОМ} = 2000 \text{ А};$$

$$i_y = 53,03 \text{ кА} \leq i_{дин} = 81 \text{ кА}.$$

### 1.10 Вибір кабелів

Вибираємо кабель до електроустановки типу АВ-16-49-10 [8]:

$$P_{НОМ} = 1600 \text{ кВт}; U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}; I_{НОМ} = 186 \text{ А}; v_0 = 35^\circ \text{С}; I_{max} = 3600 \text{ год.};$$

$$K_2 = 0,87.$$

Вибираємо кабель марки ААШВ,  $U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$ , трижильний.

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{186}{1,4} = 132,9 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо кабель  $3 \times 150 \text{ мм}^2$ ;  $I_{доп.НОМ} = 225 \text{ А}$ .

$$I_{доп} = 0,87 \cdot 225 = 195,8 \text{ А} > I_{max} = 186 \text{ А}.$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{89,6 \cdot 10^6}}{98} = 96,3 \text{ мм}^2 > q = 150 \text{ мм}^2;$$

### 1.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-500 кВ (таблиця 1.16).

Таблиця 1.16 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТВ-500 А

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{yCT.} = 500 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 1222,62 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 34,516 \text{ кА}$	$i_{дин} = 75 \text{ кА}$
$B_k = 84,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 8,08 \text{ Ом}$	$r_{2НОМ} = 20 \text{ Ом}$

Приймаємо: 1)  $I_{2НОМ} = 1 \text{ А}$ ;

2) 0,2/10P;

3) схема з'єднань «повна зірка»;

4)  $I_{розр} = 175 \text{ м}$ .

Таблиця 1.17 – Вторинне навантаження ТС

№	Назва приладу	Тип	Навантаження фази, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
2	Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
4	Датчик активної потужності	Е-829	1,0	-	1,0
5	Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	-	1,0
65	Лічильник активної енергії	САЗИ680	2,5	-	2,5
РАЗОМ:			6,0	0,5	6,0

Загальний опір приладів [2]:



$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2}; \quad (1.53)$$

$$r_{\text{прил}} = \frac{6}{1^2} = 6 \text{ Ом};$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (1.54)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 6 - 0,1 = 13,9 \text{ Ом};$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$Q_{\text{розр}} = \rho \cdot \frac{l_{\text{розр}}}{r_{\text{п}}}; \quad (1.55)$$

$$Q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot \frac{175}{13,9} = 0,36 \text{ мм}^2;$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами 2,5 мм<sup>2</sup>.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = \frac{0,0283 \cdot 175}{2,5} + 6 + 0,1 = 8,08 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги типу НКФ-500-72У1:

$$U_{1\text{ном}} = \frac{500000}{\sqrt{3}} \text{ В}; \quad U_{2\text{ном}} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В}; \quad U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В}; \quad S_{2\text{ном}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А};$$

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{33^2 + 9,72^2} = 34,4 < S_{2НОМ} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Для з'єднання приладів з ТН використовуємо контрольний кабель марки АКРВГ перерізом 2,5 мм<sup>2</sup>.

Таблиця 1.18 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	S <sub>обм.</sub> , В·А	n <sub>обм.</sub> , шт.	cosφ	sinφ	n <sub>прил.</sub> , шт.	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, В·А
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активної енергії	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної енергії	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Лічильник активної енергії	САЗ-И680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Фіксуєчий приклад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
РАЗОМ:							33	9,7

Таблиця 1.19 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
1	2	3
ВРУ-500 кВ	ТВ-500	НКФ-500-72У1
ВРУ-220 кВ	ТВ-220	НКФ-220-58У1
Автотрансформатор зв'язку - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ500-I-4000/1 ТВТ220-I-2000/1 ТФЗМ-35Б-II	- - ЗНОМ-35-65У1
Блочний трансформатор БТ <sub>1</sub> - сторона ВН - сторона НН	ТВТ500-I-4000/5 ТШВ-24	- -
Блочний трансформатор БТ <sub>2</sub> - сторона ВН - сторона НН	ТВТ220-I-2000/5 ТШ-20	- -
Генератор ТГВ-500-2У3	ТШВ-24-24000/5	ЗНОМ-1/22
Генератор ТГВ-300-2У3	ТШВ-20-12000/5	ЗНОМ-20
Робочий трансформатор власних потреб - сторона ВН - сторона НН	ТШ-20 ТШЛ-10	- -
Трансформатор TR <sub>1</sub> - сторона ВН - сторона НН	ТВТ35-I-3000/5 ТШЛ-10	- -
Трансформатор TR <sub>2</sub> - сторона ВН - сторона НН	ТВТ220-I-2000/5 ТШЛ-10	- -
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

## 1.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники та обмежувачі перенапруг:

- |   |           |
|---|-----------|
| 1) ЛЕП-500 кВ, сторона ВН БТ <sub>1</sub> та АТЗ                              | ОПН-500У1 |
| 2) ЛЕП-220 кВ, сторона ВН БТ <sub>2</sub> та ТR <sub>2</sub> , сторона СН АТЗ | ОПН-220У1 |
| 3) нейтраль БТ <sub>2</sub> та ТR <sub>2</sub>                                | ОПН-110У1 |
| 4) сторона НН АТЗ   | РВС-35У1  |
| 5) сторона БТ <sub>1</sub> та ТR <sub>2</sub>                                 | РВМ-20У1  |
| 6) сторона НН трансформаторів власних потреб                                  | РВРД-6У1  |

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та пристроїв РЗА встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі [7]:

- |               |               |
|---------------|---------------|
| 1) ЛЕП-500 кВ | ВЗ-1250-0,5У1 |
| 2) ЛЕП-220 кВ | ВЗ-630-0,5У1  |

В колі ЛЕП 500 кВ встановлюють шунтові реактори РОДЦ-60000/500У1

## 1.13 Вибір акумуляторних батарей

Для живлення кіл управління, сигналізації, автоматики, а також живлення найбільш відповідальних механізмів на КЕС передбачена установка постійного струму [10].

На проєктованій КЕС встановлюємо одну акумуляторну батарею на два енергоблоки 300 МВт та одну АБ на блок 800 МВт, які експлуатуються в режимі постійного підзаряду.

Кожна АБ має свій підзарядний пристрій, а для заряду передбачається один загальностанційний зарядний агрегат.

Розрахунок проведемо для АБ блоків 300 МВт.

Вихідні дані для розрахунку:

- |                       |                                  |
|-----------------------|----------------------------------|
| - номінальна напруга: | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$ |
| - напруга на шинах:   | $U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$   |

- кількість основних елементів батареї:	$n_o = 108$
- кількість додаткових елементів батареї:	$n_d = 22$
- загальна кількість елементів батареї:	$n = 130$
- напруга на елементі в режимі підзаряду:	$U_{пз} = 2,15 \text{ В}$
- напруга на елементі в кінці розряду:	$U_p = 1,75 \text{ В}$
- напруга на елементі наприкінці заряджання	$U_3 = 2,75 \text{ В}$

Розрахунок навантаження акумуляторної батареї зведений в таблиці 2.22.

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї

$$N = 1,05 \cdot I_{ав} / j, \quad (1.56)$$

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

$I_{ав}$  – струм півгодинного аварійного розряду, А;

$j = 25 \text{ А/Н}$  [2] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

Таблиця 1.20 – Навантаження АБ (2×300)

Електроприймач	К-ть	$P_{ном},$ кВт	$I_{ном},$ А	$I_{розр},$ А	$I_{пуск},$ А	$I_{ав},$ А	$I_T,$ А
Постійне навантаження	–	–	–	30	–	30	30
Аварійне освітлення	–	–	–	200	–	200	–
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслососу ущільнень генератора	2	25	128	120	320	240	640
Електродвигун аварійного маслососу змазки турбін	2	14	73,5	73	146	146	292
Разом						646	992

$$N = 1,05 \cdot 646 / 25 = 27,1.$$

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_T / 46, \quad (1.57)$$

$$N = 992 / 46 = 21,6.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [2]:  $N = 28$  (типу Varta).

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{\text{п}} = I_T / N, \quad (1.58)$$

де  $j$  – визначається по кривим [2] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача  $85\% U_{\text{ном}}$ , з врахуванням падіння напруги в кабелі  $5\% U_{\text{ном}}$ .

$$j_{\text{п}} = \frac{992}{24} = 41,3 \text{ А/Н},$$

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею з  $N=24$ .

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним  $0,15 \cdot N$  [2]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї

$$I_{\text{пзп}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N, \quad (1.59)$$

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

$$I_{\text{пзп}} = 30 + 0,15 \cdot 24 = 33,6 \text{ (А)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0; \quad (1.60)$$

$$U_{\text{ПЗП}} = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ (В)}.$$

Вибираємо ПЗП типу ВАЗП-380/260-40/80.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N, \quad (1.61)$$

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 24 = 1,2 \text{ (А)},$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}}, \quad (1.62)$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ (В)}.$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{\text{ЗП}} = 30 + 5 \cdot 24 = 150 \text{ (А)},$$

$$U_{\text{ЗП}} = U_{\text{З}} \cdot n = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ (В)}.$$

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

#### 1.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-500 кВ

Вихідні дані:

- висота блискавковідводу:  $h = 44 \text{ м}$
- розрахункова висота:  $h_x = 24 \text{ м}$ .

При  $\frac{2}{3} \cdot h = \frac{2}{3} \cdot 44 = 29,3 \text{ м} > h_x = 24 \text{ м}$  радіус та ширина зони захисту

визначаються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5(h - 1,25 \cdot h_x); \\ b_x &= 1,5(h_0 - 1,25 \cdot h_x); \end{aligned} \right\} \quad (1.63)$$

де

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (1.64)$$

де  $L$  – відстань між блискавковідводами, м.

Таблиця 1.21 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

Пари блискавковідводів	$L$ , м	$h_0$ , м	$b_x$ , м	$r_x$ , м
1-2, 2-3, 4-5, ..., 20-21	48	41,8	35,4	21
1-8, 2-9, 3-10, 4-11, 5-12, 6-13, 7-14	56	41,4	33,3	21
8-15, 9-16, 10-17, 11-18, 12-19, 13-20, 14-21	48	41,8	35,4	21
1-9, 2-8, ..., 6-14, 7-13	73,8	38,9	26,7	21
8-16, 9-15, ..., 13-21, 14-20	67,9	39,7	29,1	21

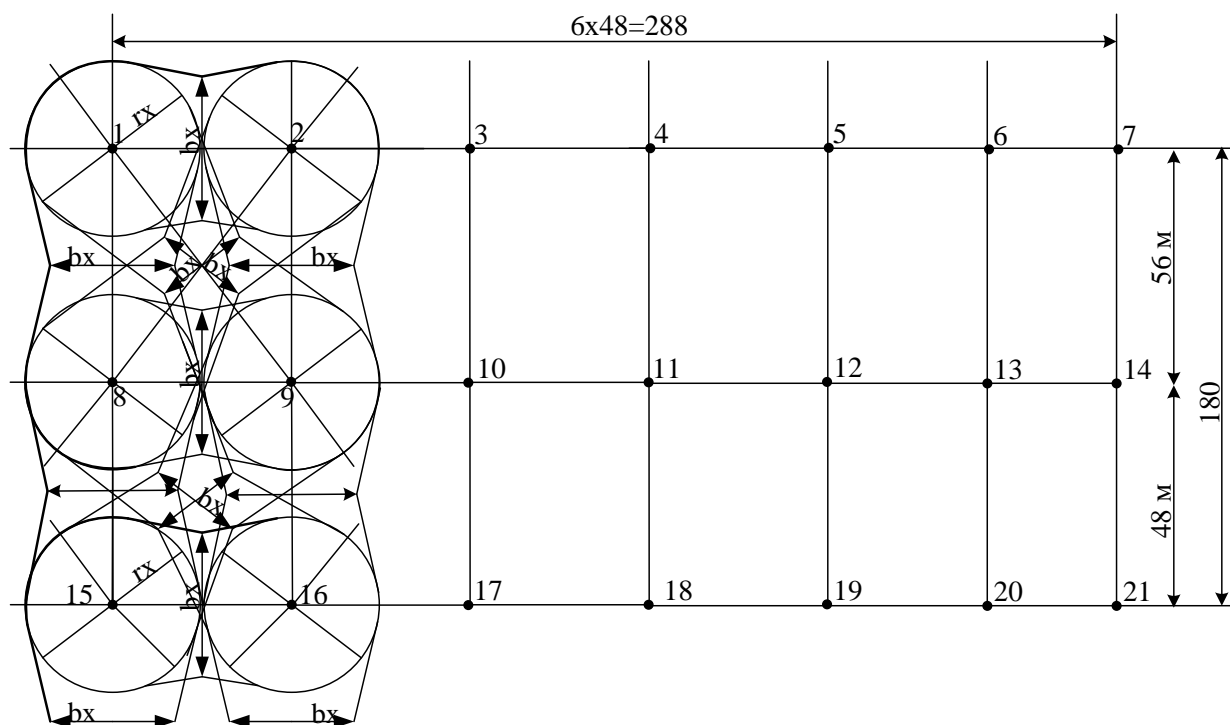


Рисунок 1.15 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 500 кВ зверху



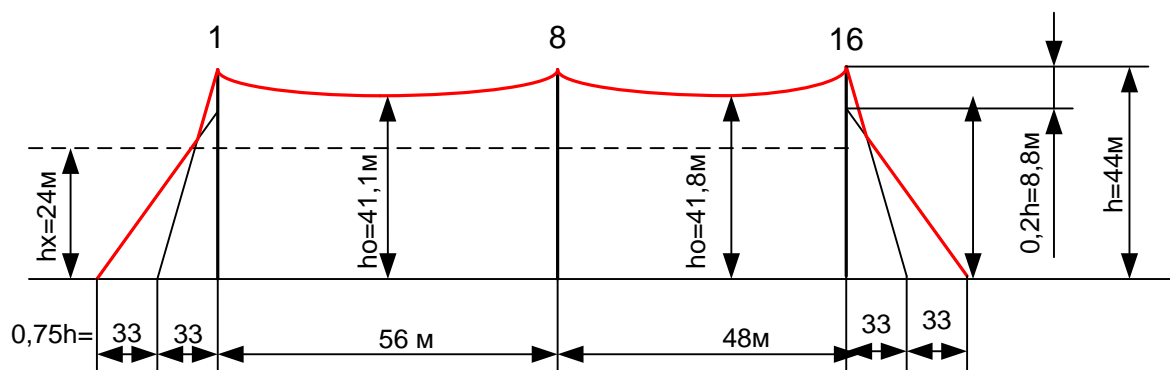


Рисунок 1.16 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 500кВ збоку

### 1.15 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ

Вихідні дані:

- площа ЗП:

$$S = (240 \times 190) = 45600 \text{ м}^2;$$

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 500 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_2 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

- товщина верхнього шару ґрунту:

$$h = 2 \text{ м};$$

- глибина заземлення ЗП:

$$t = 0,6 \text{ м};$$

- кількість вертикальних заземлювачів:

$$n^B = 60 \text{ шт.};$$

довжина вертикального заземлювача:

$$l_B = 3,5 \text{ м}.$$

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{2 \cdot (240 + 190)}{56} = 15 \text{ м}$$

Визначимо величини:

$$\sqrt{S} = \sqrt{45600} = 213,5 \text{ м};$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{500}{100} = 5;$$

$$\frac{a}{l_B} = \frac{15}{3,5} = 4;$$

$$\frac{h-t}{l_B} = \frac{2-0,6}{3,5} = 0,4;$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{3,5 + 0,6}{213,5} = 0,019 < 0,1;$$

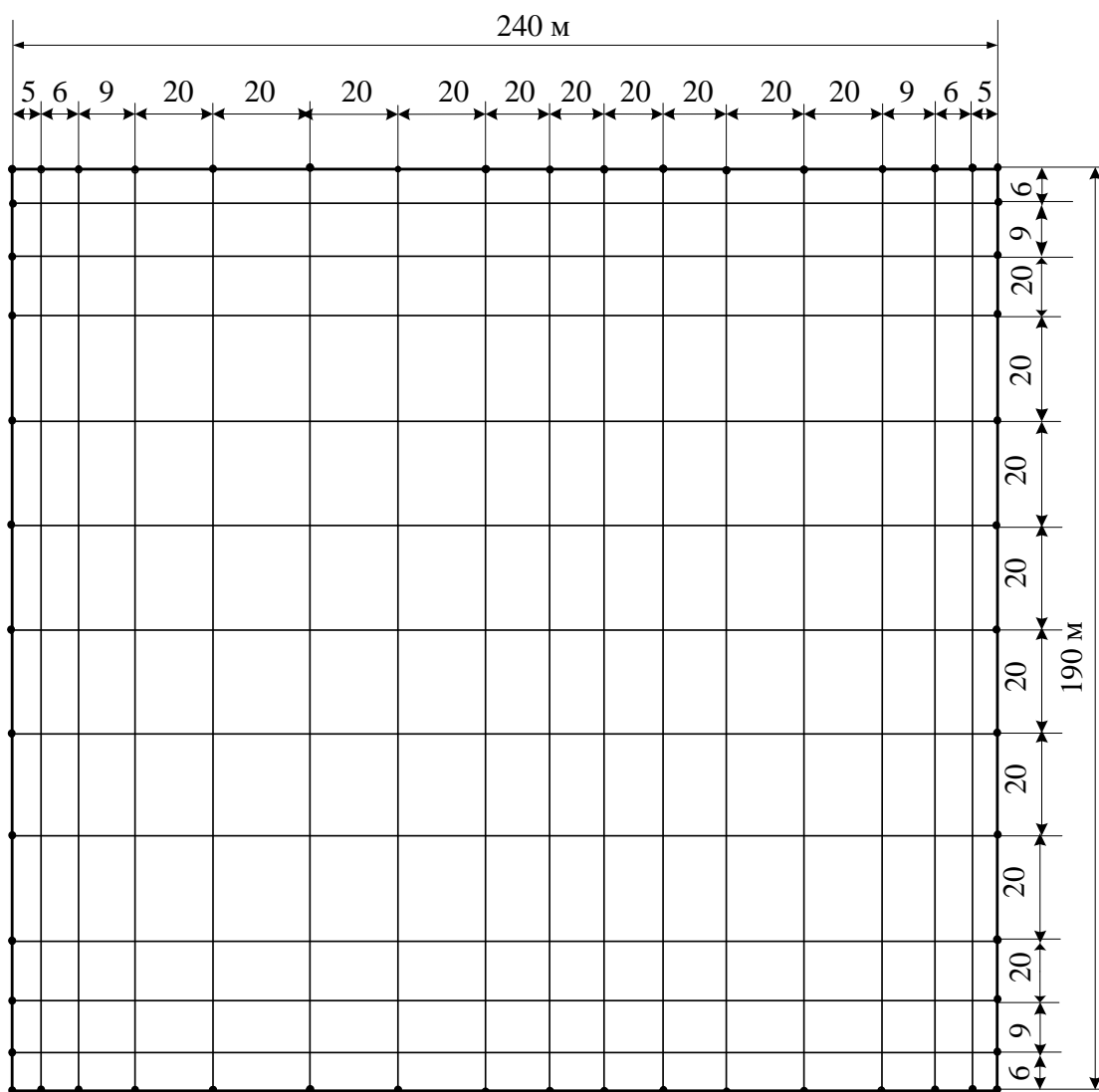


Рисунок 1.17 – План заземлювального пристрою

Опір заземлюючого пристрою [6]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв.}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв.}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}} \leq R_{3,\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом}, \quad (1.65)$$

де  $A$  – функція відношення  $(l_{\text{В}} + t) / \sqrt{S}$ ;

$\rho_{\text{екв.}}$  – еквівалентний питомий опір ґрунту, Ом·м;

$L_{\Gamma}$ ,  $L_{\text{В}}$  – сумарна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}}, \quad (1.66)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,019 = 0,428.$$

$$L_{\Gamma} + L_{\text{В}} = (240 \cdot 17 + 190 \cdot 13) + 3,5 \cdot 60 = 6760 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [2] визначаємо, що  $\frac{\rho_{\text{екв.}}}{\rho_2} = 1,89$

$$\rho_{\text{екв.}} = 100 \cdot 1,89 = 189 \text{ Ом·м};$$

$$R_3 = 0,428 \cdot \frac{189}{213,5} + \frac{189}{6760} = 0,406 \text{ Ом} < R_{3,\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом}$$

## 2. ОСНОВНІ ПРИНЦИПИ ГАСІННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ДУГИ В ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧАХ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

При виконанні елегазовими вимикачами операції відключення між контактами виникає електрична дуга. Виникнення її між контактами, горіння і гасіння дуги відбуваються в дугогасильному пристрої елегазового вимикача за певних умов і залежать як від власних параметрів (швидкодія, конструкція, контактні матеріали, соплові елементи дугогасильного пристрою, організація взаємодії елегазу з електричною дугою відключення і т.д.), так і від зовнішніх параметрів, пов'язаних з установкою вимикача в експлуатацію (номінальні параметри мережі та її режими, вид короткого замикання і т.д.)[1]. Стосовно до конструкцій елегазових вимикачів високої напруги з одним щаблем тиску на рисунку 1.1 представлена блок-схема системи "дуга відключення - мережа - привід вимикача - соплові конструкції дугогасильного пристрою - газовий потік".

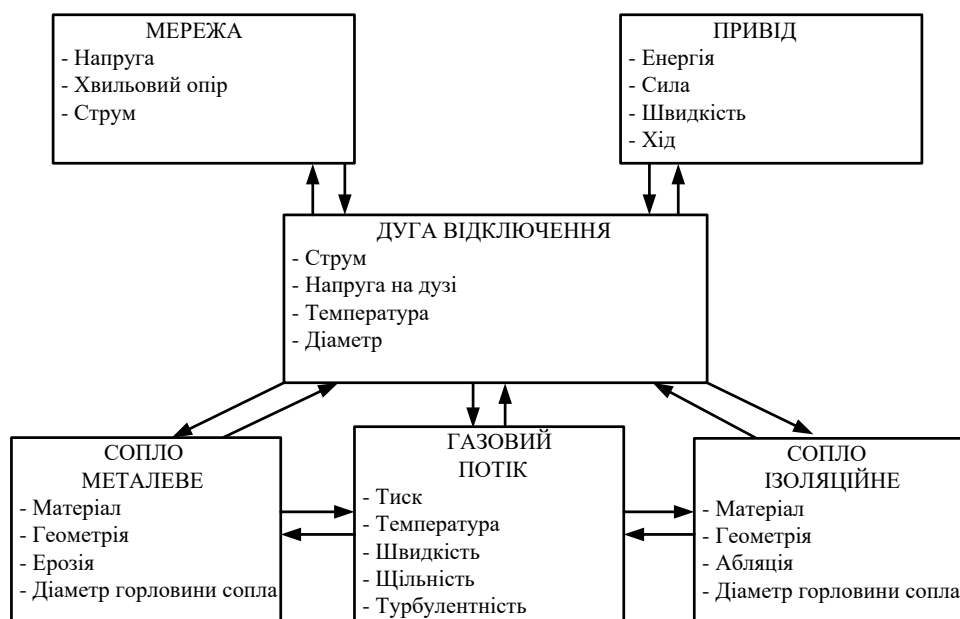


Рисунок 2.1 – Блок-схема системи  
"дуга відключення - мережа - привід вимикача - соплові конструкції  
дугогасильного пристрою - газовий потік"

Оптимальна взаємодія компонентів і елементів цієї системи між собою і визначає ефективність роботи елегазових вимикачів.

Питання експлуатації є визначальними у виборі елегазового вимикача, а отже, і його дугогасильного пристрою. Різноманітні режими при комутації та експлуатації елегазових вимикачів вимагають проведення нормованих випробувань відповідно до вимог ДСТУ і стандартів України. На рисунку 2.2 представлена еквівалентна схема "джерело живлення  $\Gamma$  - мережа - ДП - лінія",  $L_{\text{екв}}$  - еквівалентна індуктивність мережі з боку джерела, і відзначено коротке замикання по лінії з хвильовим опором  $Z_L$  на невеликій відстані від ЕВ в точці К – невіддалене коротке замикання (НКЗ). Для елегазових вимикачів надвисокої і ультрависокої напруги слід виділити і такі номінальні режими, як відключення короткого замикання на виводах дугогасильного пристрою, малих ємнісних струмів (відключення ненавантажених ліній) і відключення малих індуктивних струмів (відключення ненавантажених трансформаторів), пов'язані з великими перенапругами на міжконтактному проміжку вимикачів, а також нормовані режими відключення проти фази і з аперіодичної складової.

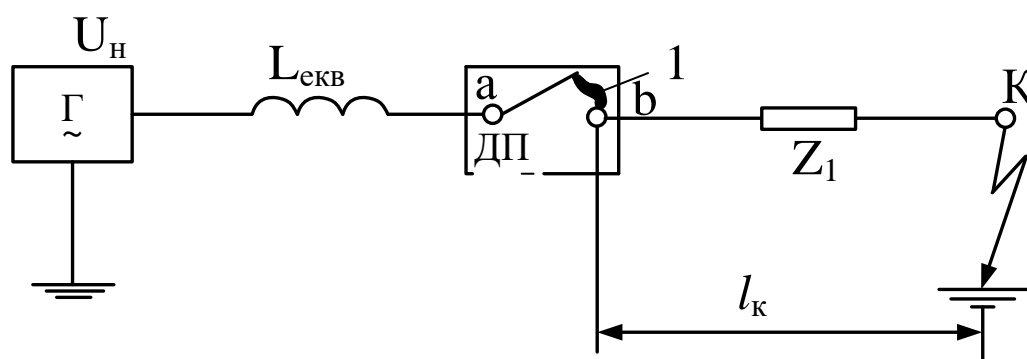


Рисунок 2.2. – Еквівалентна схема

"джерело живлення  $\Gamma$  - мережа - ДП - лінія":

1 – електрична дуга відключення, К – коротке замикання на відстані  $l_k$  від ДП

Забезпечення теоретичних основ розробки, випробувань і експлуатації дугогасильних пристроїв елегазових вимикачів з метою оптимізації їх конструкцій та взаємодії вимикача з мережею при виконанні необхідних (нормованих) операцій в експлуатації потребують аналізу та синтезу характеристик горіння та гасіння електричної дуги відключення в дугогасильному пристрої.

Цільове застосування високовольтного вимикача в енергосистемі (або енергоустановки) дозволяє враховувати дугогасильний пристрій (див. рисунок 2.2) у схемі заміщення мережі (або енергоустановки) у вигляді еквівалентного нелінійного опору  $R_e$  міжконтактного проміжку a-b. Параметри цього опору  $R_e$  визначаються характеристиками мережі, дугогасильного пристрою, приводу і гасіння дуги – перехідний процес, при якому спочатку малий опір  $R_e$  в межах прагне до нескінченності і на контактах дугогасильного пристрою відновлюється напруга мережі.

У високовольтних колах змінного струму процес гасіння дуги пов'язаний з переходом струму через нуль, коли в області нуля струму, завдяки активній деіонізації міжконтактного проміжку, вдається збільшити його електричну міцність і пробивна напруга вище прикладеної перехідної напруги.

Підвищення ефективності дугогасіння безпосередньо пов'язано з інтенсивністю взаємодії елегазу з електричною дугою в камері і соплових конструкціях дугогасильного пристрою. У сучасних елегазових вимикачах використовується система поздовжнього газового дуття (рисунок 2.3), де дуговий розряд 1 (електрична дуга відключення) між контактами 3-4 взаємодіє через сопло 2 з поздовжнім потоком дугогасильного газу, забезпеченого перепадом тисків  $P/P_b$ , де  $P$  – тиску газу ввєрх по потоку,  $P_b$  – тиск газу вниз по потоку (у камері вимикача), або система двостороннього дуття (потоки газу спрямовані в протилежні сторони). На середні класи напруги застосовуються дугогасильні пристрої з використанням ефекту автогенерації і електромагнітного дуття (див. рисунок 2.4 а, б)[1].

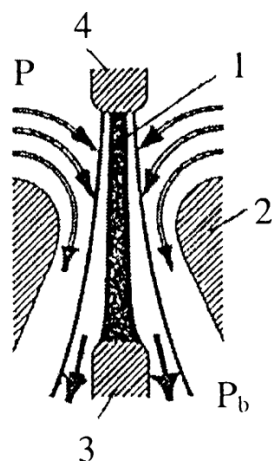


Рисунок 2.3 – Принципова схема ДП одностороннього газового дугтя

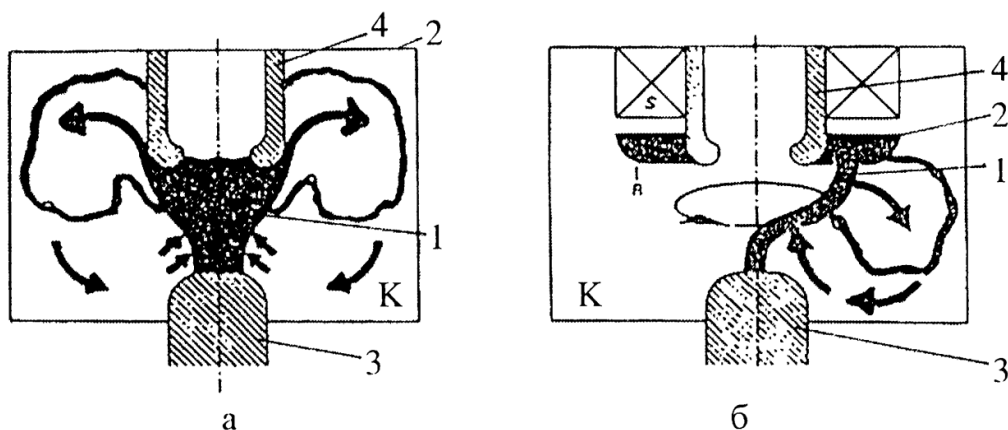


Рисунок 2.4 – Принципова схема ДП з автогенерацією (а) і ДП з електромагнітним дугтям (б)

Застосування ефекту автогенерації (див. рисунок 2.4а), коли в дугогасильній камері К під дією випромінювання і високої температури дугового розряду 1 на контактах 3-4, ізоляційні стінки 2 камери К виділяють газ, дозволяє збільшити тиск газу в камері К не тільки завдяки високій температурі, а й додатковій масовій витраті від газогенеруючих стінок цієї камери. У дугогасильному пристрої з електромагнітним дугтям (див. рисунок 2.4б) взаємодія дуги відключення 1 з магнітним полем котушки  $s$  викликає інтенсивний рух дуги по контактах 3-4 і підвищення рівня взаємодії дуги відключення з елегазом в камері К. Зазвичай в даних пристроях дуга відключення 1 перекидається на додатковий дугогасильний

контакт 2 (у вигляді розрізаного кільця R) і обертальний рух дуги відключення викликає нагрівання газу в камері К.

Гідродинамічна нестійкість в поєднанні з електромагнітною нестійкістю дугового розряду створюють в прикордонному шарі (шарі змішування) складний характер взаємодії газового середовища з електричною дугою відключення, який і визначає ефективність дугогасіння.

Представлені на рисунках 2.3 і 2.4 принципи дугогасіння знайшли застосування в ряді конструкцій дугогасильних пристроїв елегазових вимикачів.

### 2.1 Автокомпресійний дугогасильний пристрій

На рисунку 2.5 приведена одна зі схем дугогасильного пристрою двостороннього дуття (положення "ввімкнено" - зліва, положення "вимкнено" - праворуч). Коли вимикач знаходиться у включеному положенні, головні контакти 1,2 і дугогасильні контакти 5, 7 знаходяться в замкнутому стані. У порожнині К тиск елегазу  $P = \text{const}$  і рівний номінальному тиску  $P_b$  заповнення вимикача. При подачі команди на відключення зовнішній привід забезпечує переміщення зверху вниз рухомої системи: рухомого головного контакту 2, дугогасильного контакту 7 і штока 4, які жорстко пов'язані між собою і через тягу з силовим приводним механізмом. На початку розмикаються головні контакти 1, 2, а потім дугогасильні контакти 5, 7. Вся рухома система переміщується відносно нерухомого поршня 3, при цьому виникає стиснення елегазу в порожнині К (забезпечується принцип автокомпресії).

Як впливає з рисунка 2.5, дугогасильні контакти 5, 7 розмикаються з затримкою по ходу. Після розмикання контактів 5, 7 починається закінчення елегазу через сопло в рухомому контакті 7 і ізоляційне сопло 8 (організовується двостороннє поздовжнє дуття), а дуга 9 горить між краєм 6 нерухомого дугогасильного контакту 5 і рухомим дугогасильним контактом 7. Після закінчення переміщення рухомої системи витікання елегазу загасає і тиск у порожнинах ДП стає рівним вихідному.



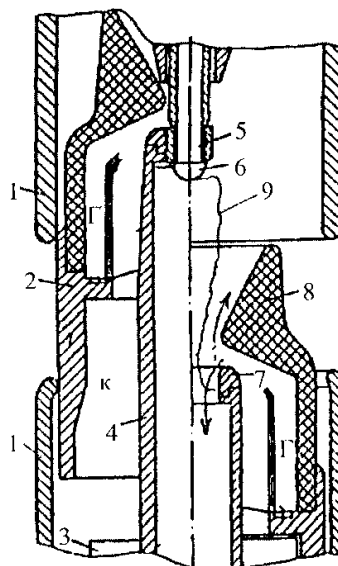


Рисунок 2.5 – Дугогасильний пристрій двостороннього дуття з одним щаблем тиску

Типові динамічні характеристики при відключенні автокомпресійного елегазового вимикача з одним щаблем тиску двостороннього дуття представлені на рисунку 2.6 (сопло діаметром 29 мм, вихідний тиск в ДП  $P_b = 0,6$  МПа). Пневматичний привід забезпечує переміщення рухомої системи елегазового вимикача (крива х) і зростання тиску елегазу  $P = \Delta P + P_b$  (рисунок 2.6, крива 4) у камері стиснення до максимального тиску  $P_m = 0,92$  МПа (без дуги). При відключенні струмів  $I_d = 10$  кА, 30 кА (діючі значення) тиск в камері стиснення (рисунок 2.6, криві 2, 3, відповідно) досягає рівня 1,22 і 1,51 МПа, відповідно. Характерно, що при  $I_d = 50$  кА (крива 1) амплітуда тиску була лише 1,4 МПа, при цьому зменшилася і тривалість підвищеного тиску від дуги відключення. Перепад тисків  $P/P_b$  забезпечує масову витрату газу для організації двостороннього поздовжнього дуття в соплових елементах дугогасильного пристрою, при цьому його величина і тривалість визначають відключаючи здатність елегазового вимикача.

Однак представлені залежності зміни тиску в камері стиску К на рисунку 2.6 є усередненими, а не дійсними кривими, які мають значні пульсаційні складові в залежності від місця розташування датчика тиску в камері стиснення.

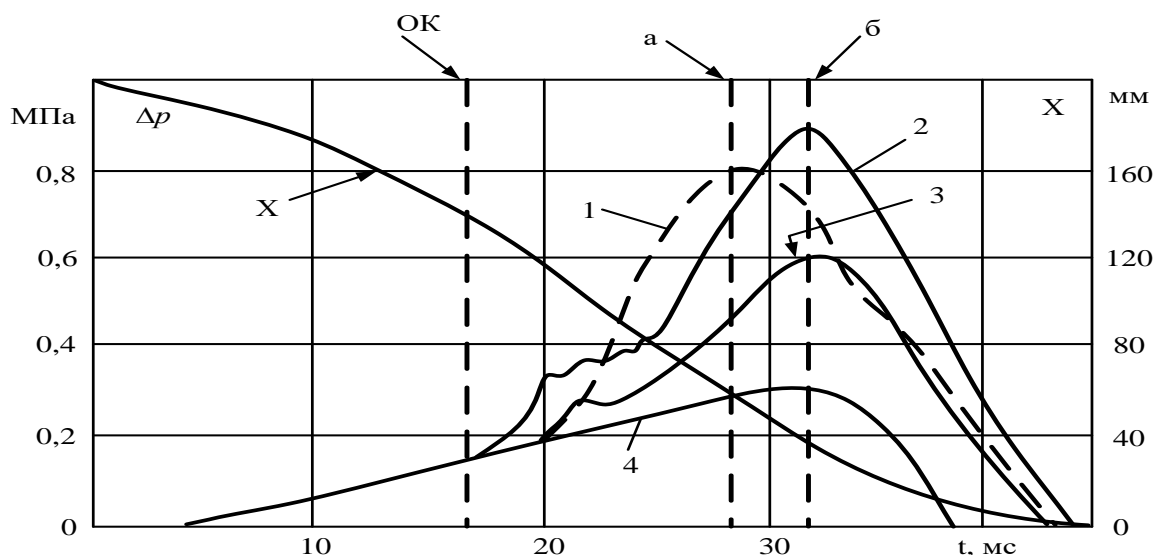


Рисунок 2.6 – Динамічні характеристики при відключенні автокомпресійного ЕВ двостороннього дуття:

ОК – розмикання дугогасильних контактів та початок дуття, а – перехід струму через нуль при  $I_D = 50$  кА; б – перехід струму через нуль при  $I_D = 30$  і 10 кА

З метою збільшення відключаючої здатності дугогасильного пристрою в конструкцію дистанційного керування на рисунку 2.5 вводять порожнину автогенерації Г, яка сприяє локалізації теплового навантаження від дуги відключення і додатковому дутті за рахунок ефекту газогенерації ізоляційних стінок даної порожнини Г, що сприяє збільшенню перепаду тиску в області нуля струму, а отже, і ефективності дугогасіння.

## 2.2 Дугогасильні пристрої з автогенеруванням

Удосконалення елегазових вимикачів пов'язане зі зниженням енергоємності приводного механізму і вартості. Однак зниження енергоємності приводу викликає зменшення перепаду тиску в момент гасіння дуги, що знижує здатність вимикача до відключення. Підвищення ефективності використання дугогасильних властивостей елегазу при горінні електричної дуги в сопловому каналі можливо шляхом введення додаткових фторопластових елементів, що дозволяє при малій енергоємності приводу забезпечити необхідний перепад тисків елегазу в момент

гасіння дуги. У даному випадку енергія дуги частково використовується для підвищення тиску і створення додаткового газового дуття за рахунок виділення елементарного вуглецю і  $\text{CF}_4$  з внутрішньої поверхні ізоляційного сопла і фторопластових елементів дугогасильного пристрою під впливом випромінювання (використання ефекту автогенерації).

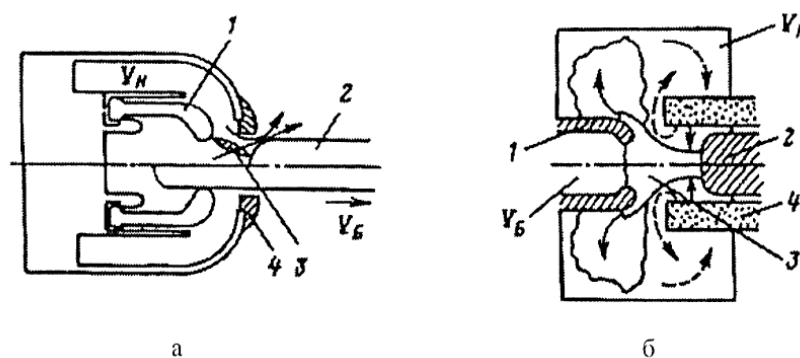


Рисунок 2.7 – Дугогасильні пристрої з автогенеруванням

На рисунку 2.7 а, б представлені принципові схеми конструкцій дугогасильних пристроїв з використанням ефекту автогенерації на середні класи напруги. При горінні електричної дуги відключення 3 між контактами 1 і 2 в камері  $V_H$  підвищується тиск під впливом високої температури електричної дуги 3 та газогенерації фторопластових поверхонь камери  $V_H$  і сопла 4. Дані дугогасильні пристрої при відключенні мають два динамічних етапи: накачування – коли сопло 4 закрито контактом 2 і відбувається збільшення тиску в камері  $V_H$ , і газове дуття – коли при русі контакту 2 вліво сопло 4 відкривається і починається витікання газу в бак вимикача  $V_B$  – через сопло 4.

У сучасних конструкціях ЕВ принцип автогенерації в поєднанні з принципом автокомпресії знайшов широке застосування в ЕВ всіх класів напруги (від 6 кВ до 400 кВ на один розрив).

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКИ ЕЛЕГАЗУ ВІДНОСНО ВИКОРИСТАННЯ В ДУГОГАСИЛЬНИХ ПРИСТРОЯХ ВИМИКАЧІВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

Висока дугогасильна здатність елегазових ДП безпосередньо пов'язана з фізичними властивостями елегазу і з його високими електричними характеристиками.

В останні роки з'явилися газові суміші, електрична міцність яких вище, ніж у елегазу. Однак через високу їх вартість, низькою стійкості до електричних розрядів і токсичності, а також високої температури скраплення, такі суміші в даний час не використовуються в комутаційній апаратурі.

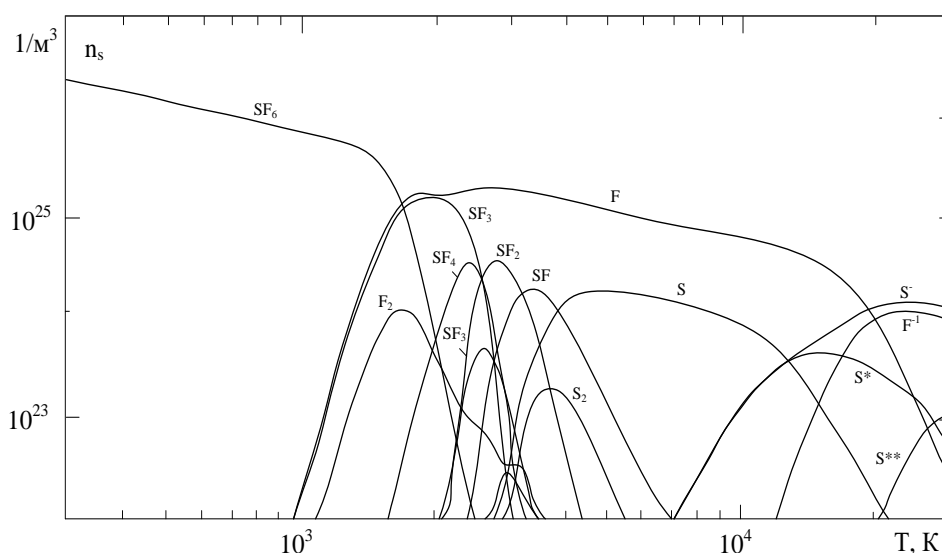


Рисунок 3.1 – Залежність складу елегазу від температури

Характерно, що гази з більш високою електричною міцністю мають дугогасильну здатність (граничну відключаючу здатність) нижче, ніж у елегазу. Так, якщо порівнювати електричну міцність елегазу при тиску заповнення 0,1 МПа (температура скраплення  $T_c = -64$  °С) з електричною міцністю  $CF_4SO_2P$  ( $T_c = -22$  °С), то вона в 1,5 рази вище, ніж у елегазу. Однак відключаюча здатність для суміші  $CF_4SO_2P-SF_6$  (75% - 25% або 50% - 50%) становить відповідно лише 54% і 75% від відключаючої здібності чистого елегазу в тепловій фазі пробою[2].

У комутаційних апаратах високої та надвисокої напруги елегаз як ізолююча і дугогасильне середовище використовується при тиску  $0,15 \div 1,0$  МПа. При цьому забезпечується необхідна електрична міцність міжелектродних проміжків при впливі різних ПВН та висока комутаційна здатність ДП.

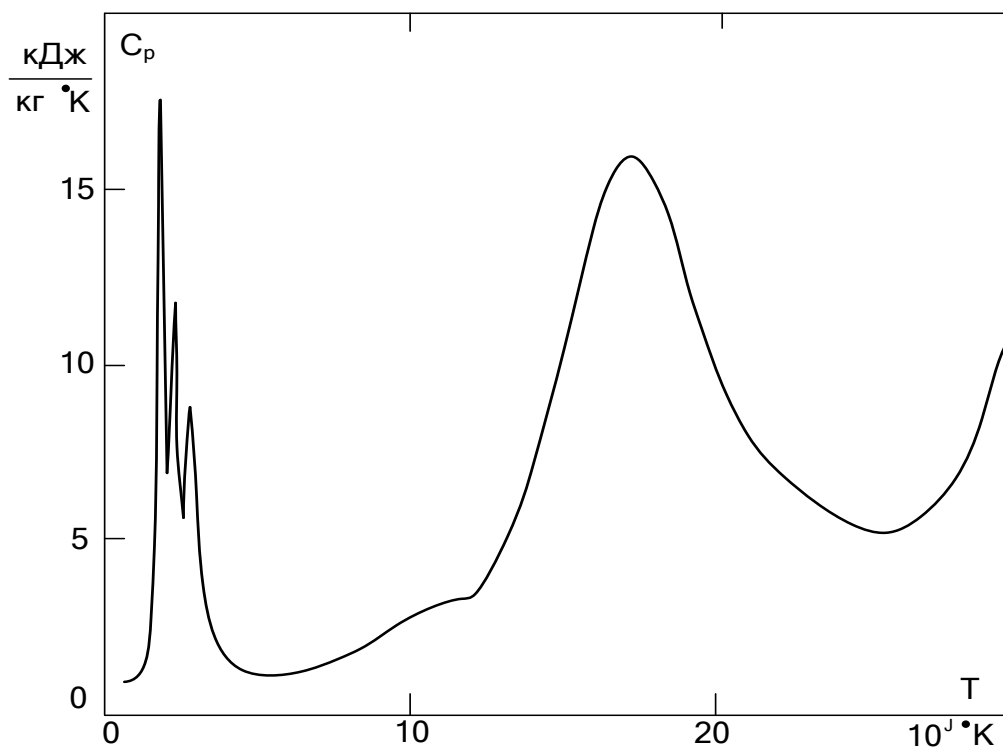


Рисунок 3.2 – Залежність питомої теплоємності елегазу при постійному тиску від температури при  $P = 0,1$  МПа

### 3.1 Дисоціація і іонізація елегазу

Під впливом високої температури склад елегазу змінюється і при розкладанні багатокomпонентної молекули елегазу створюються концентрації окремих компонентів (див. рисунок 3.1).

При аналізі стану середовища в ДП з електричною дугою слід враховувати, що швидка дисоціація елегазу починається при температурі вище  $1000$  К з появою нових частинок  $S$ ,  $SF_2$ ,  $SF_4$ ,  $SF$ ,  $S_2$ ,  $F_2$ , а також атомарного фтору (близько  $1600$  К – дисоціація  $SF_6$  призводить до появи  $F$  і  $SF_4$ , далі при  $T \approx 2100$  К відбувається дисоціація  $SF_4$ , має місце дисоціація  $SF_2$ ).

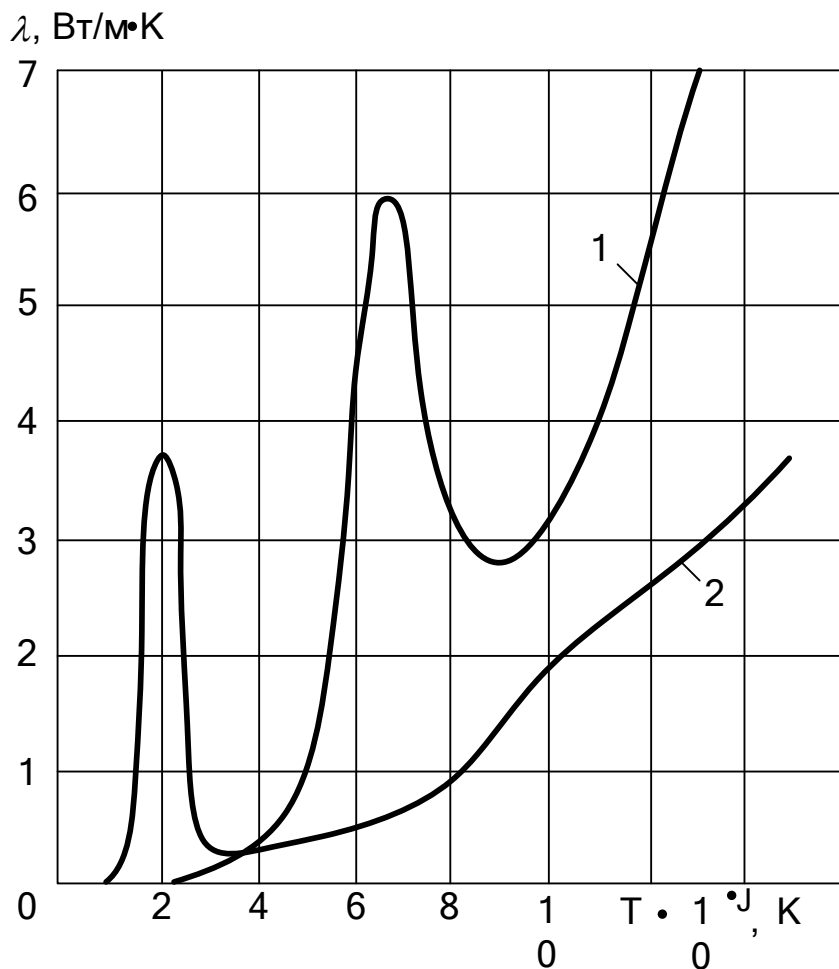


Рисунок 3.3 – Залежність коефіцієнта теплопровідності для азоту (1) і елегазу (2) від температури при  $P = 0,1$  МПа

Звідси на кривій теплоємності  $C_p(T)$  спостерігаються три піки (див. рисунок 3.2). Характерно, що при температурі газового середовища  $T$  менше 1400 К, питомі теплоємності  $C_p$  і  $C_v$  практично постійні і не залежать від температури і тиску.

Пік теплопровідності припадає на зону близько 2100 К, як результат дисоціації елегазу, що приводить до зростання коефіцієнта теплопровідності середовища (див. рисунок 3.3).

У діапазоні 2500 К термічна іонізація призводить до появи вільних електронів, однак одночасно вільні електрони приєднуються до атомарного фтору з утворенням негативних іонів фтору, що зумовлено високою енергією спорідненості атома фтору до електрону. При 3000 К продукти розпаду

починають збагачуватися іонами  $S^+$ ,  $F^+$ ,  $F^-$ ,  $S^-$ . Вже при 4000 К питома електропровідність газу не дорівнює нулю і інтенсивно збільшується при зростанні температури. Яскраво виражений стовп дугового розряду зберігається і при відносно малих струмах, а малий коефіцієнт теплопровідності при температурах вище 3000 К викликає при цьому підвищений температурний градієнт в радіальному напрямку.

Така складна картина складу дугогасильного середовища при горінні і гасінні дуги відключення (у поєднанні з факторами нерівноважності плазми, які істотно збільшуються у міру наближення струму відключення до нуля і далі в фазах теплового і діелектричного пробою) показує, що можливий лише наближений аналіз термодинамічного стану середовища в ЕВ з коригуванням за даними експерименту.

### 3.2 Характеристики електричної міцності елегазу в фазі пробою

Відключаюча здатність елегазових вимикачів визначається процесом підвищення рівня електричної міцності міжконтактного проміжку після нуля струму при впливі на цей проміжок перехідної напруги, що відновлюється (ВПН). У початковій фазі цих двох процесів (після нуля струму в тепловій фазі пробою) зростання електричної міцності проміжку визначається залишковими плазмовими явищами.

Характерно, що після нуля струму через (3-5) мкс швидкості відновлення напруги на контактах зростають практично в 10 разів. Значне зростання електричної міцності міжконтактного проміжку через кілька мікросекунд після нуля струму показує, що підвищення відключаючої здатності дугогасильного пристрою в тепловій фазі можна ефективно забезпечити за збільшенням наведеної ємності (або додаткової ємності), приєднаної паралельно до даного проміжку, тому що збільшення тимчасової затримки початку зростання перехідного напруги, що відновлюється (ПВН) безпосередньо пов'язана з величиною даної місткості.

### 3.3 Властивості перенесення і термодинамічні функції елегазу при високих температурах

Наявність у плазмі просторової неоднорідності макроскопічних параметрів приводить до переносу імпульсу частинок, їх енергії і самої речовини. Під дією зовнішнього електричного поля в плазмі виникає спрямований рух заряджених частинок. Цим процесам перенесення відповідають явища в'язкості, теплопровідності, дифузії і електропровідності. Для їх розрахунку необхідно знання параметрів, що характеризують інтенсивність протікання процесу, - коефіцієнтів теплопровідності  $\lambda$ , дифузії  $D$  і електропровідності  $\sigma$ .

Відзначимо деякі колективні термодинамічні властивості елегазової плазми, які становлять особливий інтерес, тому що пояснюють причини високих дугогасильних властивостей елегазу.

Розглянемо, в першому наближенні, рівняння збереження енергії (ентальпії) стосовно до циліндричного каналу дуги з урахуванням підведення тепла  $E^2 \sigma$ , (Джоулів нагрів), де  $E$  – напруженість електричного поля на дузі відключення, і відведення тепла за рахунок конвективного теплообміну, радіальної складової теплообміну за допомогою теплопровідності з навколишнім простором і втрат через випромінювання  $P_{\text{втр}}$ . Тоді рівняння ентальпії має вигляд:

$$C_p \rho \cdot \frac{\partial t}{\partial x} + C_p \rho \cdot u \frac{\partial T}{\partial x} = \sigma_e E^2 + \frac{\partial}{\partial t} \left( r \lambda \cdot \frac{\partial T}{\partial r} \right) - P_{\text{втр}}, \quad (3.1)$$

де  $x, r$  - осі циліндричної системи координат,  $u$  – проекція осередненої швидкості на вісь  $x$ .

Якщо в першому наближенні прийняти параболічну зміну температури по радіусу дуги  $T = T_0 \left( 1 - \left( \frac{r}{r_0} \right)^2 \right)$ , де  $T_0$  – температура по осі каналу;  $r_0$  - зовнішній радіус дуги, то рівняння (3.1) можна записати у вигляді



$$C_p \rho \cdot \frac{\partial t}{\partial x} + C_p \rho \cdot u \frac{\partial T}{\partial x} = \sigma_e E^2 - \frac{4\lambda \cdot T_0}{r_0^2} - P_{\text{втр}}, \quad (3.2)$$

Експериментально показано, що в області нуля струму в дугогасильному пристрої спостерігається швидке зменшення температури залишкового сліду дуги. Якщо в першому члені рівняння (3.2) записати  $C_p = dh/dt$ , то остаточно отримаємо

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \left( \sigma_e E^2 - C_p \rho \cdot u \frac{\partial T}{\partial x} - \frac{4\lambda \cdot T_0}{r_0^2} - P_{\text{втр}} \right) / \left( \rho \frac{\partial h}{\partial T} \right) \quad (3.3)$$

На рисунку 2.4 показано значне збільшення параметра  $\alpha = \rho \partial h / \partial T$  після 5000 К, що, з урахуванням піку коефіцієнта теплопровідності (див. рисунок 3.3) в температурному діапазоні 2100 К, істотно впливає на падіння температури остаточно сліду дуги відключення в області після нуля струму, на інтенсивність рекомбінаційних процесів, що призводять до відновлення вихідних властивостей елегазу.

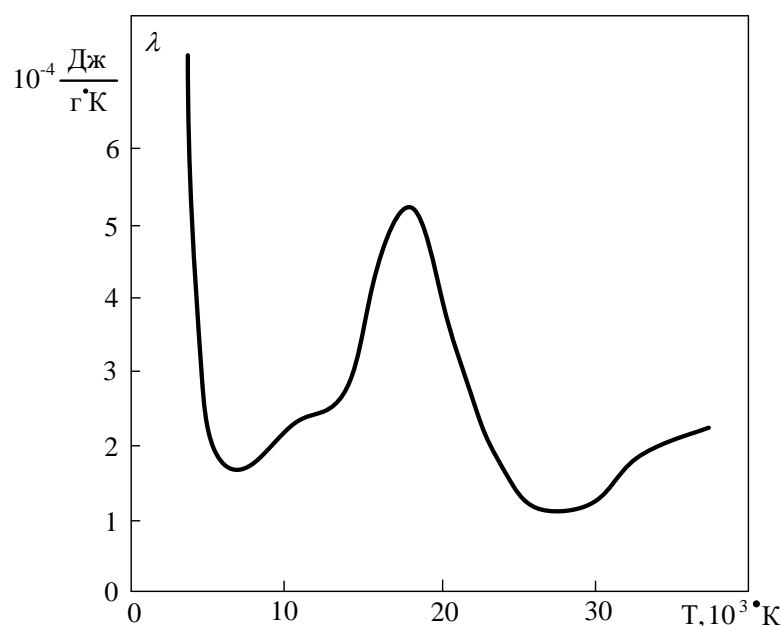


Рисунок 3.4 – Залежність параметра  $\alpha$  від температури при  $P=0,4$  МПа

При якісному аналізі граничної відключаючої здібності різних конструкцій ДП з поздовжнім потоком дугогасильного середовища зручно використовувати сукупність термодинамічних параметрів – критичний потік ентальпії  $F_{кр} = (\rho_{кр} h_{кр} u_{кр}) / P_{кр}$ , де  $\rho_{кр}$  – щільність,  $h_{кр}$  – ентальпія,  $u_{кр}$  – швидкість,  $P_{кр}$  – тиск плазми в горловині сопла (у критичному перетині сопла).

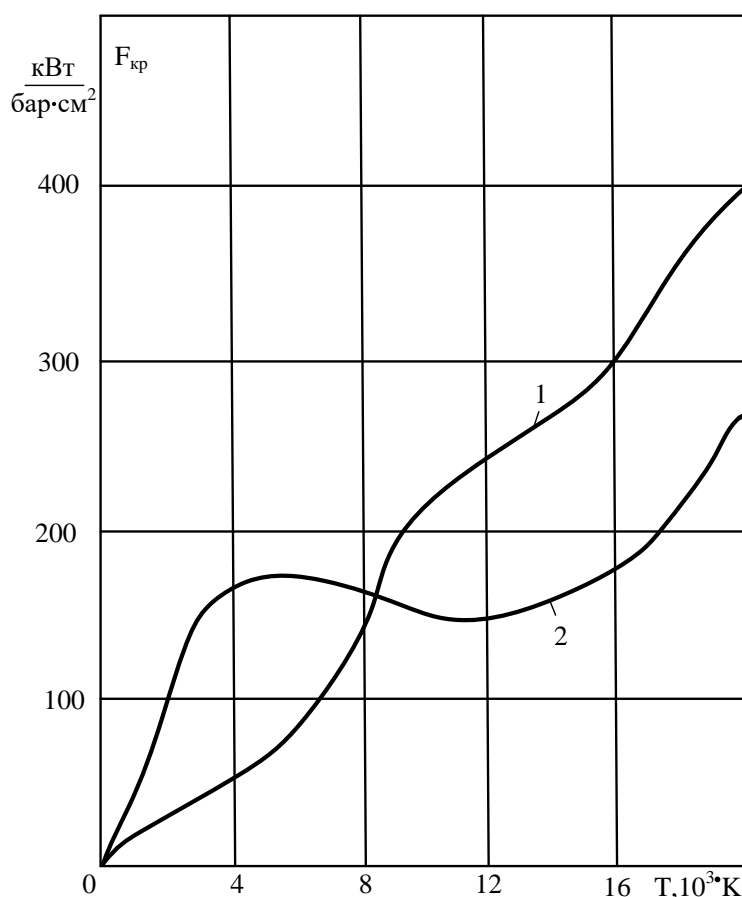


Рисунок 3.5 – Залежність критичного потоку ентальпії від температури для повітряної (крива 1) і елегазової плазми (крива 2) при  $P=1$  МПа

На рисунку 2.5 дані залежності потоку ентальпії  $F_{кр} = (\rho_{кр} h_{кр} u_{кр}) / P_{кр}(T)$  для повітряної (крива 1) і елегазової (крива 2) плазми при  $P=1,0$  МПа. Характерно, що для елегазової плазми в широкому діапазоні температур ( $T \approx 3000 \div 15000$  К) критичний потік ентальпії  $F_{кр} \sim 162$  кВт/(бар·см²)=const. Тому при якісних (порівняльних) дослідженнях елегазових дугогасильних пристроїв  $F_{кр}$  зручно використовувати як нормуючий множник.

Відповідно до першого закону термодинаміки, для потоку плазми (у ізобаричному наближенні) можна записати  $dQ=d(mh)$ , де  $m$  – маса плазми. Приймаючи підведення енергії  $U_d I_d dt = dQ$  і  $d(mh) = hdm = hmdt = h\rho S u dt$ , для критичного перерізу потоку можна записати  $U_d I_d dt = S_{кр} h_{кр} u_{кр} \rho_{кр} dt$ , де  $S_{кр}$  – критичний перетин дуги відключення. Розділимо праву і ліву частини рівняння на  $P_{кр}$  і, скорочуючи  $dt$ , отримаємо  $F_{кр} = U_d I_d / (S_{кр} P_{кр})$ .

При температурі  $T < 8000$  К коефіцієнт  $F_{кр}$  для елегазової плазми вище, ніж для повітряної (див. рисунок 3.5). Отже, при підході струму до нуля в елегазових дугогасильних пристроях поздовжнього дуття вища ефективність дугогасіння (вища питома відведена потужність через одиницю перетину потоку, віднесена до тиску в критичному перетині сопла), менше діаметр дуги відключення в області нуля струму і відповідно мала постійна часу дуги відключення в нулі струму. У поєднанні з електронегативними властивостями елегазу, інтенсивність яких зростає у міру охолодження дуги відключення, а також високим рівнем турбулентного переносу, відключаюча здатність елегазових ДП значно вище повітряних ДП в тепловій фазі пробою.

### 3.4 Взаємодія дуги відключення з газовим потоком в дугогасильних пристроях елегазових вимикачів ВН

Інтенсифікація взаємодії між електричною дугою відключення і газовим потоком – важливий чинник для збільшення відключаючої здатності в елегазових вимикачах.

Зазвичай виділяють три зони взаємодії (див. рисунок 2.5 права частина рисунка): область вверх по потоку (область між горловинами ізоляційного сопла 8 і металевого сопла дугогасильного контакту 7), горловина сопла (у системі двостороннього дуття горловини сопел 7 і 8) і область вниз по потоку (дифузори сопел 7 і 8). Аналогічно, для системи одностороннього поздовжнього дуття (див. рисунок 2.3) також виділяють подібні зони: вгору по потоку (від торця

дугогасильного контакту 4 до критичного перерізу сопла 2), горловини сопла і вниз по потоку (дифузор сопла 2).

У початковій фазі відновлення електричної міцності міжконтактного проміжку ДП після нуля струму (у фазі теплового переривання) взаємодія між залишковим слідом електричної дуги відключення і газовим потоком в області горловини сопла визначає здатність, що відключає ДП, так як в області горловини сопла є гранична величина питомої масової витрати газу і забезпечується інтенсивна тепловіддача за рахунок аксіальної конвекції і високого рівня радіальної турбулентної теплопровідності в області нуля струму.

Зона вверх по потоку має домінуючий вплив на діелектричну фазу відновлення електричної міцності міжконтактного проміжку після нуля струму, так як гарячий газ залишається в області угору по потоку (у зоні стагнації), коли хвиля перехідного напруги, що відновлюється має граничні значення. Аксіальний профіль тиску в цих зонах і рівень обурення в газовому потоці (інтенсивність турбулентності в прикордонному шарі) визначають рівень відключаючої здібності в цих фазах відновлення

Інтерпретація впливу області вниз по потоку на відключаючу здатність неоднозначна. Для стандартного газового дугогасильного пристрою з двома ступенями тиску не спостерігається збільшення рівня теплової відключаючої здібності зі збільшенням відстані між горловиною сопла і контактом вниз по потоку. З іншого боку, добре відомо, що в цій області значний рівень турбулентності і вона істотно впливає на збільшення опору електричної дуги в області нуля струму[4].

В показано, що зовнішній діаметр газового потоку в області після зрізу сопла зменшується відповідно до зменшення електричної дуги відключення. Ступінь зменшення діаметра дуги за часом, коли струм зменшується до нуля, становиться більше в області вниз по потоку.

Деформація стовбура дуги (при відключенні чинного струму 45 кА) для зони за зрізом ізоляційного сопла 8 (див. рисунок 2.6) представлена на рис.3.6.

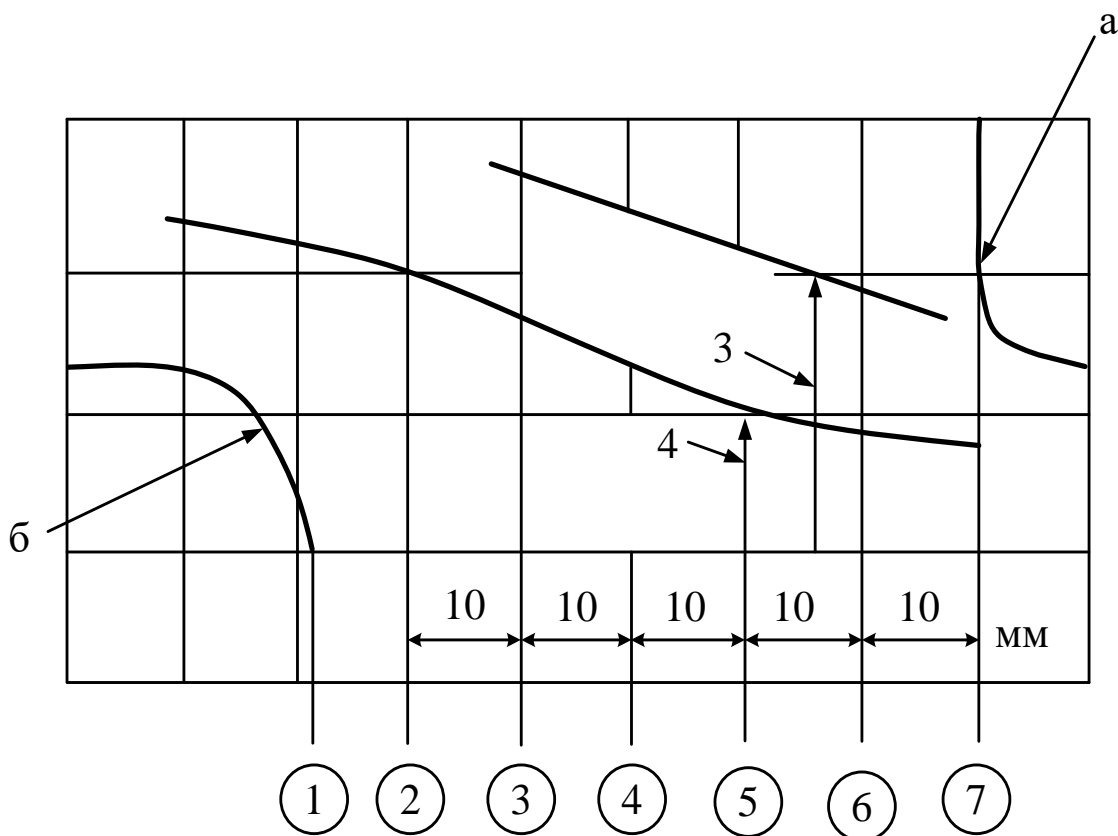


Рисунок 3.6 – Залежність радіусів електричної дуги відключення 4 і межі газового потоку 3 при відключенні 45 кА в області за зрізом сопла:  
 а – край зрізу ізоляційного сопла; б – край нерухомого дугогасильного контакту; 1-7 – перерізу області після зрізу сопла

Нестабільність кордону "плазма – прикордонний шар – газовий потік" перед нулем струму спостерігається в усіх розглянутих зонах 1-7 (рисунок 3.7), при цьому пульсації турбулентного потоку слабо проникають в стовбур дуги.

За результатами вимірювання діаметра дуги за зрізом ізоляційного сопла і межі газового потоку (див. рисунок 3.7) можна відзначити, що в зонах 1, 2, що слабо обдуваються у нерухомого контакту спостерігається загальмування зміни діаметра дуги і значні розміри діаметра дуги і границі в порівнянні з даними для зони 7 (у зрізу сопла).

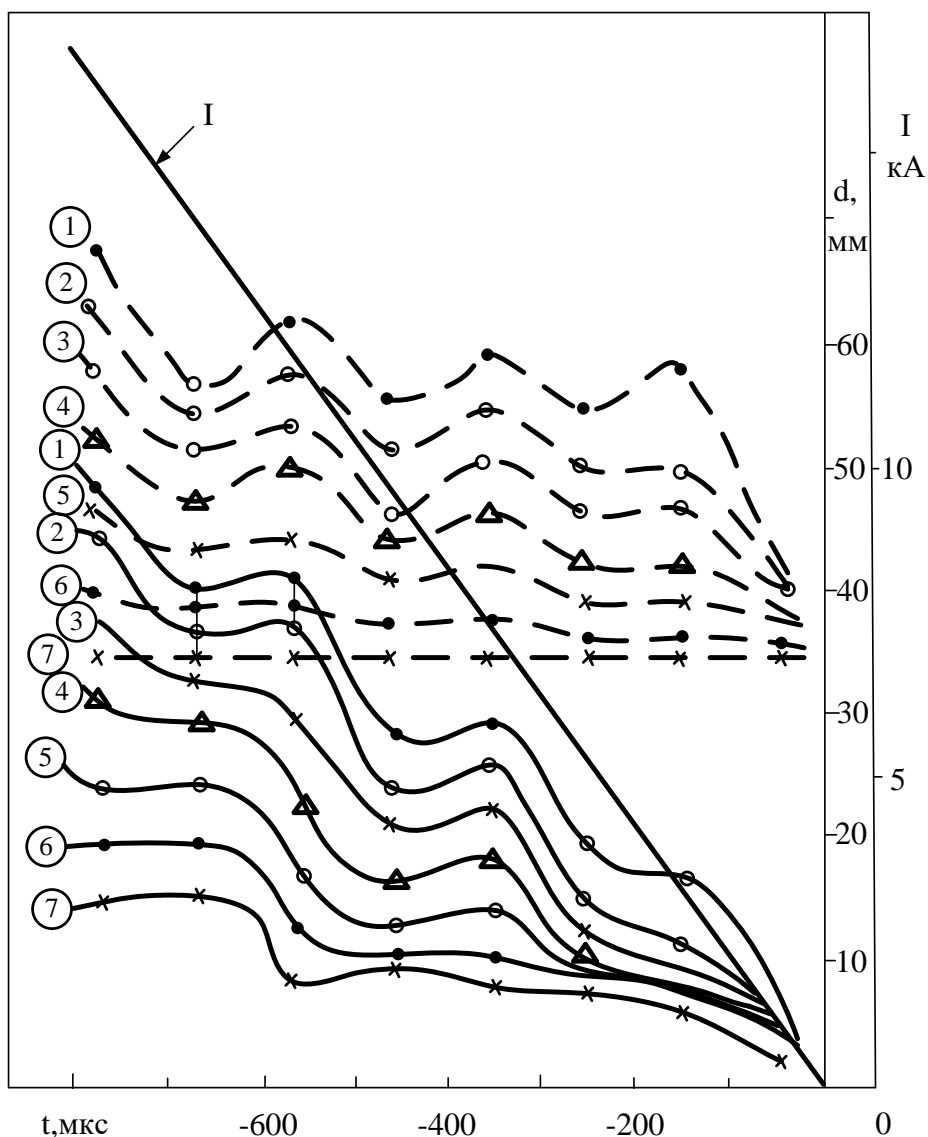


Рисунок 3.7 – Залежність діаметрів електричної дуги відключення (суцільні криві) і газового потоку (пунктирні криві) при підході струму до нуля при відключенні 45 кА для різних перерізів області за зрізом ізоляційного сопла

Хвильовий процес зміни діаметра дуги і межі газового шару модульований нестационарними явищами розповсюдження збурень в елегазі в просторі за зрізом сопла в камері ЕВ. Зміна діаметру дуги у зрізу сопла при різних струмах відключення показано на рисунку 3.8.

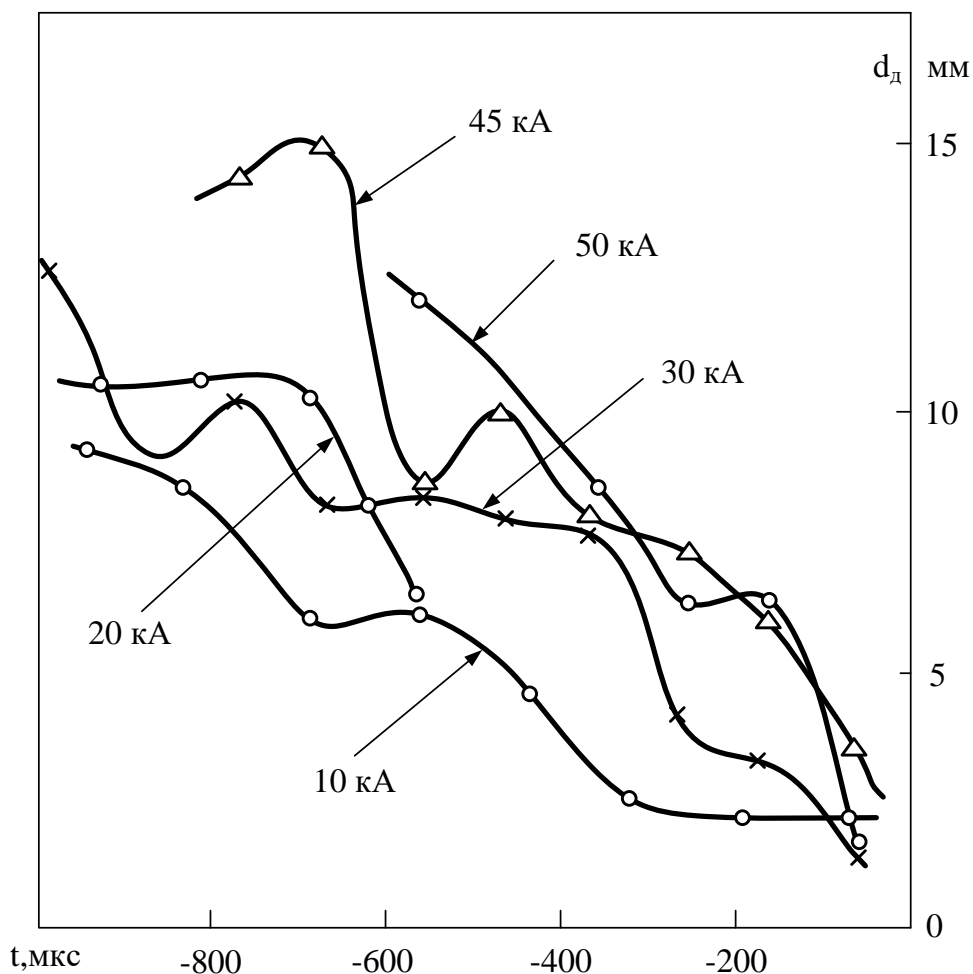


Рисунок 3.8 – Залежність діаметра електричної дуги відключення в ДП двохстороннього дугтя при підході струму до нуля

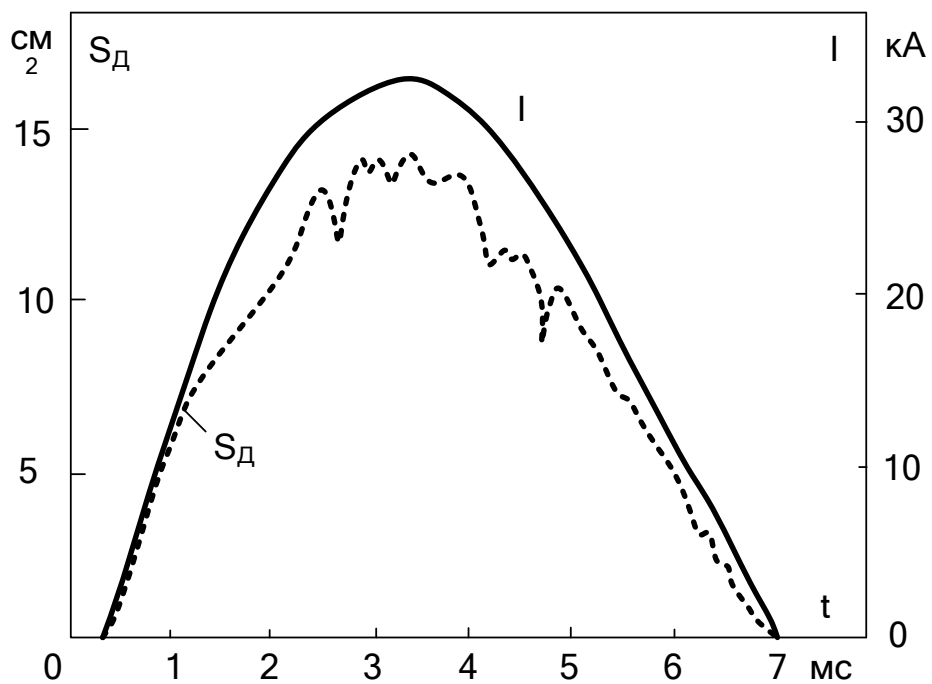
### 3.5 Діаметр електричної дуги відключення в елегазових дугогасильних пристроях

Розглянемо дугогасильний пристрій, коли дуга відключення знаходиться в поздовжньому потоці газу (система одностороннього поздовжнього газового дугтя, див. рисунок 2.4). Використання профільованого каналу у вигляді сопла 2 – необхідна умова прискорення газового потоку і досягнення високого ступеня інтенсивності тепломасообміну між плазмою і потоком дугогасильного газу.

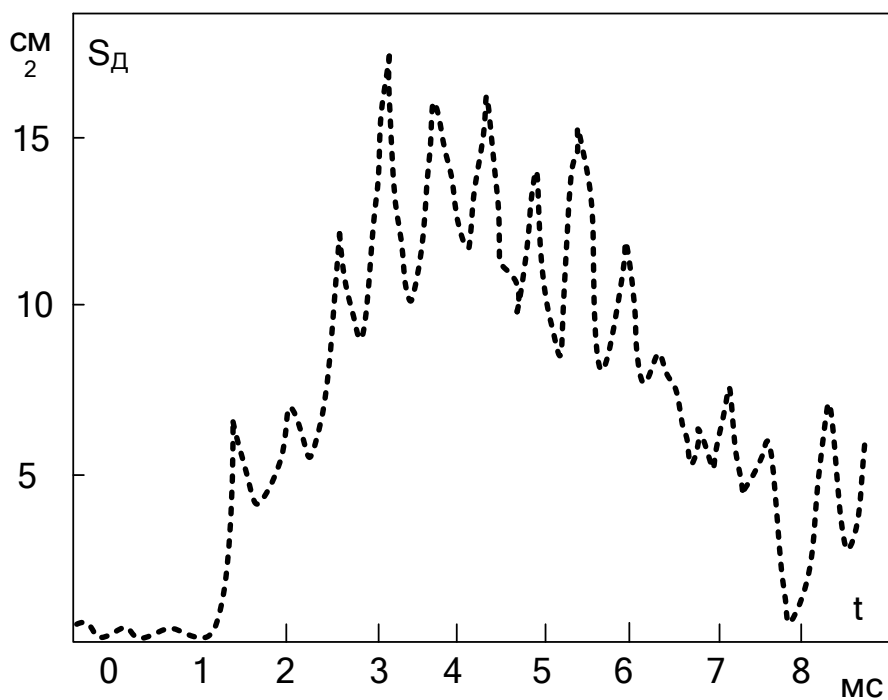
Завдяки високій щільності середовища, в елегазових дугогасильних пристроях є більш високий рівень турбулентних пульсацій в зоні змішування плазми дугового розряду і потоку елегазу в порівнянні з повітряними. Основними факторами, пов'язаними з початком виникнення турбулентності, є: форма

профілю аксіального тиску, яка визначає гідродинамічну нестійкість кордону дуги, рівень вихідних збурень, який ініціює початок турбулентності (вносяться ззовні коливання швидкості і щільності), електромагнітна нестійкість, нестійкість точки стагнації. Так, на рисунку 3.9 а, б представлені вимірювання провідного перетину дуги в повітрі і елегазі (рисунок 2.9,б, з амплітудою струму 51,7 кА) для зони вверх по потоку в процесі протікання напівперіоду струму відключення (ДП одностороннього дугтя з двома ступенями тиску, перепад тисків 0,7 МПа/0,1 МПа, діаметр сопла 50 мм, частота струму 75 Гц). Наявність двох складових (стаціонарної та пульсуючої) для перерізу елегазовою дуги (див. рисунок 3.9,б) є характерною особливістю дугового розряду в поздовжньому потоці елегазу в порівнянні з повітряним середовищем, коли пульсаційною складовою можна знехтувати.





а



б

Рисунок 3.9 – Залежність перетину електричної дуги відключення в ДП одностороннього поздовжнього дуття в зоні ввєрх по потоку від струму  
а – повітря, б – елегаз

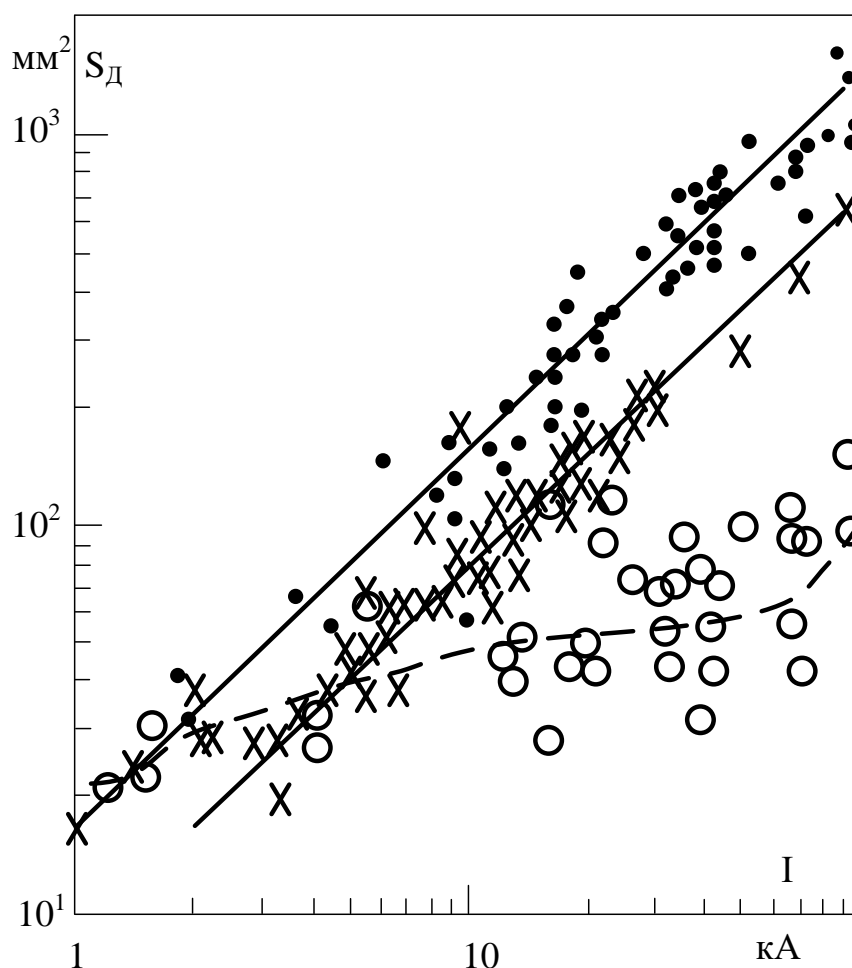


Рисунок 3.10 – Залежність перерізів електричної дуги у повітряному і елегазовому ДП поздовжнього дуття у зоні вверх по потоці від струму відключення

x – перетин дуги в поздовжньому потоці повітря; ●, ○ – перетину дуги по зовнішній пульсаційній складовій в поздовжньому потоці елегазу і за внутрішньою складовою стовбура дуги відповідно

При збільшенні струму відключення зберігаються дві складові діаметра елегазовою дуги. Однак якщо перетин пульсаційної складової, слід пропорційно збільшенню струму, то ядро дуги змінюється слабо (рисунок 3.11).

Щодо критичної площі перетину дуги  $S_{кр}$  в поздовжньому потоці елегазу дугогасильного пристрою одностороннього дуття можна записати:

$$S_{кр}^2 = \frac{2I^2 x_{кр}}{\sigma_{\epsilon} \rho_{кр} u_{кр} h_{кр}}, \quad (3.4)$$

де  $x_k$  – відстань між контактом вверх по потоку і критичним перетином сопла. Для критичного перерізу сопла потік ентальпії 162 кВт / (бар·см<sup>2</sup>),  $\sigma_e = 100$  (Ом·см)<sup>-1</sup> при T=20000 К. Тоді для критичного діаметра дуги  $d_d$  маємо

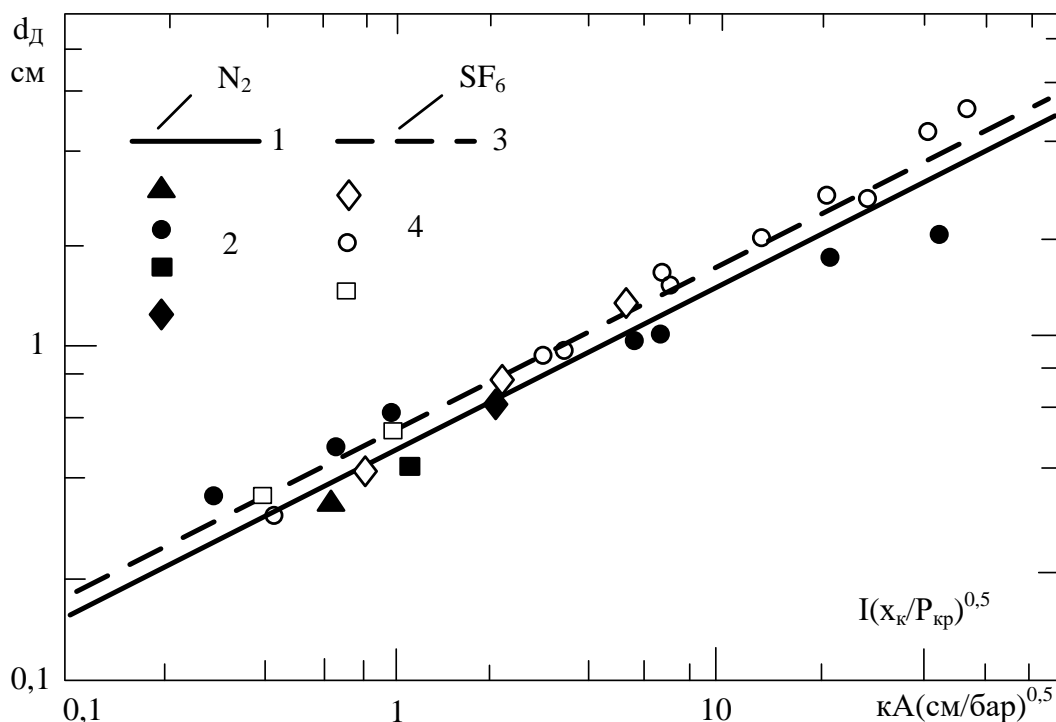


Рисунок 3.11 – Експериментальні та розрахункові дані для критичного діаметра електричної дуги відключення:

1,3 - розрахунок за формулою (3.4); 2, 4 - експериментальні дані різних авторів

$$d_d = \kappa_r \left( x_k / P_{кр} \right)^{0,25} I^{0,5}, \quad (3.5)$$

де  $\kappa_r=0,005$  (повітря); 0,0057 (елегаз).

Задовільне узгодження експериментальних даних з розрахунком за формулою (3.4) показано на рисунку 3.11. Як впливає з рисунка 3.11, незважаючи на істотні допущення, дана модель дуги правильно описує процес і зручна для наближених інженерних розрахунків.

Особливий інтерес представляють дані щодо зміни діаметра дуги в області нуля струму. Як впливає з експерименту (рисунок 3.12), в області нуля струму

маємо критичний діаметр дуги  $d_d \approx 1,2 \pm 0,2 - 3,5 \pm 0,5$  мм (при швидкості підходу струму до нуля  $dI/dt = 15, 16,5$  і  $20,5$  А/мкс швидкість відновлення напруги змінювалася  $dU/dt =$  від  $1,75$  кВ/мкс до  $0,7$  кВ/мкс; критичний діаметр сопла,  $d_c = 35$  мм, перепад тисків  $0,1$  МПа/ $0,78$  МПа, схема Вайля). Однак більшу роль на граничну здатність, що відключає ЕВ в тепловій фазі пробою надають вихідні умови експерименту (передісторія горіння дуги відключення за часом до переходу струму через нуль). Тому граничні  $dU/dt$ , отримані при використанні однієї зі схем Вайля (вихідний струм на рівні  $1,5$  кА і далі перед нулем струму відповідає заданим значенням), вище граничних  $dU/dt$  при відключенні дугогасильного пристрою реального напівперіоду струму з амплітудою промислової частоти, що відповідає заданим  $dI/dt$  (у міру зростання струму відключення і наближення до теплової закупорки сопла ця різниця збільшується).

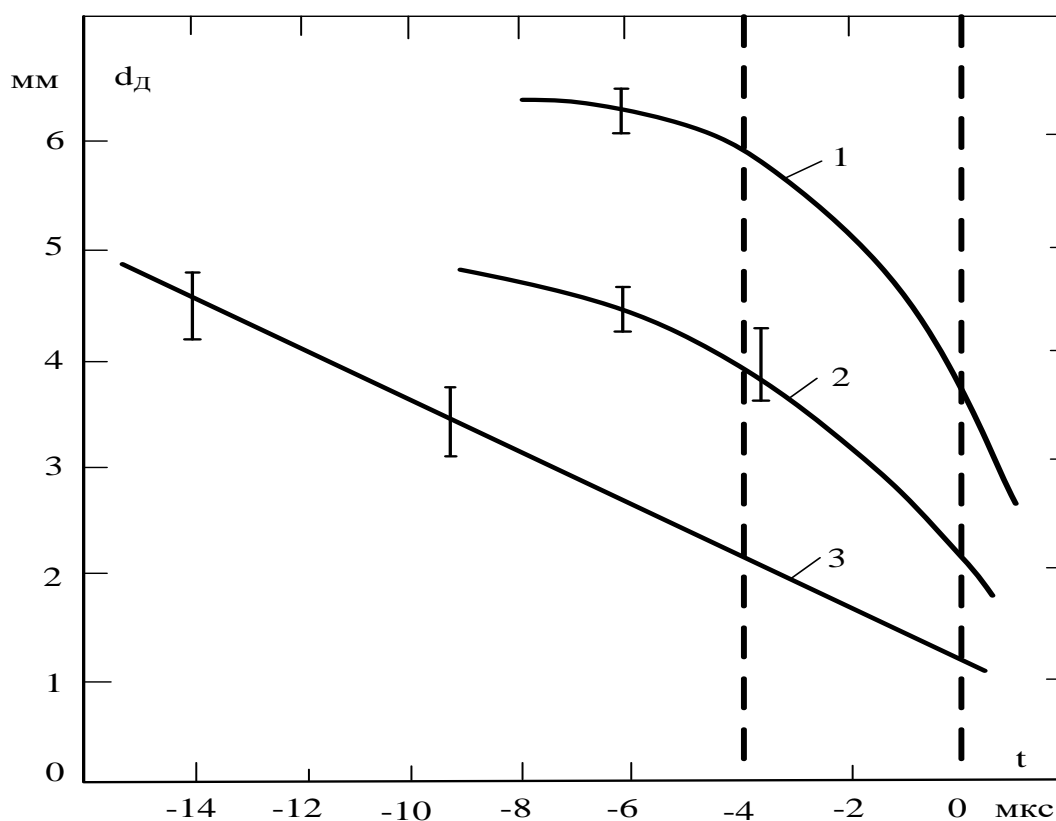


Рисунок 3.12 – Критичний діаметр дуги відключення при підході струму до нуля при різних  $dI/dt$ :

1 – для  $dI/dt = 20,5$  А/мкс; 2 –  $16,5$  А/мкс; 3 –  $15$  А/мкс

#### 4 ВІДКЛЮЧАЮЧА ЗДАТНІСТЬ ЕЛЕГАЗОВИХ ДУГОГАСИЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

Розробка ЕВ ВН на граничні параметри на один розрив пов'язана в першу чергу з підвищенням відключаючої здібності ЕВ при відключенні різноманітних нормованих коротких замикань (однофазних поблизу ЕВ, по лінії, з аперіодичною складовою і т.д).

Прийнято виділяти граничну здатність, що відключає ЕВ в тепловій фазі пробою, коли після переходу струму через нуль є залишковий струм і слід плазми з високою температурою, здатні ініціювати пробій міжконтактного проміжку в початковій стадії ПВН (номінальний режим НКЗ – коли пробій відбувається в перші мікросекунди після нуля струму), і здатність, що відключає ЕВ в діелектричній фазі пробою, коли пробій міжконтактного проміжку (номінальний режим 100%, відключення з аперіодичною складовою) відбувається через час більше 100 мкс, при цьому пробій пов'язаний в основному з параметрами газу в потоці між дугогасильними контактами, станом елементів ДП (контактів і соплових конструкцій), конфігурацією міжконтактного простору і розподілом електричного поля між екранними та контактними елементами ДП[3].

Відключаюча здатність в тепловій фазі пробою. Для оцінки відключаючої здібності ЕВ в тепловій фазі пробою зазвичай використовується залежність між граничною швидкістю зростання напруги на контактах ДП  $dU / dt$  і швидкістю підходу струму відключення до нуля  $dI / dt = \sqrt{2} \cdot 2\pi f I_{\text{НО}} \cdot P_*$ , де  $I_{\text{НО}}$  – номінальний струм відключення;  $f$  – частота мережі;  $P_*$  – коефіцієнт невіддаленості, при відомому тиску в камері ДП (тиску вверх по потоку)  $P$  в момент переходу струму відключення через нуль у вигляді:

$$dU / dt = KP^m (dI / dt)^{-n}, \quad (4.1)$$

де  $K$ ,  $m$ ,  $n$  – емпіричні коефіцієнти.

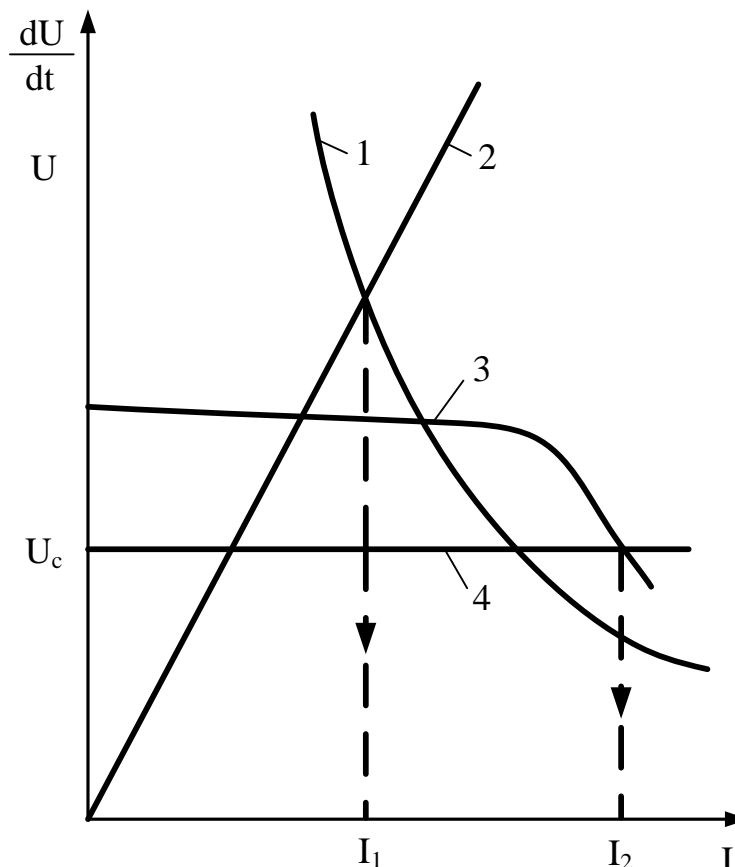


Рисунок 4.1 – Граничні характеристики ЕВ при відключенні коротких замикань:

криві 1,2 – режим НКЗ (теплова фаза пробою); криві 3, 4 – режим 100% (діелектрична фаза пробою);  $I_T$  – граничний струм відключення в режимі НКЗ;  $I_3$  – граничний струм відключення в режимі 100%

Використовуючи залежність для очікуваного відновлюваного процесу з боку лінії (режим НКЗ) у вигляді

$$dU / dt = Z_L (dI / dt), \quad (4.2)$$

де  $Z_L$  – хвильовий опір лінії ( $Z_L=450$  Ом), і рівняння (1.6), можна записати:

$$dI / dt \propto P^e, dI / dt \propto Z_L^{-\alpha}, \quad (4.3)$$

де  $e = m / (1 + n)$ ,  $\alpha = 1 / (1 + n)$ .

Графічно граничний струм відключення  $I_l$  визначається з перетинання кривої 1 (відповідно до рівняння 4.2) з кривою 2 (згідно рівнянню 4.3) (див. рисунок 4.1).

Для моделювання процесів відключення в тепловій фазі використовується рівняння Майра:

$$\frac{1}{G} \frac{dG}{dt} = -\frac{1}{R_e} \frac{dR_e}{dt} = \frac{1}{\tau_M} \left( \frac{U_D I_D}{P_{out}} - 1 \right), \quad (4.4)$$

де  $\tau_M = H_0 / P_{out}$  – постійна часу дуги по Майру.

У фазі теплового пробою при високих швидкостях напруги, що відновлюється процес взаємодії нерівноважної плазми дугового розряду з газовим потоком в області горловини сопла ДП є визначальним, тому що тут відбувається початкова фаза руйнування залишкового сліду дуги та його розірвання.

Використовуючи елементи каналової моделі дуги і якісний аналіз процесів в області нуля струму, постійні  $P_{out}$ ,  $H_0$  у рівнянні (4.3) можна представити у вигляді (4.5):

$$P_{out}(\rho, h, u, d) = n_c K_c (\rho h u d^2)_{кр}, H_0(dI/dt, t_b, R_{ев}) = K_0 t_b^3 R_{ев} (dI/dt)^2 \quad (4.5)$$

де  $(\rho h u d)_{кр}$  – критична щільність, питома ентальпія, швидкість, діаметр електричної дуги відключення в області нуля струму,  $K_c$ ,  $K_0$  – емпіричні коефіцієнти,  $n_c$  – коефіцієнт що характеризує систему поздовжнього дуття (для ДП одностороннього дуття  $n_c = 1$ , для ДП двостороннього дуття  $n_c = 2$ ),  $R_{ев}$ ,  $t_b$  – базові опори електричної дуги відключення і час в області нуля струму.

Підставляючи в рівняння (4.4) постійні  $P_{out}$ ,  $H_0$  відповідно до рівнянь (4.6), нормоване рівняння Майра в нулі струму можна записати у вигляді

$$\frac{dR}{Rdt_*} = \frac{t_b P_{out}(x)}{H_0(x)} = A, \quad (4.6)$$

де ,  $R=R_E/R_{св}$ ,  $t_*=t/t_b$  – нормовані опору дуги відключення і часу.

Використовуючи базові змінні параметр  $A$  можна представити так:

$$A = \frac{K_c}{K_0 R_b F}, \quad (4.7)$$

$$\text{де } F = \frac{(dI/dt)^2}{(\rho h u)_{кр} u_{кр}^2}.$$

Так як параметр  $F$  визначається основними характеристиками ДП при відключенні в тепловій фазі пробою, то розглянемо залежність граничної швидкості напруги, що відновлюється  $dU/dt$  від параметра  $F$ . Для наближеного аналізу процесів в області нуля струму приймемо потік ентальпії на одиницю тиску  $P_{кр} = 162$  кВт (см<sup>2</sup>бар), швидкість звуку  $u_3 = 2100$  м/с  $\approx u_{кр}$  (температура плазми в нулі струму 7000-9000 К).

З збільшенням відношення тиску в нулі струму  $Y_z = P_b/P$ , де  $P_b$ -номінальний тиск у камері ДП з одним щаблем тиску (для ДП з двома ступенями тиску  $P_b = P_d$ , де  $P_d$  – низький тиск у камері), критичний потік ентальпії зменшується. У першому наближенні будемо фіксувати  $P_c(Y_z) = 0,5P$  для  $Y_z \leq 0,5$  і  $P_c(Y_z) = 2P_b \sqrt{Y_z(1-Y_z)}$  для  $0,9 > Y_z > 0,4$ . Остаточна залежність  $dU/dt(F)$  як характеристику граничної відключаючої здібності ДП можна представити у вигляді

$$dU/dt = K(F)^{-n} = K \left[ (dI/dt)^2 / (7,2 n_c P_c(Y_z)) \right]^{-n} \quad (4.8)$$

де –  $A/\text{мкс}$ ,  $P_c$  – бар,  $dU/dt$  – кВт/мкс,  $F$  – А<sup>2</sup>/кВт,  $n$ ,  $K$  - емпіричні коефіцієнти.



Динаміка зміни тиску вверх по потоку визначається експериментально або чисельним моделюванням. За допомогою рівняння (4.8) проведемо аналіз граничної відключаючої здібності ДП за результатами випробувань різних авторів.

Аналіз теплової фази відключення проведено для ДП з одною (див. таблицю 1.2, експериментальні дані 1-7;  $d_c$  – критичний діаметр сопла) і двома ступенями тиску (див. таблицю 4.1, експериментальні дані а-с), як для зменшених, так і повномасштабних макетів.

Таблиця 4.1 – Експериментальні дані

№	$dI/dt$ А/мкс	$P_b$ , бар	$P_b/P$	$d_c$ , мм	$dU/dt$ кВ/мкс	$I_p$ , кА	$f$ , кГц
1	13,5	17,0-6,8	0,25	12,5	5,0-1,5	2,0	$W_t$
1*	27,0	37,0-24,	0,25	12,5	3,0-1,5	2,0	$W_t$
2	13,0-16,4	9,0	0,11	40,0	2,5-1,55	1,8	$W_t$
3	9,0-15,0	6,8	0,4	20,0	6,0-1,5	1,2	$W_t$
4	14,0-15,0	7,8	0,13	35,0	2,0-15,0	1,5	$W_t$
4*	14,0-16,0	7,8	0,13	35,0	2,0-1,5	34,0	0,078
5	12,0-21,0	14,0	0,07	12,0	6,0-1,5	2,0	$W_t$
6	18,0-30,0	7,8	0,13	35,0	1,0-0,24	1,5	$W_t$
6*	18,0-27,0	7,8	0,13	35,0	1,0-0,2	37,0-55,0	0,078
7	18,5-26,0	15,0	0,33	40/40	8,5-4,0	11,3	$W_t$
a	18,7	5,0	5,0/8,2	20/18	3,96	28,2	$W_t$
b	14,5-13,0	4,9	4,9/9,0	40,0	2,0-3,2	19,2	0,06
b*	14,5-13,0	4,9	4,9/12	40,0	3,8-5,0	27,0-24,0	0,06
c	25,0-20,4	6,9	6,9/10	30/28	1,6-3,2	80,0-65,0	0,05

При випробуваннях використовувалися схема Вайля та її модифікації, а також прямі одночастотні схеми з амплітудою струму  $I_p$  та частотою  $f$  (дані 4 і 6, див. таблицю 4.1).

Згідно з результатами розрахунку за рівнянням (4.8) (рисунок 4.2) є задовільне узгодження експериментальних даних, коли  $n=0,8-1,8$  для  $dU/dt \geq 1,5$  кВ/мкс незалежно від системи організації газового дуття (див. рисунок 4.2, суцільні криві – одностороннє газове дуття, пунктирні криві – двостороннє газове

дугтя, криві  $d$  – дані випробувань в режимі НКЗ для повномасштабного елегазового вимикача двостороннього дугтя з одним щаблем тиску  $P=1,6-2,6$  МПа,  $dI/dt=18,5-22$  А/мкс,  $Z_L=450$  Ом, номінальна напруга 245 кВ).

Зменшення параметра  $n$  визначається збільшенням блокування сопла електричною дугою відключення. Залежності граничних струмів відключення (у вигляді граничних  $dI/dt$ ) від тиску вверх по потоку в області нуля струму відключення і від хвильового опору короткозамкненою лінії, з урахуванням параметра  $n=0,8-1,8$ , можна записати так :

$$dI / dt \propto P^e \quad dI / dt \propto Z_L^{-\alpha}, \quad (4.9)$$

де емпіричні коефіцієнти  $e = n/(1 + 2n) \approx 0,3 - 0,4$ ,  $\alpha = 1/(1 + 2n) \approx 0,2 - 0,4$  (експериментально отримано для силового вимикача з одним щаблем тиску  $e=0,38$  [3.39], для модельного ДП з двома ступенями тиску  $e=0,42$  [3.40]). Зниження хвильового опору лінії шляхом розщеплення фази на складові чи підключення паралельно основному дугогасильному проміжку шунтуючого опору (50-100) Ом з додатковим вимикачем, є відомими методами підвищення граничних струмів відключення в режимі НКЗ.

Блокування горловини сопла електричної дугою відключення визначається тривалістю горіння дуги, ступенем перекриття горловини сопла діаметром дуги, зміною діаметру дуги перед нулем струму і т.д. Це питання в даний час недостатньо вивчене і тому в першому наближенні можна ввести критичну щільність струму  $\delta = \sqrt{2}I_{по} / S \approx 70 - 90$  А/мм<sup>2</sup> (де  $S$  – площа перерізу горловини металевго сопла), вище якої блокування призводить до зменшення відключаючої здібності.

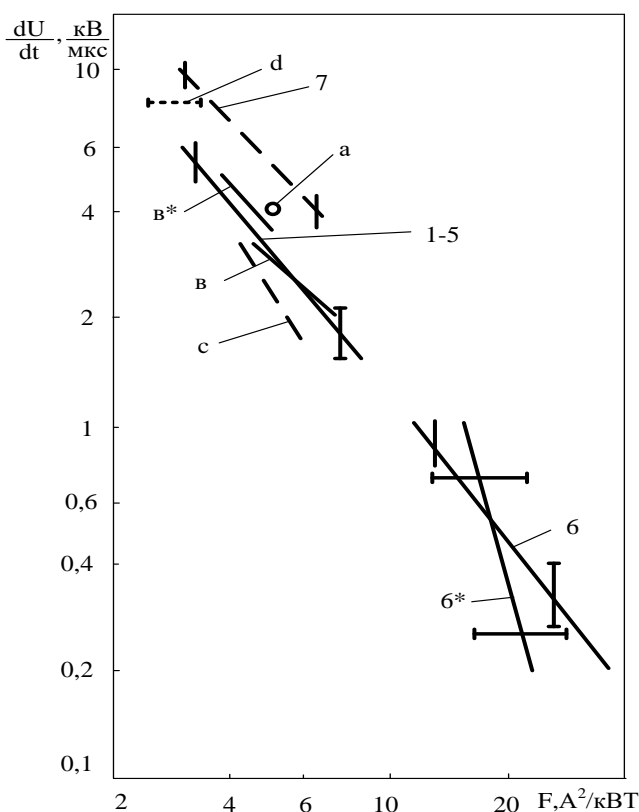


Рисунок 4.2 – Граничні характеристики відключення ДП в тепловій фазі пробою

Проте зі збільшенням наведеної ємності  $C_{ш}$ , що шунтує міжконтактний проміжок ДП, критична щільність струму буде збільшуватися, що сприяє підвищенню відключаючої здібності (так, введення в конструкцію вимикача на  $U=245$  кВ ємності  $C_{ш}=2000$  пФ, дозволило збільшити струм відключення з 16 А/мкс до 19 А/мкс). Коефіцієнти  $n$ ,  $K$ ,  $\alpha$  залежать від значення  $C_{ш}$ , і зниження жорсткості мережі в результаті збільшення  $C_{ш}$  і тимчасової затримки початку прикладання ПВН, дозволяє підняти здатність, що відключає ДП в тепловій фазі пробою. Для наближених розрахунків граничної відключаючої здібності ДП при  $dU/dt > 1,5$  кВ/мкс (без додаткової ємності, що шунтує міжконтактний проміжок) рівняння 4.8 згідно з рисунком 4.2 можна записати

$$dU / dt \approx K \left[ (dI / dt)^2 / (7,2 n_c P_c (Y_z)) \right]^{-1,3}, \quad (4.10)$$

де  $K=25-40$ .

При  $dU/dt < 1$  кВ/мкс спостерігається значний розкид експериментальних даних (емпіричні коефіцієнти  $n \geq 0,8-3,8$ ,  $e \geq 0,3-0,5$ ,  $\alpha > 0,1-0,4$ ) та їх кількість недостатньо для коректного узагальнення результатів.

Скористаємося рівняннями (4.2 – 4.4) і введемо базову змінну для опору дуги  $R_{eb} = R_{ez}$ , де  $R_{ez}$  – опір дуги в нулі струму. Тоді нормовану постійну часу дуги в тепловій фазі пробою можна записати так:

$$\tau_z \propto \frac{\tau_M}{t_b} \propto K \left[ \left( \frac{dI}{dt} \right)^2 R_{ez} / (7,2 n_c P_c (Y_z)) \right] \propto K (R_{ez} F), \quad (4.11)$$

Використовуючи дані (ДП одностороннього дуття, два ступені тиску, критичний діаметр сопла 20 мм,  $P=16$  бар,  $P_d=1$  бар, для  $dI/dt = 15$  А/мкс, 20 А/мкс, 25 А/мкс, граничні швидкості відновлення напруги на контактах були  $dU/dt = 6$  кВ/мкс, 3 кВ/мкс, 2 кВ/мкс відповідно, а опір дуги в нулі струму  $R_{ez} \sim 300$  Ом, 200 Ом, 150 Ом відповідно), отримаємо нормовану постійну часу дуги відключення  $\sim 7,2 \cdot 10^{-4}$ .

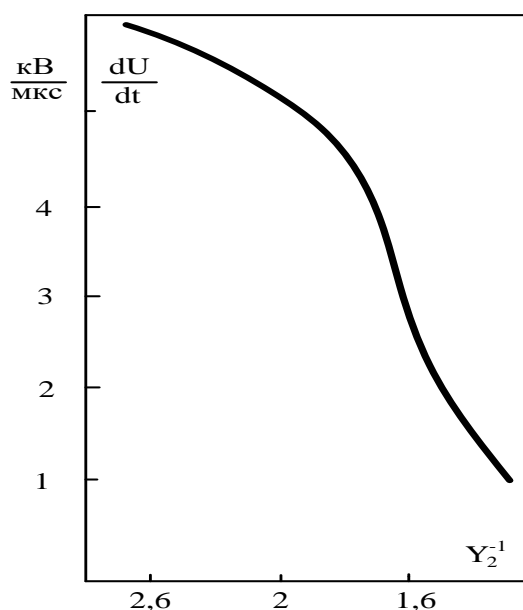


Рисунок 4.3 – Залежність швидкості відновлення напруги на контактах ДП одностороннього дуття від перепаду тиску

Для аналізу теплового пробою зручно в логарифмічному масштабі представити залежність між напругою теплового пробою  $U_b$  і параметром  $X = t/F$  (де  $t$  – час після нуля струму, параметр  $F = (dI/dt)^2 / (7,2n_c P_c(Y_z))$ ), див. рівняння 4.11).

Згідно з експериментальними даними, значне зменшення  $dU/dt$  можна спостерігати, коли перепад тисків нижче  $1/Y_z < 1,8$  (див. рисунок 4.3). Дані отримані для ДП одностороннього дуття з двома ступенями тиску (критичний діаметр сопла 45мм,  $dI/dt = 11,6$  А/мкс,  $P = 5,85$  бар = const). Залежність  $U_b(X)$  для даних на рисунку 4.3, представлена для  $1/Y_z = 2,4$ ; 1,7; 1,5 на рисунку 4.4 (відповідно кривими 1, 2, 3 щодо першої мікросекунди після нуля струму). Тут же (див. рисунок 4.4, крива 4) наведено експериментальні дані для автокомпресійного елегазового вимикача з одним щаблем тиску двостороннього дуття (критичний діаметр сопла 18 мм, критичний діаметр ізоляційного сопла 20 мм,  $P = 8,2$  бар,  $P_b = 5$  бар,  $dI/dt = 19$  А/мкс,  $dU/dt = 4$  кВ/мкс).

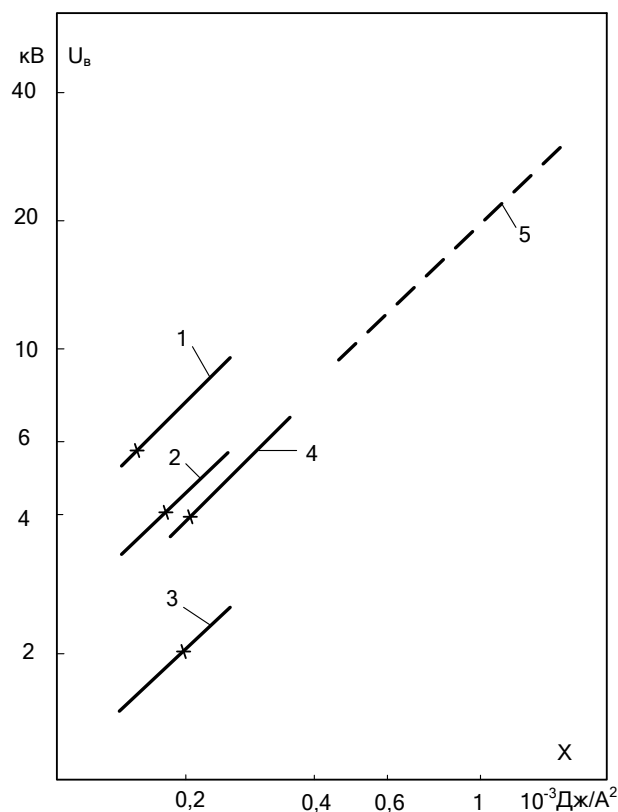


Рисунок 4.4 – Залежність електричної міцності міжконтактних проміжків дугогасильних пристроїв в тепловій фазі пробою від параметра  $X$

Залежність нормованої відновлюваної перехідної напруги (ПВН) при НКЗ представлена, в першому наближенні, на рисунку 4.4 у вигляді кривої 5 для елегазового вимикача автокомпресійного типу (номінальна напруга 245 кВ, 40 кА, 90% НКЗ,  $t_L=4,4$  мкс,  $Z_L=450$  Ом,  $P=13$  бар, або 245 кВ, 50 кА, 90% НКЗ,  $t_L=3,5$  мкс,  $P = 26$  бар, де  $t_L$  – час подвійного пробігу хвилі по короткозамкненій лінії до елегазового вимикача). Гарне узгодження на рисунку 4.4 кривих межі переривання для різних елегазових вимикачів і кривих ПВН при НКЗ дозволяє вважати координати  $U_b - X$  зручним засобом при аналізі та визначенні емпіричних коефіцієнтів для моделей дуги відключення в тепловій фазі пробою.

Відключаюча здатність в діелектричній фазі пробою. Тепловий пробій при відновленні напруги на контактах елегазового вимикача пов'язаний із залишковим струмом, який при відключенні номінального струму відключення становить не більше (1-5) А і триває кілька мікросекунд. Проте експериментально і в діелектричній фазі (більше 100 мкс після нуля струму) фіксується струм в декілька міліампер. Тому поділ післянулевого тимчасового періоду на фази досить умовний і вводиться для виділення деяких особливостей процесу відновлення міцності при дії нормованих ПВН. Тимчасові зони між тепловою фазою пробою і діелектричної фазою пробою становлять для повітряних дугогасильних пристроїв сотні мікросекунд (для елегазових дугогасильних пристроїв – десятки мікросекунд) і визначаються як параметрами вимикачів, так і жорсткістю мережі для даного режиму відключення.

Розглянемо проміжну фазу в кілька десятків мікросекунд після нуля струму. Залежності напруги пробою  $U_b$  від часу після нуля струму  $t$  на рисунку 2.4 характеризуються значною дисперсією у міру наближення до проміжної фази і не дозволяють провести узагальнення результатів модельних досліджень при різних умовах експерименту.

Аналіз відновлення міцності зручно проводити у вигляді функції  $U_b(X=t/F)$ . Використовуючи стандартні процедури для даних на рисунку 4.4 (метод найменших квадратів у вигляді регресійної залежності  $U_{ba}=b_0+b_1t$ , де  $b_0$ ,  $b_1$  – коефіцієнти, що визначаються з експериментальних даних), знайдемо функцію

$U_{ba}(X)$  (див. рисунок 4.5, крива 1, символи як на рисунку 4.4). Стандартне відхилення складає згідно з розрахунками  $\delta_{\xi} \sim 0,2$ . Гарне узгодження на рисунку 4.5 кривих межі переривання для ЕВ, при різних перепадах тиску, показує значимість теплової фази для подальшого процесу відновлення електричної міцності міжконтактного проміжку дугогасильного пристрою.

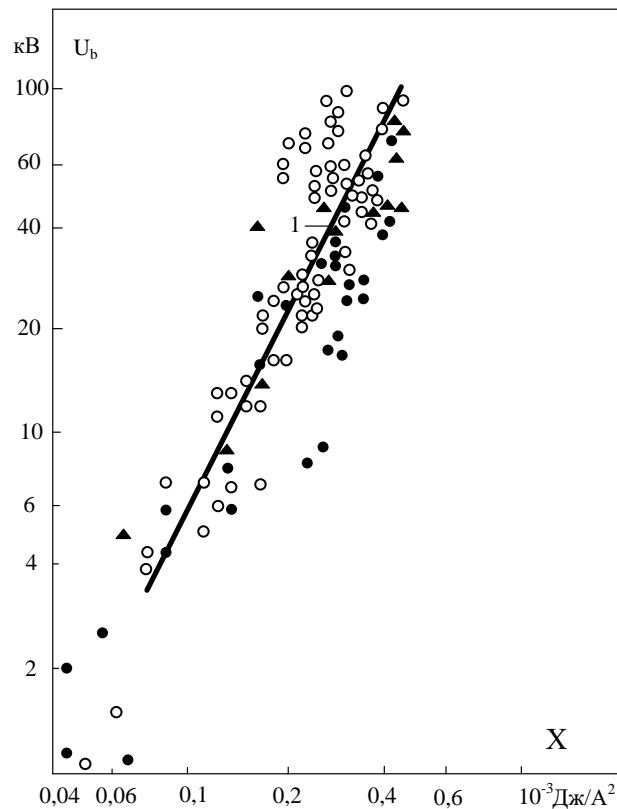


Рисунок 4.5 – Залежність електричної міцності міжконтактного проміжку в ДП одностороннього дуття від параметра  $X$

Прийнято вважати, що діелектрична фаза пробою визначається параметрами газового потоку і розподілом електростатичного поля в міжконтактному проміжку. Даний підхід зазвичай передбачає режими відключення номінального струму, малих ємнісних і індуктивних струмів.

Однак традиційно і при відключенні 100% передбачається, що можливий пробій відбувається в області граничних перенапруг (згідно граничної кривої хвилі ПВН), і також відноситься до діелектричного пробою. Якщо взяти максимальний рівень перенапруг як  $U_c$  (див. рисунок 4.1), то граничний струм відключення  $I_3$  визначається з перетинання кривої 4, що характеризує

максимальної рівень ПВН при 100% (для даної номінальної напруги мережі), з кривою 3 як характеристикою граничної відключаючої здібності ЕВ при 100%. Однак, як показують результати випробувань ЕВ при 100% на граничні параметри по напрузі па розрив, є електричні пробої міжконтактного проміжку на фронті хвилі ПВН (до напруги  $U_c$ ). Тому вид характеристик ЕВ, жорсткості мережі (лінії), що відключається та їх взаємодії (див. рисунок 4.1), відносно умовний і вони лише якісно відображають реальні процеси при відключенні в ЕВ на граничні параметри.

Діелектричне відновлення, будучи продовженням теплової фази відновлення, пов'язано в першу чергу з турбулентною взаємодією потоків з автокомпресійним пристроєм в області угору по потоку, де в зоні стагнації зберігається ще висока температура середовища, як і по всьому тракту двостороннього дуття (див. рисунок 2.6). Знання про параметри потоку холодного елегазу з камери стиснення по тракту і в міжконтактному проміжку є основою для розуміння взаємодії газового потоку з дугою відключення, а також подальшого відновлення електричної міцності у фазі діелектричного пробою. Удосконалена програма розрахунку нестационарних газодинамічних процесів А. Котова була використана для моделювання ДП ЕВ. Вона дозволяє дослідити характеристики холодного газу в залежності від змін геометричних параметрів конструкції ДП і характеристик приводної системи ЕВ.

У програмі система рівнянь, що описують рух нев'язкого і нетеплопровідного газу (ідеального газу), представляється у вигляді нестационарних, осесиметричних рівнянь Ейлера в неконсервативному вигляді:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho)}{\partial t} + \frac{\partial(yu\rho)}{\partial x} + \frac{\partial(yv\rho)}{\partial y} &= 0, \\ \frac{\partial(u\rho)}{\partial t} + \rho u \frac{\partial u}{\partial x} + \rho v \frac{\partial u}{\partial y} &= -\frac{\partial P}{\partial x}, \\ \frac{\partial(v\rho)}{\partial t} + \rho u \frac{\partial v}{\partial x} + \rho v \frac{\partial v}{\partial y} &= -\frac{\partial P}{\partial y}, \end{aligned} \tag{4.12}$$



$$\frac{\partial(\rho C_p T)}{\partial t} + \rho u C_p \frac{\partial T}{\partial x} + \rho v C_p \frac{\partial T}{\partial y} = u \frac{\partial P}{\partial x} + v \frac{\partial P}{\partial y}.$$

Програма дозволяє, зокрема, на етапі проектування ЕВ виконувати аналіз впливу параметрів ЕВ на формування двостороннього дугтя. Беручи до уваги ентальпійну модель дуги відключення, можна відзначити, що конфігурація поля питомої масової витрати елегазу  $\rho u$  і його величина в кожній точці в просторі міжконтактного проміжку ДП відіграють важливу роль в ефективності дугогасіння в діелектричній фазі пробою. Так, на рисунку 4.6 а, б представлені результати розрахунку  $\rho u$  (у вигляді нормованого параметра відносно початкової швидкості звуку і щільності в камері ЕВ) в процесі відключення автокомпресійного ЕВ двостороннього дугтя для двох моментів часу  $t_1 < t_2$ . Відповідно і відстань  $x_1$  між дугогасильними контактами 5 і 7 буде при  $t_1$  менше, ніж при часі  $t_2$ , коли  $x_1 < x_2$  (позначення та елементи ДП подібні рисунку 1.6). Складний характер перебігу газу (з відривом і вихорами) показує причини значної дисперсії при вимірах електричної міцності рухомого елегазу з урахуванням його взаємодії з внутрішньою поверхнею ізоляційного сопла 8 і краями дугогасильних контактів 5 (б) і 7.

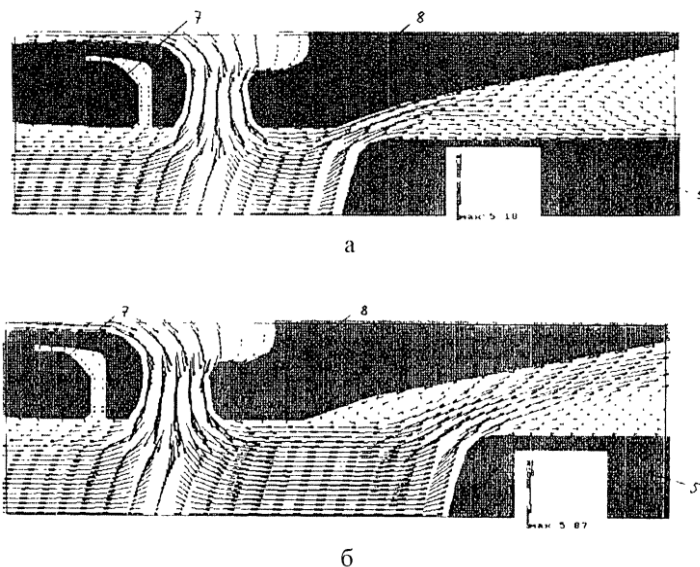


Рисунок 4.6 – Розподіл питомої масової витрати елегазу в сопловій конструкції ДП з одним щаблем тиску двостороннього дуття в процесі виконання режиму відключення:

- а – міжконтактний проміжок при відключенні в момент  $t_1$ ;
- б – міжконтактний проміжок при відключенні в момент  $t_2 > t_1$  |

Газовий потік в зоні стагнації в ЕВ двостороннього дуття. Відомо, що рівень турбулентності в нестационарному пульсуючому потоці залежить від рівня первісної присутності збурення в потоці. На рисунку 4.6 показана розрахункова модель ДП з одним щаблем тиску двостороннього дуття. Ізоляційне сопло 2 має діаметр горловини 24,5 мм і 18,4 мм – діаметр горловини металевого сопла рухомого контакту.

## 5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### 5.1 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.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.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 5.1 – 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, тепlopостачання	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

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається по виразу:

$$K_{пит} = \frac{K_{\Sigma}^{ЕС}}{N_{вст}}; \quad (5.1)$$

$$K_{пит} = \frac{5958687,37 \cdot 10^3}{2800 \cdot 10^3} = 2128,10 \left( \frac{\text{грн}}{\text{кВт}} \right),$$

де  $K_{\Sigma}^{ЕС}$  - сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн;  $N_{вст.}$  - встановлена потужність ЕС, кВт.

## 5.2 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.

### 5.2.1 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’язу ( $T_n = 4$  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. 5.1) по наступних формулах:

$$O\Phi_1 = 0,6 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (5.2)$$

$$O\Phi_2 = K_5; \quad (5.3)$$

$$O\Phi_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{інш}; \quad (5.4)$$

$$O\Phi_1 = 0,6 \times (3393715,87 - 139707) = 1952405,32 \text{ (грн)};$$

$$O\Phi_2 = 147060 \text{ (грн)};$$

$$O\Phi_3 = 0,4 \times (3393715,87 - 139707) + (1981241,34 - 7353) + 583730,16 = 3334222,05 \text{ (грн)},$$

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. 5.2).

Таблиця 5.2 – 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

### 5.2.2 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.3-табл.5. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum K_{шт.і} \times N_{вст.і}, \quad (5.5)$$

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

де  $K_{шт.i}$  – штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{вст.i}$  – сумарна встановлена потужність блоків і-го типу.

Таблиця 5.3 – Штатні коефіцієнти промислово-виробничого персоналу КЕС

Потужність КЕС, МВт	Кількість і тип турбоагрегатів	Штатний коефіцієнт, чол/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*К-300-240	0,88	0,75
2000	4*К-500-240	0,74	-
3000	6*К-500-240	0,84	-
3200	4*К-800-240	0,56	0,47
4800	6*К-800-240	0,47	0,40
600	5*Т-100/120-130	1,4	1,14
840	4*Т-175/210-130	1,3	1,0
1140	2*Т-100/120-130+ +3*Т-250/300-240	1,2	0,9
1200	4*Т-250/300-240	-	0,87

Таблиця 5.4 – 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 5.5 – 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:

$$S_{ЗП} = \sum 12 \times Z_i \times n_i, \quad (5.6)$$

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

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

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

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

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

Таблиця 5.6 – 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 8 по формулі:

$$I_{ЗП} = (1,57(S_{ЗП \text{ роб.}} + S_{ЗП \text{ МОП}}) + 1,80(S_{ЗП \text{ ІТР}} + S_{ЗП \text{ сл.}})) \times K_K \times K_B, \quad (5.7)$$

$$I_{ЗП} = (1,57(104328000 + 345600) + 1,80(24360000 + 3024000)) \times 0,7 \times 1,375 = 205617673 \text{ (грн)},$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату;  $k_k$  – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);  $k_b = 1,375$  – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби ( пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування ).

### 5.2.3 Витрати на паливо

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

$$I_{II} = \frac{(C_{II} + C_{tr}) \times V_p \times (1 + \alpha_{втр.})}{e_{II}}, \quad (5.8)$$

де  $C_{II}$  і  $C_{tr}$  – ціна натурального палива та вартість його доставки;  $V_p$  - річні витрати умовного палива;  $\alpha_{втр.} = 0$  – втрати твердого палива при транспортуванні (1,5%);  $e_{II}$  – калорійний коефіцієнт, який дорівнює  $Q/29330 = 1,200136$  ( $Q$  - теплотворна здатність палива). Втрати рідкого та газоподібного палива та витрати по його доставці враховуються у преїскурантах цін.

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

$$V_p = V_{xx} \times \tau_p + \beta \times W_{вир.}, \quad (5.9)$$

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

Згідно з таблицею 5.7. (Витратні характеристики блоків) вибираємо тип турбогенератора.

Таблиця 5.7 – Витратні характеристики блоків

Тип турбоагрегата	Енергетична характеристика	Примітки
К - 400-240, вугілля	$B = 7,11\tau_p + 0,2878W$	$W \rightarrow \text{МВт год/рік}$
К - 800- 240, вугілля	$B = 14,8\tau_p + 0,282W$	$\tau_p \rightarrow \text{год/рік}$

1. Блоки 3\* К – 400 – 240, паливо: вугілля:

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

Річні витрати умовного палива:  $B_p = 7,11 \cdot \tau_p + 0,2878 \cdot W$ .

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$I_{\Pi} = \frac{(\Pi_{\Pi} - \Pi_{\text{тп}}) \cdot B_p \cdot (1 + \alpha_{\text{втп}})}{e_{\Pi}}; \quad (5.10)$$

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

#### 5.2.4 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.

$$I_{\text{ін}} = \frac{(I_a + I_{\text{зн}}) I_{\Pi}}{100}; \quad (5.11)$$

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

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

### 5.2.5 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.

$$C = \frac{I}{E_{відн}}$$

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

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

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I = I_a + I_{zn} + I_{in} + I_n \quad (5.12)$$

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

Таблиця 5.8 – 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

## 6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 6.1 Задачі розділу

Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні і здорові умови праці, регулює за участю відповідних органів державної влади відносини між роботодавцем і працівником з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища і встановлює єдиний порядок організації охорони праці в Україні. Відповідні умови праці повинні бути забезпечені на кожному робочому місці.

З сучасними темпами розвитку науки та суспільства виникає потреба в підвищенні рівня безпечної роботи та знизити всі можливі ризики що наражають працівників та навколишнє середовище на небезпеку. Задача сучасного інженера – поєднати надійність механіки і безпеку. В електроустановках одним із найнебезпечніших механізмів є високовольтні вимикачі, оскільки вони сприймають найбільше навантаження при розмиканні контактів, де виникає горіння дуги, в результаті чого різко піднімається температура до високих значень.[16]

Небезпека при монтажі та експлуатації елегазових вимикачів полягає в тому, що високовольтні вимикачі працюють з високими напругами та температурами, що в свою чергу створює високу небезпеку для обслуговуючого персоналу.

Візьмемо для прикладу елегазовий вимикач ЛТВ-145 виробництва АВВ. Порцелянові ізолятори вимикача знаходяться під тиском. Механічні пошкодження порцеляни можуть спричинити вибух. Роботи на вимикачі, пов'язані з ризиком механічного пошкодження ізолятора, повинні виконуватися при максимальному тиску газу 0,15 МПа. Не варто забувати, що елегаз – це токсичний газ без запаху і кольору. Цей газ важчий від повітря і може, при витіканні в великих об'ємах, нагромаджуватись в низько розташованих місцях.

Якщо в таких місцях нагромаджується велика кількість електричного газу, то виникає ризик задихання від нестачі кисню.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем і експлуатацією електричних вимикачів, які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 3800 МВт (3x400+2x800) з дослідженням особливостей гасіння дуги в електричних вимикачах»:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем і експлуатацією електричних вимикачів, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при монтажі і експлуатації вимикача. Визначити технічний стан електричного вимикача в умовах експлуатації.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту високовольтних установок та машинної зали.

Початкові данні для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів дипломної роботи: (1 розділ, 2 розділ).

6.2. Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем і експлуатацією високовольтних електричних вимикачів

На основі аналізу літературних джерел [17,18] та викладеного матеріалу у підрозділі 5.1, при виконанні монтажних робіт і експлуатації електричних вимикачів повинні бути враховані небезпечні і шкідливі виробничі фактори з

урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 [3].

Згідно ГОСТ 12.0.003-74 у машинній залі на оперативно-ремонтний персонал діють наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори:

1) фізичні:

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- нестача природного освітлення;
- вироби, що пересуваються, заготівки, матеріали;
- небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена та знижена рухливість повітря.

2) психофізіологічні :

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

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природнє середовище;
- людина.

6.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при монтажі і експлуатації електричних вимикачів

6.3.1 Санітарно-гігієнічні умови праці

6.3.1.1 Мікроклімат (закриті розподільні установки)

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлюють оптимальні і допустимі температури, відносну вологість і швидкість руху повітря

у визначених діапазонах в залежності від періоду року і категорії робіт та допустиме опромінення.

Нормування параметрів в робочій зоні ЕС наведені в таблиці 5.1.

Згідно з табл. 5.1 категорія робіт Пб. До категорії Пб відносяться роботи, які виконуються стоячи, пов'язані з ходьбою, перенесення невеликих (до 10кг) вантажів, і які супроводжуються помірним фізичним напруженням.

Таблиця 6.1 – Нормування мікроклімату в робочій зоні ЕС

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Пб	16-27	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний		15-21	До 75%	не більше 0,4

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату передбачено штучну загальнообмінну вентиляцію, яка забезпечує створення необхідного мікроклімату та чистоти повітряного середовища у всьому об'ємі робочої зони. Також передбачується повітро- та вологопроникний (бавовняний, з льону т.д) спецодяг. Для роботи в екстремальних умовах застосовуються спеціальні костюми з підвищеною теплосвітловіддачею.

### 6.3.1.2 Склад повітря робочої зони

Внаслідок виробничої діяльності у повітряне середовище приміщень можуть надходити різноманітні шкідливі речовини, що використовуються в технологічних процесах.

Шкідливі речовини, що потрапили в організм людини спричиняють порушення здоров'я лише в тому випадку, коли їхня кількість в повітрі перевищує граничну для кожної речовини величину. Під гранично допустимою концентрацією (ГДК) шкідливих речовин в повітрі робочої зони розуміють таку концентрацію, яка при щоденній (крім вихідних днів) роботі на протязі 8 годин чи



іншої тривалості (але не більше 40 годин на тиждень) за час всього трудового стажу не може викликати професійних захворювань або розладів у стані здоров'я, що визначаються сучасними методами як у процесі праці.

Таблиця 6.2 – Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/м <sup>3</sup>		Клас небезпеки
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4
Елегаз	>10	>10	4

Пил може здійснювати на людину фіброгенну дію. Вражаюча дія пилу в основному визначається дисперсністю (розміром частинок пилу), їх формою та твердістю, волокнистістю, питомою поверхнею. Шкідливість виробничого пилу обумовлена його здатністю викликати професійні захворювання легень, в першу чергу пневмоконіози.

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Тому необхідно постійно очищувати пил та проводити вологе прибирання приміщень, за умови вимкнення устаткування.

При накопиченні елегазу в робочих приміщеннях може виникнути киснева недостатність. Для попередження витоку елегазу виконується перевірка герметичності за допомогою течошукача елегазу[19].

### 6.3.1.3 Виробниче освітлення

Оскільки природне освітлення непостійне впродовж дня, кількісна оцінка цього виду освітлення проводиться за відносним показником – коефіцієнтом природнього освітлення (КПО)

Нормовані значення КПО для будинків визначаються за формулою:

$$e_n = e_H \cdot m_n \quad (6.1)$$

де  $e_H$  - значення КПО для будинків;

$m_n$  - коефіцієнт сонячності клімату - 0,85, вікна зорієнтовані на захід.

Нормування освітленості представлено в таблиці 5.3. Згідно з даними таблиці 5.3 на робочих місцях встановлюються світильники місцевого освітлення ( $e=2\%$ ). В місцях де постійно працюють робітники застосовують люмінесцентні лампи. Щоб зменшити ефект пульсації світлового потоку, сусідні світильники включають на різні фази мережі. Освітлення сучасних електромеханічних та ремонтно-механічних цехів реалізують за допомогою прожекторів із галогеновими лампами. Освітленість робочих місць при застосуванні ламп розжарювання повинна бути не менше 10 лк. Черговий та оперативний персонал повинен бути забезпечений додатковими акумуляторними ліхтарями.

Таблиця 6.3 – Нормування освітленості

Характеристика зорової роботи	Найменший об'єкт розрізнення, мм	Розділ зорової роботи	Підрозділ роботи	Контраст об'єкту розрізнення з фоном
Середньої точності	Більше 0,5 до 1	IV	а	малий
Характеристика фону	Освітленість, лк		КПО $E_H$ %	
	Штучне освітлення		Природне освітлення	Сумісне освітлення
	Комбіноване	Загальне		
малий	750	300	2	1

### 6.3.2. Організаційно-технічні рішення з охорони праці

За умовами дипломного проекту розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці проводиться для елегазового вимикача ЛТВ-145 поданого на рис. 6.1.



Рисунок 6.1 – Елегазовий вимикач ЛТВ-145

Для розробки рішень з охорони праці при електричному монтажі та експлуатації елегазового вимикача заданих технологічних параметрів за темою диплому «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт (3x400+2x800) з дослідженням особливостей гасіння дуги в елегазових вимикачах» були проаналізовані:

- 1) Державні стандарти з електроенергетики України табл. 5.1;
- 2) Галузеві керівні документи:
  - ГКД 34.20.302-2002 Норми випробування електрообладнання
  - ГКД 34.10.382-92 Виробничі норми витрат матеріалів для експлуатації електрообладнання 110-750 кВ
- 3) Стандарти організації України:

- СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 Норми випробування електрообладнання

Підготовчі роботи включають в себе підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, перевірку опорних конструкцій, системи монтажу оснащення, перевірку ізоляції системи, підйомних механізмів що використовуються, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

За даними статистичних досліджень, найбільш розповсюдженими в розподільних мережах напругою 6 - 35кВ є однофазні замикання на землю (до 60-70% від усіх видів ушкоджень). Виникнення однофазного замикання на землю супроводжується перенапругами, що охоплюють всі елементи розподільної мережі і що приводять, як наслідок, до багатомісних замикань за рахунок пробною ослабленої ізоляції. Такі ушкодження є найбільш небезпечними як для обслуговуючого персоналу, так і для електроустаткування і варто прагнути до зниження імовірності їхньої появи завдяки створенню нових керувальних органів, покращенням ізоляційних властивостей матеріалів.

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та інш.) і силові кола приводу;
- зачинити засувки на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випустити в атмосферу повітря, яке в них містилось; у цьому разі спускні пробки (клапани) залишаються у відкритому положенні;
- вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди" - на ключах дистанційного керування і "Не відкривати! Працюють люди" - на закритих засувках.

Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат для випробування може з дозволу чергового працівник, який проводить налагодження та регулювання. В електроустановках без місцевих оперативних працівників такий дозвіл не потрібен.

Таблиця 6.4 - Державні стандарти України

1	ДСТУ ІЕС 60898-1:2005	Вимикачі змінного струму Устаткування електричне допоміжне. Автоматичні вимикачі для захисту від надструмів побутового та аналогічного устаткування (ІЕС 60898-1:2003, ІДТ)	замінений
2	ДСТУ EN 60898-1:2014	Устаткування електричне допоміжне. Автоматичні вимикачі для захисту від надструмів побутового та аналогічного призначення. Частина 1. Вимикачі змінного струму (EN 60898-1:2003 EN 60898-1:2003/A1:2004 EN 60898-1:2003/A11:2005 EN 60898-1:2003/A13:2012 EN 60898-1:2003/AC:2004, ІДТ)	чинний
3	ДСТУ EN 61009-1:2015/Зміна №13:2015(EN 61009-1:2004/A13:2009, ІДТ)	Автоматичні вимикачі диференційного струму з вмонтованим захистом від надструмів для побутового та аналогічного призначення (RCCBs). Частина 1. Загальні правила	чинний
4	ДСТУ EN 62271-100:2016 (EN 62271-100:2009, ІДТ)	Пристрої контрольні розподільчі високовольтні. Частина 100. Автоматичні вимикачі змінного струму	чинний
5	ДСТУ EN 61009-1:2015 (EN 61009-1:2004, ІДТ)	Автоматичні вимикачі диференційного струму з вмонтованим захистом від надструмів для побутового та аналогічного призначення (RCCBs). Частина 1. Загальні правила	чинний
6	ДСТУ 3025-95 (ГОСТ 9098-93)	Вимикачі автоматичні низьковольтні. Загальні технічні умови	чинний

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;

- зачинити на замок шторку відсіку, в якому струмовідні частини залишилися під напругою та вивісити плакат "Стій! Напруга";

- вивісити плакат "Працювати тут!" у відсіку де треба буде працювати.

У разі виконання роботи поза КРУ на підключеному до нього обладнанні або на ПЛ і КЛ, що відходять, візок з комірки; шторку або дверці зачинити на замок та вивісити плакат "Не вмикати! Працюють люди" або "Не вмикати. Робота лінії".

У цьому разі допускається :

- за наявності блокування між заземлюваними ножами та візком з вимикачем;

- встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;

- за відсутності такого блокування або заземлювальних ножів в комірках КРУ – встановлювати візок в проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні.

Встановлювати в контрольне положення візок з вимикачем для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи поза КРУ на ПЛ і КЛ, що відходять, або на підключеному до них обладнанні, враховуючи механізми, з'єднані з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення в КРУ.

#### 6.4 Пожежна безпека

На кожному енергопідприємстві повинні бути виконані протипожежні заходи, розроблений та затверджений оперативний план пожежогасіння який складається пожежною охороною разом з керівництвом підприємства[20].

Пожежа в машинному залі може виникнути в наслідок:

- несправності систем живлення та змазки в працюючому генераторі;

- порушення вимог пожежної безпеки при газо-електрозварювальних роботах;

- халатне та необережне користування вогнем;
- короткі замикання, перевантаження, іскріння від порушення ізоляції, що призводить до нагрівання провідників обмоток статора і ротора гідрогенератора;
- електрична дуга, яка виникає між контактами комутаційних апаратів, не призначених для відключення великих струмів навантаження, а також при дуговому електрозварюванні.

При проектуванні необхідно враховувати категорію пожежної небезпеки споруд. Приміщення машзалу відноситься до приміщень категорії Д - негорючі матеріали в холодному стані. Будівлі характеризуються III ступенем вогнестійкості.

До III ступеня вогнестійкості відносяться будівлі з штучними та захисними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриття допускається застосування дерев'яних інструкцій, захищених штукатуркою або важкогорючими листовими, а також нитковими матеріалами. До елементів покриття висуваються вимога по межах вогнестійкості та межах розповсюдження полум'я; при цьому елементи укриття з деревини піддаються вогнезахисній обробці.

#### 6.4.1 Технічні рішення системи протипожежного захисту

Заходи з пожежної безпеки діляться на організаційні, експлуатаційні, технічні та спеціальні.

До організаційних заходів відносяться протипожежні тренування персоналу головного корпусу та особливого складу пожежного підрозділу, організація пожежної охорони, проведення бесід та лекцій, вимоги до робітників знати та виконувати правила пожежної безпеки обслуговуючої ділянки, контроль за дотриманням правил ПБЕ.

Технічні заходи передбачають виконання протипожежних правил та норм при встановленні систем опалення, вентиляції, кондиціонування повітря, встановленні технологічного обладнання, встановлення систем автоматичного сповіщення димового чи теплового типу, установками гасіння пожежі у

відповідності з діючими нормами, за якими повинен бути встановлений постійний нагляд, первинними засобами пожежегасіння (вогнегасники, пожежний інвентар (покривала із негорючого теплоізоляційного полотна, грубововняної тканини або товсті, ящики з піском, бочки з водою, пожежні відра, совкові лопати) та пожежний інструмент (гаки, ломи, сокири тощо).

Будь-яке промислове приміщення повинно мати евакуаційний вихід для евакуації людей при пожежі. Відстані до евакуаційного виходу та його ширину, в залежності від ступеня вогнестійкості будівлі і кількості працюючих нормується згідно ДБН В.1.1.7-2002 [10].

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 - Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м <sup>3</sup>	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини евакуаційного виходу(дверей)
Незалежно від об'єму	Д	III	260

На території ЕС потрібно встановити пожежний щит. До комплексу засобів пожежегасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5, ящик з піском, покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу Ящик для піску має місткість 3м<sup>3</sup> та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.



## ВИСНОВКИ

В роботі спроектовано конденсаційну електростанцію з використанням елегазового обладнання, досліджено електрофізичні процеси гасіння дуги в елегазовому середовищі та проаналізовано характеристики елегазу відносно використання в дугогасильних пристроях вимикачів високої напруги.

В електричній частині розраховані графіки навантаження спроектованої електростанції, обчислені техніко-економічні показники. Здійснено вибір силового обладнання. За номінальними параметрами для встановлення вибрано турбогенератори ТГВ-3002У3 і ТГВ-800-2У3 та турбіни К-300-240 і К-800-240-1 відповідно. Здійснено розрахунок та вибір структурної схеми станції за найбільшою економічністю, вибір схеми електричної станції за надійністю та приведеними затратами та схеми власних потреб, що забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП. За даними з розрахунку струмів короткого замикання, максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників та акумуляторної батареї. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. При виборі комутаційної апаратури пріоритет встановлено на використання елегазового обладнання. Наприклад, для ВРУ 500 кВ обрано бакові елегазові вимикачі 3AT2/DT-550 виробництва Siemens, а для ВРУ 220 кВ - 200SFMT63SF виробництва Mitsubishi Electric.

У економічній частині проведено розрахунок основних економічних показників станції та амортизації, економічні затрати на обладнання та визначено собівартість виробітку електроенергії. У розділі з охорони праці проведено аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією елегазових вимикачів, розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці при монтажі елегазових вимикачів, описано основні заходи протипожежного захисту високовольтних вимикачів.

## ЛІТЕРАТУРА

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](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](https://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=29300)
8. ДСТУ ІЕС 62305-2:2012 Захист від блискавки. Частина 2. Керування ризиками (ІЕС 62305-2:2010, IDT). – [Чинний від 01.08.2012]. URL: [https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=29301](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=29301)
9. ДСТУ 7239:2011 Система стандартів безпеки праці. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація. – [Чинний від 01.08.2011]. URL: [https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=51051](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=51051)

10. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. – Вінниця: ВНТУ, 2018. – 110 с.

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 МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016. – 42 с.

12. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах : навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

Техніка і електрофізика високих напруг / За ред. В.О. Бржезицького, В.М. Михайлова. – Харків : НТУ «ХПІ». – Торнадо, 2005. – 930 с.

13. Охорона праці та навколишнього середовища - Вимикач високовольтний трьохполюсний. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: [http://forca.com.ua/knigi/navchannya/vimikach-visokovoltanii-trohpoliysnii\\_6.html](http://forca.com.ua/knigi/navchannya/vimikach-visokovoltanii-trohpoliysnii_6.html)

14. Вимикач високовольтний елегазовий ЛТВ-145. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://forca.com.ua/info/oborudovanie/ltb-145.html>

15. ГОСТ 12.0.003-74\* «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

16. Правила улаштування електроустановок. Глава 1.8 – Норми прийнятно-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 КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ**  
**НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ**

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт з дослідженням пристроїв гасіння дуги в елегазових вимикачах

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
 (БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки  
 (кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unischek

Оригінальність \_\_\_\_\_ Схожість \_\_\_\_\_

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. 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.

Особа, відповідальна за перевірку \_\_\_\_\_ Вишневський С.Я.  
 (підпис) (прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unischek щодо роботи.

Автор роботи \_\_\_\_\_ Совик Д.С.  
 (підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Собчук Н.В.  
 (підпис) (прізвище, ініціали)

## 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 електростанції потужністю 2800 МВт з  
дослідженням пристроїв гасіння дуги в елегазових вимикачах

08-23.МКР.014.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

\_\_\_\_\_ Собчук Н.В.

(підпис)

Магістр групи 1ЕС-22м

\_\_\_\_\_ Совик Д.С.

(підпис)

Вінниця 2023 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 № 203 від 14 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – Проектування електричної частини атомної 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 атомної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання з чотирма агрегатами одиничною потужністю 220 МВт та двома 1000 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 260 км, потужність віддається по ЛЕП 750 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	20.09.23	22.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	23.09.23	25.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	26.09.23	10.11.23	розділ 2
5	Дослідження основних принципів гасіння електричної дуги в елегазових вимикачах високої напруги	21.11.23	30.11.23	розділ 3
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.12.23	05.12.23	розділ 4
7	Техніко-економічна частина	06.12.23	10.12.23	розділ 5
8	Оформлення пояснювальної записки	11.12.23	13.12.23	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	13.12.23	14.12.23	плакати, презентація

### **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.