

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С.З. ҐЖИЦЬКОГО
ВІДДІЛ ЗАОЧНОГО НАВЧАННЯ ЦЕНТРУ ПЕРЕПІДГОТОВКИ
ТА ПІДВИЩЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЇ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

**«РОЗРОБКА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 1600 МВт»**

Виконав: студент IV курсу
групи Ен – 42зсп спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
(шифр і назва спеціальності)

_____ **Стриганин М. М.**
(підпис) (прізвище та ініціал)

Керівник: _____ **Левонюк В. Р.**
(підпис) (прізвище та ініціал)

Рецензент: _____ **Сиротюк С. В.**
(підпис та ініціал)

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ЗАОЧНОЇ ТА
ПІСЛЯДИПЛОМНОЇ ОСВІТИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)
к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Стриганину Мар'яну Миколайовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка електричної частини електростанції потужністю 1600 МВт»
керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП 172/к-с від 08.03.24 р.

2. Строк подання студентом роботи 6.06.25 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

1. Обчислення перетікання потужності та вибір трансформаторів

2. Техніко-економічне обґрунтування структурної схеми електростанції

3. Обчислення режимів роботи

4. Вибір основної апаратури

5 Охорона праці та навколишнього середовища

Висновки

Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 08.03.24 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Виконання аналізу вихідних даних, обчислення перетікання потужності та вибір трансформаторів	08.03.24 – 31.05.2024	
2	Здійснення техніко-економічного обґрунтування структурної схеми електростанції	31.06.2024 – 29.11.2024	
3	Здійснення розрахунків нормальних та аварійних режимів роботи	2.12.2024 – 27.12.2024	
4	Виконання структурно-функціонального аналізу процесу та розробка моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій	30.12.2024 – 15.02.2025	
5	Вивчення питання охорони довкілля та здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень	16.02.2025 – 31.04.2025	
6	Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації	1.04.2025 – 20.05.2025	
7	Завершення роботи в цілому	21.05.2025 – 6.06.2025	

Студент _____
(підпис) (прізвище та ініціали) Стриганін М. М.

Керівник роботи _____
(підпис) (прізвище та ініціали) Левонюк В. Р.

УДК 621.458:2

Стриганин М. М. Розробка електричної частини електростанції потужністю 1600 МВт. Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій імені С. З. Гжицького, 2025 р. 48 с текстової частини, 26 таблиць, 12 рисунків, 24 джерел посилання.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка електричної частини електростанції встановленою потужністю 1600 МВт із врахуванням технічних вимог до надійності, економічної доцільності, ефективності режимів роботи та можливостей резервування.

Для досягнення цієї мети передбачено виконання таких **завдань**: здійснити розрахунок перетоків потужності, вибір оптимальної структурної схеми, визначення параметрів електротехнічного обладнання, оцінку втрат енергії та техніко-економічне обґрунтування прийнятих інженерних рішень.

Проведено розрахунок перетоків потужності та здійснено вибір трансформаторів для основного та допоміжного електрообладнання. Проаналізовано кілька структурних схем електростанції та надано техніко-економічне обґрунтування вибору оптимального варіанту. Виконано обчислення режимів роботи електростанції, у тому числі нормальних і аварійних, з розрахунками струмів короткого замикання. Здійснено вибір основного електротехнічного обладнання, зокрема вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму та струмопровідних частин. Розглянуто заходи з охорони праці, передбачені під час експлуатації електростанції та роботи з електрообладнанням.

Ключові слова: електростанція, електрична частина, структурна схема, трансформатор, перетоки потужності, коротке замикання, вибір обладнання, техніко-економічне обґрунтування, енергосистема.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ОБЧИСЛЕННЯ ПЕРЕТІКАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ВИБІР ТРАНС- ФОРМАТОРІВ.....	7
1.1 Обчислення перетікань потужності.....	7
1.2 Вибір трансформаторів.....	11
2 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СТРУКТУРНОЇ СХЕ- МИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	13
2.1 Вибір структурної схеми електростанції.....	13
2.2 Порівняння техніко-економічних показників структурних схем...	15
2.3 Обчислення втрат енергії у трансформаторах.....	16
2.4 Вибір кількості ліній електропередач.....	17
3 ОБЧИСЛЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ.....	19
3.1 Обчислення нормальних режимів роботи.....	19
3.2 Обчислення аварійних режимів роботи.....	20
4 ВИБІР ОСНОВНОЇ АПАРАТУРИ.....	31
4.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів.....	31
4.2 Вибір струмопровідних частин.....	34
4.3 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	37
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	40
5.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій	40
5.2 Правила техніки безпеки при виконання технологічних процесів.	41
5.3 Розрахунок блискавкозахисту розподільчих пристроїв 500 кВ.....	42
5.4 Вплив електромагнітних полів та людину та інші організми.....	44
ВИСНОВКИ.....	46
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	47

ВСТУП

Сучасний стан енергетичної галузі України вимагає постійного удосконалення існуючих потужностей та впровадження нових технічних рішень для забезпечення стабільного, ефективного та безпечного виробництва, передачі та розподілу електроенергії. У цьому контексті особливу роль відіграють великі електростанції, здатні забезпечити потреби як промислових споживачів, так й побутового сектору. Розроблення електричної частини таких об'єктів є складним та відповідальним завданням, яке вимагає врахування як технічних, так й економічних факторів [1].

Кваліфікаційна робота присвячена розробці електричної частини електростанції встановленою потужністю 1600 МВт. Такий масштабний об'єкт вимагає детального аналізу режимів роботи, правильного komponування трансформаторного обладнання, вибору оптимальної структурної схеми станції, а також техніко-економічного обґрунтування прийнятих рішень. Одним із головних завдань проєкту є забезпечення надійності енергопостачання в умовах як нормальної експлуатації, так і можливих аварійних ситуацій [2].

Під час виконання роботи розглянуто кілька варіантів структурного komponування з урахуванням реальних характеристик обладнання, проведено розрахунки потужностей, струмів, втрат енергії, а також вибрано оптимальну кількість ліній електропередач для видачі потужності в енергосистему. Крім того, значну увагу приділено перевірці апаратури на відповідність нормам електричної та термічної стійкості, а також аналізу струмів короткого замикання.

Результати виконаної роботи можуть бути використані як основа для подальшої реалізації подібних проєктів або при навчанні студентів, які вивчають дисципліни, пов'язані з електростанціями та енергетичними системами.

1 ОБЧИСЛЕННЯ ПЕРЕТІКАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ

1.1 Обчислення перетікань потужності

Згідно із завданням для потужності 1600 МВт було вибрано турбогенератори ТЗВ-320-2 із повним водяним охолодженням. Паспортні дані вибраних генераторів представлено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Паспортні дані генератора ТЗВ-320-2

$S_{ном}$, МВа	$P_{ном}$, МВт	$Q_{ном}$, МВАр	$\cos\varphi_{ном}$	$U_{ном}$, кВ	$N_{ном}$, об/мин	η , %	X_d ", %
376,5	320	198	0,85	20	3000	98,8	17,5

Відповідно до завдання, є 5 енергоблоків та 2 розподільчі пристрої. Залежно від компонування можливі такі схеми перетікання потужності

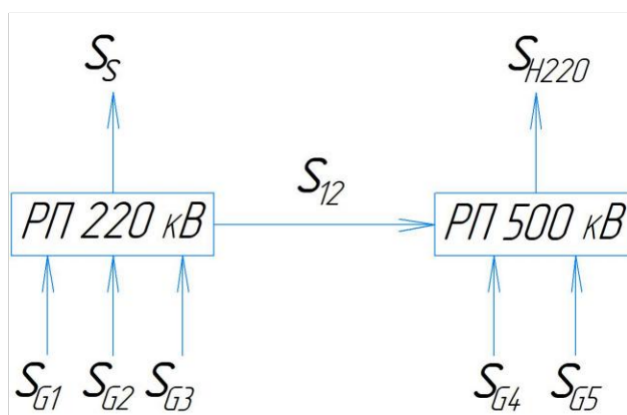


Рисунок 1.1 – Схема перетікання потужності № 1

Обчислюємо перетікання потужності у схемі №1 [3]:

$$S_{G1} + S_{G2} + S_{G3} = S_S + S_{12}, \quad S_{G4} + S_{G5} + S_{12} = S_{H220}. \quad (1.1)$$

Звідки отримаємо:

$$S_{12} = S_H^{220} - S_{G4} - S_{G5}. \quad (1.2)$$

Повна потужність, яка віддається генератором, із врахуванням власних потреб становить:

$$S_G = S_G^{ном} \times 0,92 = 376,5 \times 0,92 = 346,38 \text{ МВА}. \quad (1.3)$$

Проведені обчислення зведено до таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Результати обчислення перетоків потужності для схеми №1

S_{G4} , МВА	S_{G5} , МВА	S_{220} , МВА	S_{12} , МВА
346,4	346,4	348	-344,76
0	346,4	348	1,62
346,4	346,4	449	-243,76
0	346,4	449	102,62

Найбільше перетікання потужності через трансформатор зв'язку становить 344,8 МВА, а найменше – 1,62 МВА, у номінальному режимі від 344,76 МВА до 243,8 МВА. У першому випадку трансформатор навантажений порівняно із навантаженнями, які генеруються та передаються, при цьому аварійні режими також співставні із номінальними за потужністю.

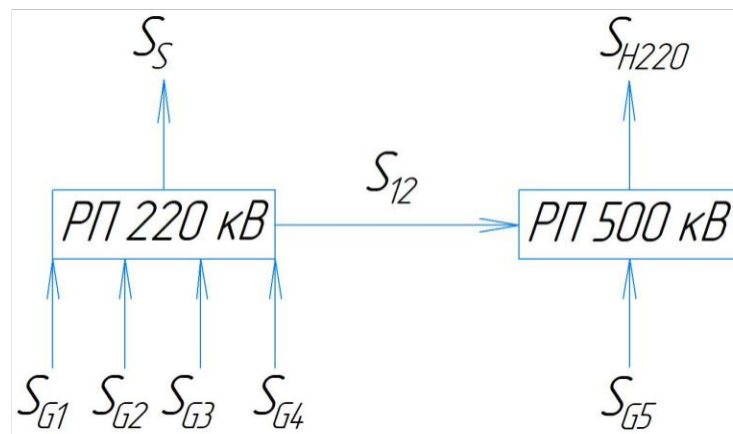


Рисунок 1.2 – Схема перетікання потужності № 2

Обчислимо перетікання потужності у схемі № 2:

$$S_{G1} + S_{G2} + S_{G3} + S_{G4} = S_S + S_{12}, \quad S_{G5} + S_{12} = S_{H220}. \quad (1.4)$$

Звідки отримуємо [4]:

$$S_{12} = S_{H220} - S_{G5}. \quad (1.5)$$

Результати обчислень зводимо до таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати очислення перетоків потужності для схеми №2

S_{G5} , МВА	S_{220} , МВА	S_{12} , МВА
346,4	348	1,6
0	348	348
346,4	449	102,6
0	449	449

Найбільше перетікання потужності через трансформатор зв'язку становить 449 МВА, а найменше – 1,6 МВА, у номінальному режимі від – 1,6 МВА до 102,6 МВА. У другому випадку трансформатор може бути слабо навантажений у номінальному режимі (до 1,6 МВА) відносно навантажень, які генеруються та передаються. При цьому потужність в аварійному режимі може бути на 2 порядки більше (до 449 МВА). В такому випадку трансформатор буде суттєво недовантажений, або матиме значні навантаження.

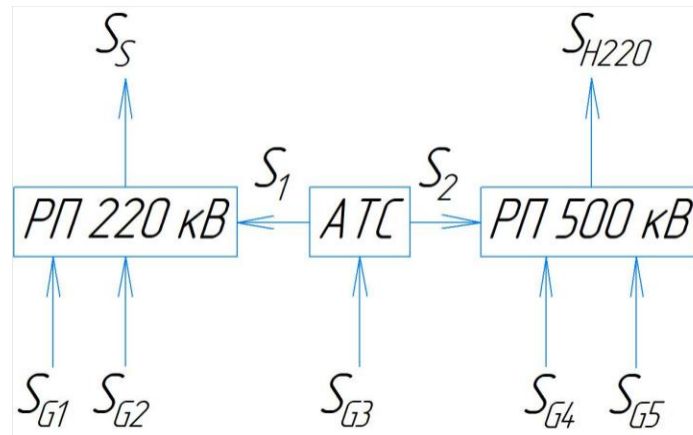


Рисунок 1.3 – Схема перетікання потужності № 3

Обчислимо перетікання потужності за схемою №3:

$$S_{G1} + S_{G2} + S_1 = S_S, \quad S_{G4} + S_{G5} + S_2 = S_H^{220}, \quad S_{G3} = S_1 + S_2. \quad (1.6)$$

Звідки отримаємо [5]:

$$S_1 = S_S - S_{G1} - S_{G2} = S_{G3} - S_2, \quad S_2 = S_H^{220} - S_{G4} - S_{G5} = S_{G3} - S_1. \quad (1.7)$$

Результати обчислень зведемо до таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати обчислення перетоків потужності для схеми №3

S_{G1} , МВА	S_{G2} , МВА	S_{G3} , МВА	S_{G4} , МВА	S_{G5} , МВА	S_{220} , МВА	S_1 , МВА	S_2 , МВА
346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	348	691,2	-344,8
0	346,4	346,4	346,4	346,4	348	691,2	-344,8
346,4	0	346,4	346,4	346,4	348	691,2	-344,8
346,4	346,4	0	346,4	346,4	348	344,8	-344,8
346,4	346,4	346,4	0	346,4	348	344,8	1,6
346,4	346,4	346,4	346,4	0	348	344,8	1,6
346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	449	590,2	-243,8

0	346,4	346,4	346,4	346,4	449	590,2	-243,8
346,4	0	346,4	346,4	346,4	449	590,2	-243,8
346,4	346,4	0	346,4	346,4	449	243,8	-243,8
346,4	346,4	346,4	0	346,4	449	243,8	102,6
346,4	346,4	346,4	346,4	0	449	243,8	102,6

Найбільший перетік потужності через трансформатор зв'язку становить 691,2 МВА, а найменший – 102,6 МВА. У номінальному режимі на обмотці ВН – 691,2 – 590,2 МВА, на СН – 344,8 – 243,8 МВА, на НН – 346,4 МВА. Схема № 3, так як і перша, і у нормальному, і в аварійному режимі навантажена порівняно з навантаженнями, які генеруються та передаються, проте передані потужності вище.

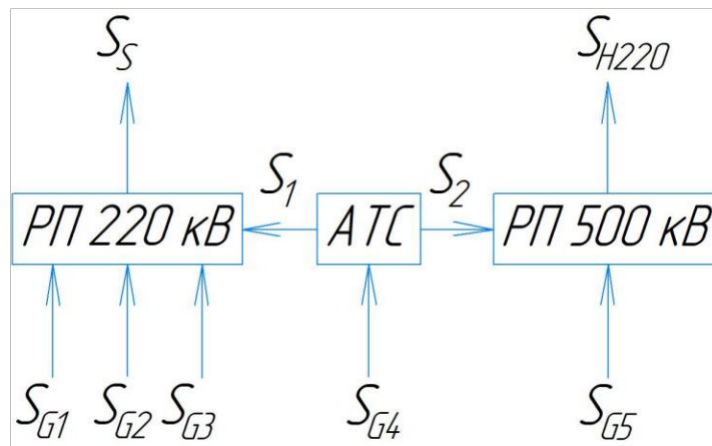


Рисунок 1.4 – Схема перетікання потужності № 4

Обчислимо перетікання потужності для схеми № 4:

$$S_{G1} + S_{G2} + S_{G3} + S_1 = S_S, \quad S_{G5} + S_2 = S_H^{220}, \quad S_{G4} = S_1 + S_2. \quad (1.8)$$

Звідки отримуємо:

$$S_1 = S_S - S_{G1} - S_{G2} - S_{G3} = S_{G4} - S_2, \quad S_2 = S_H^{220} - S_{G5} = S_{G4} - S_1 \quad (1.9)$$

Результати обчислень зведемо до таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Результати обчислення перетоків потужності для схеми №4

S_{G1} , МВА	S_{G2} , МВА	S_{G3} , МВА	S_{G4} , МВА	S_{G5} , МВА	S_{220} , МВА	S_1 , МВА	S_2 , МВА
346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	348	344,8	1,6
0	346,4	346,4	346,4	346,4	348	344,8	1,6
346,4	0	346,4	346,4	346,4	348	344,8	1,6

346,4	346,4	0	346,4	346,4	348	344,8	1,6
346,4	346,4	346,4	0	346,4	348	-1,6	1,6
346,4	346,4	346,4	346,4	0	348	-1,6	348
346,4	346,4	346,4	346,4	346,4	449	243,8	102,8
0	346,4	346,4	346,4	346,4	449	243,8	102,6
346,4	0	346,4	346,4	346,4	449	243,8	102,6
346,4	346,4	0	346,4	346,4	449	243,8	102,6
346,4	346,4	346,4	0	346,4	449	-102,6	102,6
346,4	346,4	346,4	346,4	0	449	-102,6	449

Найбільше перетікання потужності через трансформатор зв'язку становить 449 МВА, а найменше – 1,6 МВА. У номінальному режимі на обмотці ВН – 344,8 – 243,8 МВА, на СН – 1,6 – 102,6 МВА, на НН – 346,4 МВА. Аналогічно, як у схемах 1 та 3, тут трансформатор навантажений порівняно з навантаженнями, які генеруються та передаються, однак, величини навантажень менші, ніж у 3-й, тому дана схема може бути більш економічною, залежно від обладнання.

1.2 Вибір трансформаторів

У якості автотрансформаторів зв'язку розглядалися такі наступні трансформатори.

Таблиця 1.6 – Номінальні параметри трансформаторів зв'язку [6]

Тип	$S_{ном}$, МВА		Каталожні дані									Розрахункові дані						
			$U_{ном}$, кВ			u_k , %			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	I_X , %	R_T , Ом			X_T , Ом			ΔQ_X , кВАр
	АТ	НН	ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АОДЦТН-167000/500/220	167	83	500/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3}$	15,75/20	11	35	21,5	325	125	0,4	0,65	0,65	1,3	61,1	0	113	2004
АОДЦТН-267000/500/220	267	120	500/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3}$	20	11,5	37	23	490	150	0,35	0,28	0,28	1,12/0,9/0,6	39,8	0	75,6	2803

Для зв'язку між РП слід набрати групу із трьох однофазних трансформаторів зв'язку моделі АОДЦТН-167000/500/220 або АОДЦТН-267000/500/220. Різні варіанти структурних схем будуть представлені у наступному розділі. У якості блокових трансформаторів будемо розглядати такі моделі.

Таблиця 1.7 – Номінальні параметри блокових трансформаторів

Тип	$S_{ном},$ МВА	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		$U_{ном},$ кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$	$R_T, \text{Ом}$	$X_T, \text{Ом}$	$\Delta Q_x,$ кВАр
		ВН	НН							
ТДЦ-400000/500	400	525	13,8; 15,75; 20	13	800	350	0,4	1,4	89,5	1600
ТДЦ-400000/220	400	242	15,75; 20	11	880	330	0,4	0,29	16,1	1600

На РП 500 кВ буде встановлено 3 блочні трансформатори ТДЦ-400000/500. На РП 220 кВ буде встановлено 2 блочних трансформатори ТДЦ-400000/220.

Втрати потужності на власні потреби беруться у кількості 8 % від потужності генератора.

$$S_{CH} = S_G^{ном} \times 0,08 = 376 \times 0,08 = 30,12 \text{ МВ} \times \text{А}. \quad (1.10)$$

Для власних потреб беремо трансформатори ТРДНС-32000/20 і встановлюємо по одному на кожний блок.

Таблиця 1.8 – Каталогні дані трансформатора ТРДНС-32000/20

$S_{ном},$ МВА	Каталожні дані						РПН
	$U_{ном},$ кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$	
	ВН	НН					
32	20	6,3	12,7	145	29	0,6	

2 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

2.1 Вибір структурної схеми електростанції

Відповідно до попереднього розділу, ми маємо схемами перетікань потужності і трансформатори АОДЦТН-167000/500/220 та АОДЦТН-267000/500/220. Згідно з цими даними, можна скласти три варіанти структурної схеми електростанції. Кожен варіант містить п'ять турбоагрегатів, з різним розташуванням по шинах ВРП 500 та 220 кВ та схемою зв'язку між шинами.

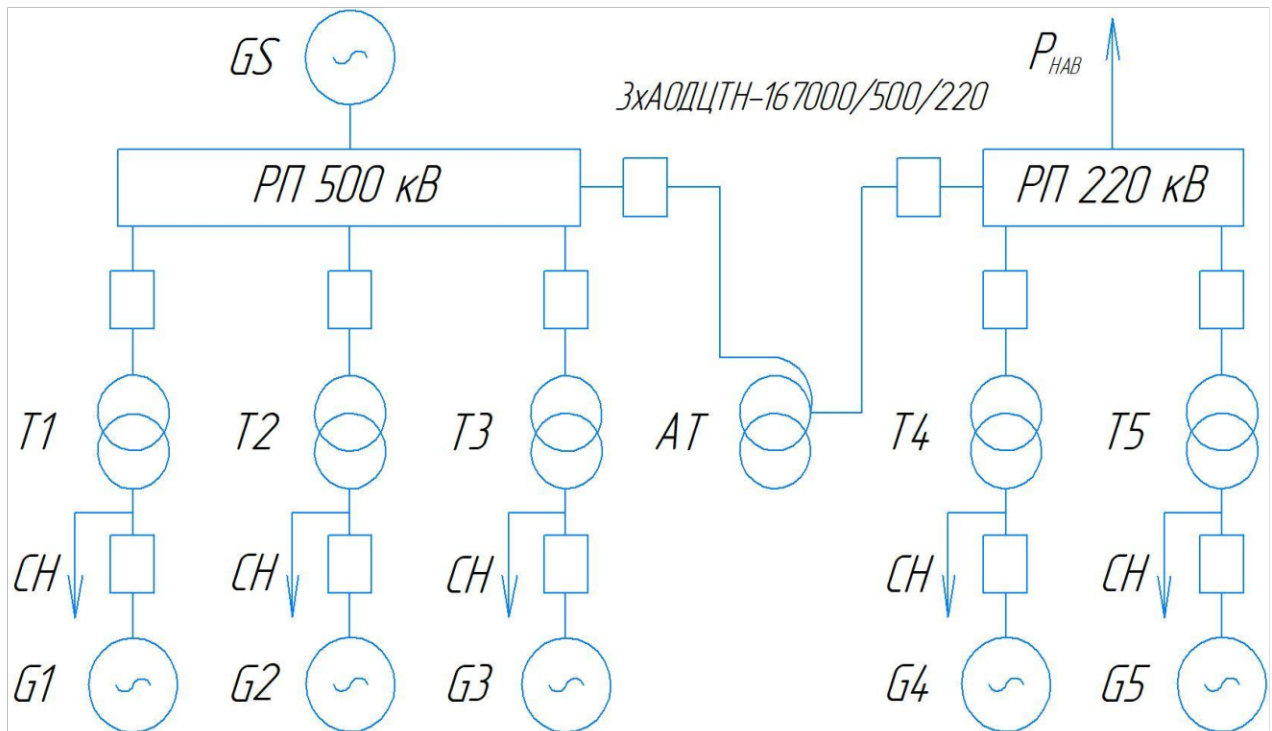


Рисунок 2.1 – Структурна схема електростанції, варіант № 1

На рисунку 2.1 представлено перший варіант структурної схеми, яка складається із трьох генераторів, що підключені до розподільчих пристроїв напругою 500 кВ та двох генераторів, підключених до розподільчих пристроїв напругою 220 кВ. Усі генератори підключені через підвищувальні трансформатори. Зв'язок між розподільними пристроями здійснює група із трьох однофазних автотрансформаторів зв'язку АОДЦТН-167000/500/220. У номінальному режимі, трансформатори будуть навантажені на 50 – 70 %, що може бути не завжди економічним, проте в аварійному режимі – на 95 % від

номінальної потужності. Перевагою цієї схеми є те, що при аварії на одному із генераторів можливості групи трансформаторів дають змогу передати потрібну потужність між РП, при аварії на одній із фаз, споживач на РП 220 кВ не втрачає потужності, а згідно з ПУЕ, протягом 40 хвилин аварійний трансформатор буде замінено на резервний. Ця схема досить надійна.

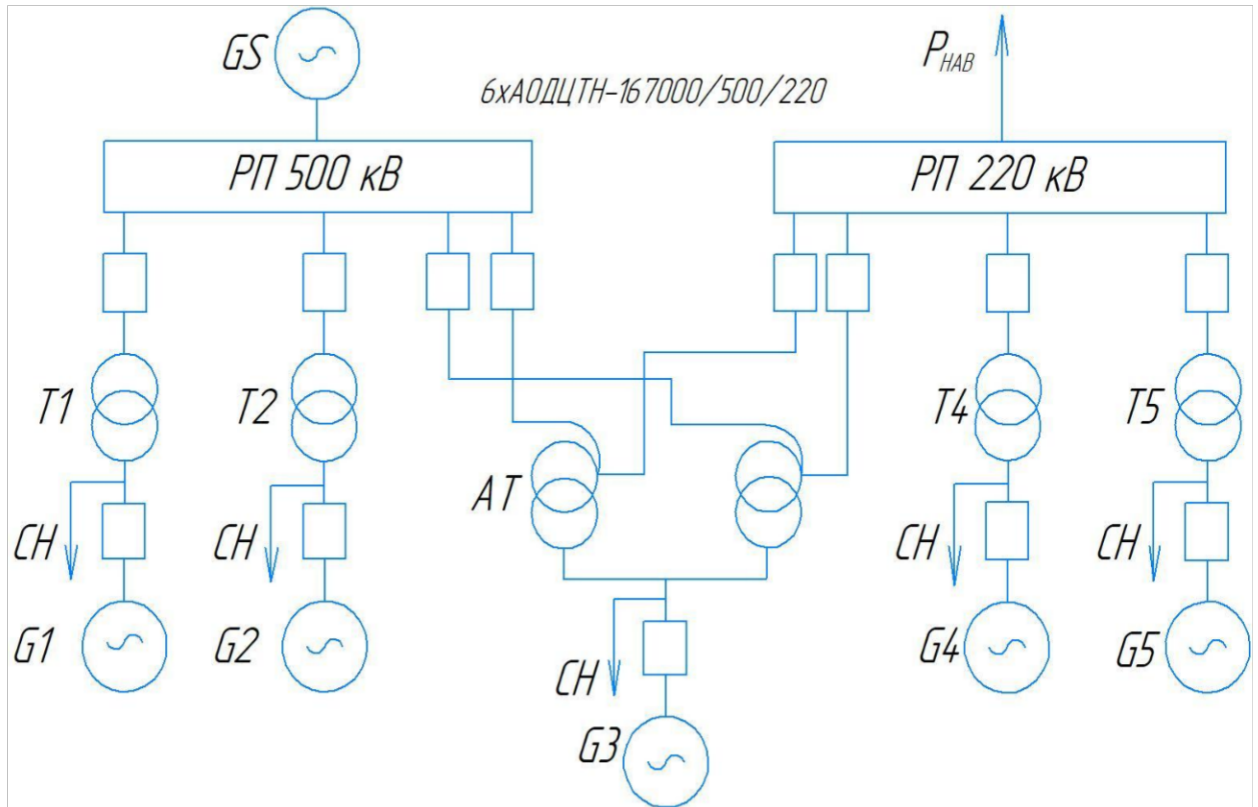


Рисунок 2.2 – Структурна схема електростанції, варіант № 2

На рисунку 2.2 зображено варіант структурної схеми, який можна порівняти зі схемою перетікань потужності № 3. Зв'язок між РП здійснено за допомогою групи із 6 однофазних автотрансформаторів АОДЦТН-167000/500/220, до обмоток нижчої напруги підключено генератор. Ця схема дає змогу навантажити трансформатор приблизно на 60 – 70 % у номінальному режимі, що досить економічно. Однак, у випадку виходу із ладу одного з трансформаторів, крім пошкодженого зв'язку між РП, ми також втратимо близько 100 МВА потужності, через пропускну здатність трьох трансформаторів, які залишилися та можуть передати лише 250 МВА. Відповідно схема є ненадійною і її слід відкинути.

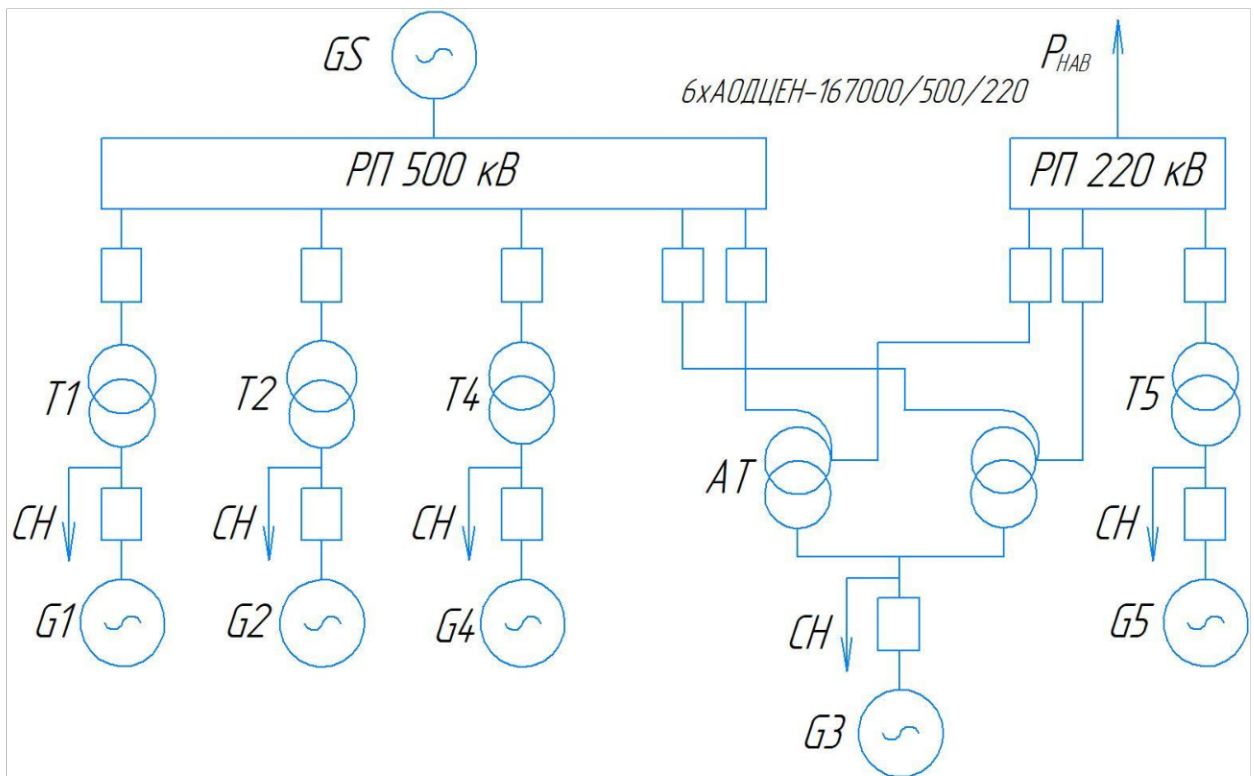


Рисунок 2.3 – Структурна схема електростанції, варіант № 3

Структурна схема № 3 має ті ж недоліки, що й схема № 2. Різниця полягає лише у величині потужності, яка передається: при такому компонованні група трансформаторів у номінальному режимі буде навантажена на 25 – 35 %, що економічно невигідно, відтак, ця схема повинна бути відкинута. При компонованні структурних схем трансформаторами АОДЦН-267000/500/220 схеми будуть мати такі самі переваги та недоліки, проте трансформатори будуть сильно недовантажені, окрім того, вони дорожчі, відтак, таке компоновання неекономічне [7].

2.2 Порівняння техніко-економічних показників структурних схем

Розглянемо техніко-економічні параметри структурних схем №1 – № 3. Кількість однофазних трансформаторів збільшено на 1, оскільки необхідно резервування однієї фази. Компоновання трансформаторів на структурних схемах представлено в таблиці 2.1, а їх відповідні цінові характеристики представлено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.1 – Компонування трансформаторів на структурних схемах

Трансформатор	Схема № 1	Схема № 2	Схема № 3
ТДЦ-400000/500	3	2	3
ТДЦ-400000/220	2	2	1
АОДЦТН-167000/500/220	4	7	7

Таблиця 2.2 – Цінові характеристики трансформаторів

Трансформатор	Вартість, тис. грн
ТДЦ-400000/500	75817
ТДЦ-400000/220	70763
АОДЦТН-167000/500/220	22873

На основі таблиць 2.1 та 2.2 для структурних схем №1 – №3 отримаємо:

1. $3 \cdot 75817 + 2 \cdot 70763 + 4 \cdot 22873 = 460469$ тис. грн;
2. $2 \cdot 75817 + 2 \cdot 70763 + 7 \cdot 22873 = 453271$ тис. грн;
3. $3 \cdot 75817 + 1 \cdot 70763 + 7 \cdot 22873 = 458325$ тис. грн.

Незважаючи на те, що схема № 1 є найдорожчою, а різниця у вартості не перевищує 10 %, відтак, для подальших розрахунків вибираємо саме її як найбільш надійну та оптимальну.

2.3 Обчислення втрат енергії у трансформаторах

Втрати у блочних трансформаторах обчислюються за формулою [8]:

$$\Delta W_{\text{бл.Т}} = P_x \cdot (8760 - T_{\text{пл.р.}}) + P_{\text{кз-н}} \cdot \left(\frac{S_{\text{Т.бл.макс.}}}{S_{\text{Т.НОМ.}}} \right), \quad (2.1)$$

де P_x – втрати неробочого ходу; $P_{\text{кз-н}}$ – втрати короткого замикання; $T_{\text{пл.р.}}$ – час планового ремонту блоку, який визначається часом ремонту турбіни; $S_{\text{Т.НОМ}}$ – номінальна потужність трансформатора; $S_{\text{Т.бл.макс.}}$ – максимальна потужність, яка протікає через трансформатор; τ – час максимальних втрат (приймемо $\tau = 3800$ год).

Обчислимо втрати для трансформатора зв'язку за формулою (2.1):

$$\Delta W_{TC} = 3 \cdot 125 \cdot (8760 - 720) + 3 \cdot 325 \cdot \left(\frac{344,76}{3 \cdot 167} \right)^2 \cdot 5000 = 6,370 \cdot 10^6 \text{ кВт год.}$$

Обчислимо втрати у блокових трансформаторах на стороні 500 кВ за формулою (2.1) [9]:

$$\Delta W_{\text{бл.Т1.}} = 350 \cdot (8760 - 720) + 800 \cdot \left(\frac{346,38}{400} \right)^2 \cdot 5000 = 6,278 \cdot 10^6 \text{ кВт год.}$$

Втрати у блокових трансформаторах на стороні 220 кВ:

$$\Delta W_{\text{бл.Т2.}} = 330 \cdot (8760 - 720) + 880 \cdot \left(\frac{346,38}{400} \right)^2 \cdot 5000 = 6,463 \cdot 10^6 \text{ кВт год.}$$

Сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta W = 3 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т1.}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т2.}} + \Delta W_{TC} = (3 \cdot 6,278 + 2 \cdot 6,463) \cdot 10^6 = 38,130 \cdot 10^6 \text{ кВт год.}$$

Обчислюємо вартість втрат електроенергії для вибраного варіанту схеми за формулою [10]:

$$C_{\Delta W} = \beta \cdot \Delta W, \quad (2.2)$$

де β – питома вартість втраченої електроенергії ($\beta = 3,15$ грн/кВт год); ΔW – сумарні втрати електроенергії.

Обчислюємо вартість втрат за формулою (2.2):

$$C_{\Delta W} = 3,15 \cdot 38,130 \cdot 10^6 = 120110 \cdot 10^6 \text{ грн.}$$

2.4 Вибір кількості ліній електропередач

Кількість ліній електропередач можна обчислити за формулою:

$$N_w = \frac{P_{\text{вид}}}{P_{\text{проп}}} + 1, \quad (2.3)$$

де $P_{\text{проп}}$ – пропускна спроможність повітряних ліній електропередач.

Обчислимо потужність, яку будуть видавати ПР 500 кВ за формулою:

$$P_{\text{вид}} = (S_{12} + S_{G1} \cdot 3) \cos \varphi_s = (344,76 + 346,38 \cdot 3) 0,96 = 1174,36 \text{ МВт.} \quad (2.4)$$

Пропускную потужність приймаємо 1080 МВт. Обчислюємо кількість ліній електропередач [11]:

$$N_w = \frac{1174,36}{1008} + 1 = 2,087 \text{ шт.}$$

Відтак, потужність з РП 500 кВ буде передаватися в до електроенергетичної системи двома лініями електропередач.

Максимальна потужність, яка передається від РП 220 кВ, згідно вихідних даних становить:

$$P_{вид} = P_{max}^{220} = 400 \text{ МВт.}$$

Пропускную потужність приймемо рівною 200 МВт. Обчислимо кількість ліній електропередач для РП 220 кВ:

$$N_w = \frac{400}{200} + 1 = 3,0 \text{ шт.}$$

Відтак, потужність від РП 220 кВ буде передаватися трьома ЛЕП.

Здійснений аналіз трьох варіантів структурних схем електростанції дав змогу визначити оптимальну конфігурацію з урахуванням технічних та економічних показників. Схема №1, незважаючи на дещо більші капітальні витрати, має суттєві переваги з точки зору надійності енергопостачання, можливостей резервування та гнучкості режимів роботи у випадках аварій. Обґрунтування вибору базується на розрахунках навантаження трансформаторів, можливості компенсації втрат потужності при виході окремих елементів із ладу, а також мінімізації ризику повного відключення частини споживачів. Крім того, схема № 1 дає змогу зменшити втрати електроенергії у трансформаторах та оптимізувати кількість необхідних ліній електропередач для видачі потужності у мережу.

З огляду на вищезазначене, саме варіант № 1 буде використано для подальших техніко-економічних розрахунків та оптимізації роботи електростанції в умовах реального функціонування енергетичної системи. Наступним етапом проєктування стане аналіз режимів роботи обраної схеми та оцінка ефективності її використання за різних сценаріїв навантаження.

3 ОБЧИСЛЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ

3.1 Обчислення нормальних режимів роботи

Обчислюємо максимальний номінативний струм за формулою [12]:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.1)$$

де $S_{ном}$ – повна робоча потужність; $U_{ном}$ – номінальна робоча напруга.

Обчислюємо номінальний струм для РП 500 кВ:

$$I_{ном} = \frac{3 \cdot 346,38 + 344,76}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1,598 \text{ кА.}$$

Обчислюємо номінальний струм для РП 220 кВ:

$$I_{ном} = \frac{449}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1,181 \text{ кА.}$$

Обчислюємо робочий струм автотрансформатора зв'язку на ВН (для однієї фази):

$$I_{ном}^{ВН} = \frac{167}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0,192 \text{ кА.}$$

Обчислюємо робочий струм автотрансформатора зв'язку на СН (для однієї фази):

$$I_{ном}^{ВН} = \frac{167}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,508 \text{ кА.}$$

Обчислюємо номінальний струму блочного трансформатора ТДЦ-400000/500:

$$I_{ном} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0,4619 \text{ кА.}$$

Обчислюємо номінальний струму блочного трансформатора ТДЦ-400000/220

$$I_{ном} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1,05 \text{ кА.}$$

Обчислюємо номінальний робочий струм у контурі генератора:

$$I_{ном} = \frac{376,5}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,86 \text{ кА.}$$

Найбільший струм нормального робочого режиму визначається за умови роботи генератора при зниженні напруги на 5 % [13]:

$$I_{наг}^G = \frac{I_{ном}^G}{0,95} = \frac{10,86}{0,95} = 11,43 \text{ кА.} \quad (3.2)$$

3.2 Обчислення аварійних режимів роботи

Для обчислення координат аварійних режимів роботи, нами було укладено розрахункову схему заміщення, з урахуванням структурної схеми, представленої на рисунку 2.1.

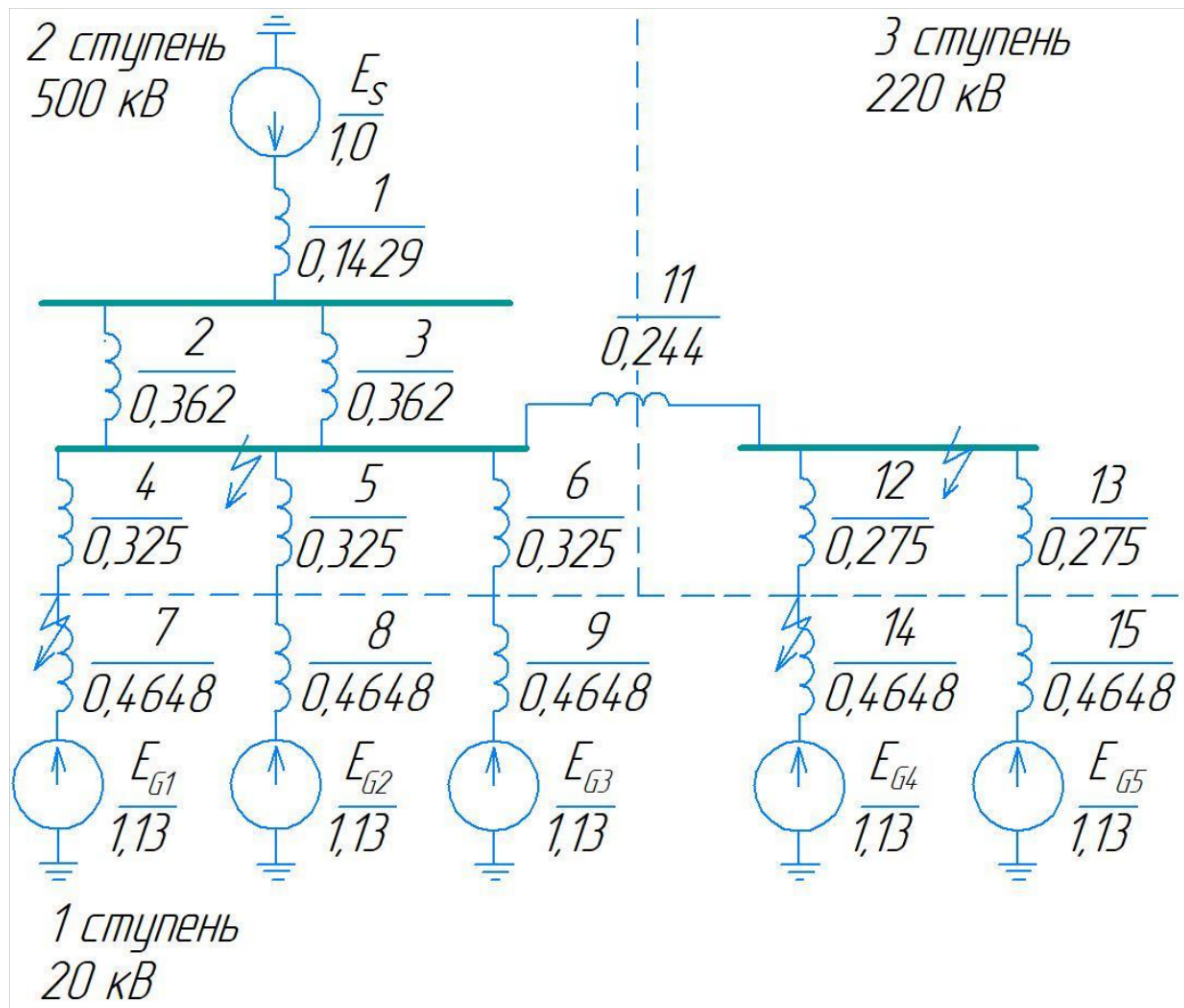


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема заміщення для обчислення струмів КЗ

Здійснимо обчислення параметрів схеми заміщення у відносних одиницях. Приймаємо базову потужність

$$S_B = 1000 \text{ МВА.}$$

Обчислюємо струми та напруги за ступенями, як показано на рисунку 3.1 за формулою:

I ступінь:

$$U_{B1} = 20 \text{ кВ;}$$

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,87 \text{ кА.} \quad (3.3)$$

II ступінь:

$$U_{B2} = 515 \text{ кВ;}$$

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,121 \text{ кА.} \quad (3.4)$$

III ступінь:

$$U_{B3} = 230 \text{ кВ;}$$

$$I_{B3} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА.} \quad (3.5)$$

Обчислюємо опори генератора за формулою [14]:

$$x_G = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (3.6)$$

де x_d'' – надперехідний індуктивний опір; S_B – базова потужність, яка вибрана вище; S_H – номінальна потужність генератора.

Обчислюємо опори трансформаторів за формулою:

$$x_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H}, \quad (3.7)$$

де u_k – напруга короткого замикання трансформатора; S_B – базова потужність, яка вибрана вище; S_H – номінальна потужність генератора.

Опір ліній будуть обчислюватися за формулою:

$$x_T = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (3.8)$$

де x_0 – питомий опір лінії; S_B – базова потужність, яка вибрана вище; U_B – базова напруга ділянки; l – довжина лінії.

Опір системи будемо обчислювати за формулою [15]:

$$x_G = x_C \cdot \frac{S_B}{S_C}, \quad (3.9)$$

де x_C – індуктивний опір електроенергетичної системи; S_B – базова потужність, яка вибрана вище; S_C – номінальна потужність системи.

Обчислюємо опори генераторів у відносних одиницях за формулою:

$$x_7 = x_8 = x_9 = x_{14} = x_{15} = 0,175 \cdot \frac{1000}{376,5} = 0,4648 \text{ в.о.} \quad (3.10)$$

Обчислюємо опори трансформаторів у відносних одиницях за формулою:

$$x_4 = x_5 = x_6 = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,325 \text{ в.о.}, \quad x_{12} = x_{13} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,275 \text{ в.о.} \quad (3.11)$$

Обчислюємо напруга короткого замикання вищої обмотки для автотрансформатора за формулою:

$$U_{KB} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KHC}), \quad (3.12)$$

де U_{KBH} , U_{KBC} , U_{KHC} – напруга короткого замикання між обмотками.

Обчислюємо напругу короткого замикання вищої обмотки для автотрансформатора АОДЦТН-167000/500/220 за формулою (3.12):

$$U_{HB}^{AT} = \frac{1}{2} \cdot (11 + 35 - 21,25) = 12,25 \text{ кВ.}$$

Обчислюємо загальний опір обмоток ВН однофазних автотрансформаторів:

$$x_{11} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 167} = 0,244 \text{ в.о.}$$

Опори обмоток нижчої напруги можна не враховувати, оскільки вони будуть ізольовані, опір обмотки середньої напруги дорівнює нулю, отже, опір

обмотки вищої напруги, отриманий вище, можна приймати за основний для схеми заміщення.

Опір лінії становить:

$$x_2 = x_3 = 0,3 \cdot 320 \cdot \frac{1000}{515} = 0,362 \text{ в.о.}$$

Опір системи становить:

$$x_1 = 0,96 \cdot \frac{1000}{7000} = 0,1429 \text{ в.о.}$$

Для розрахунку струмів коротких замикань використаємо програмний засіб «КЗ-розрахунок» вітчизняного виробництва. Для цього укладемо схему для роботи цієї програми. Розрахункова схема представлена на рисунку 3.2.

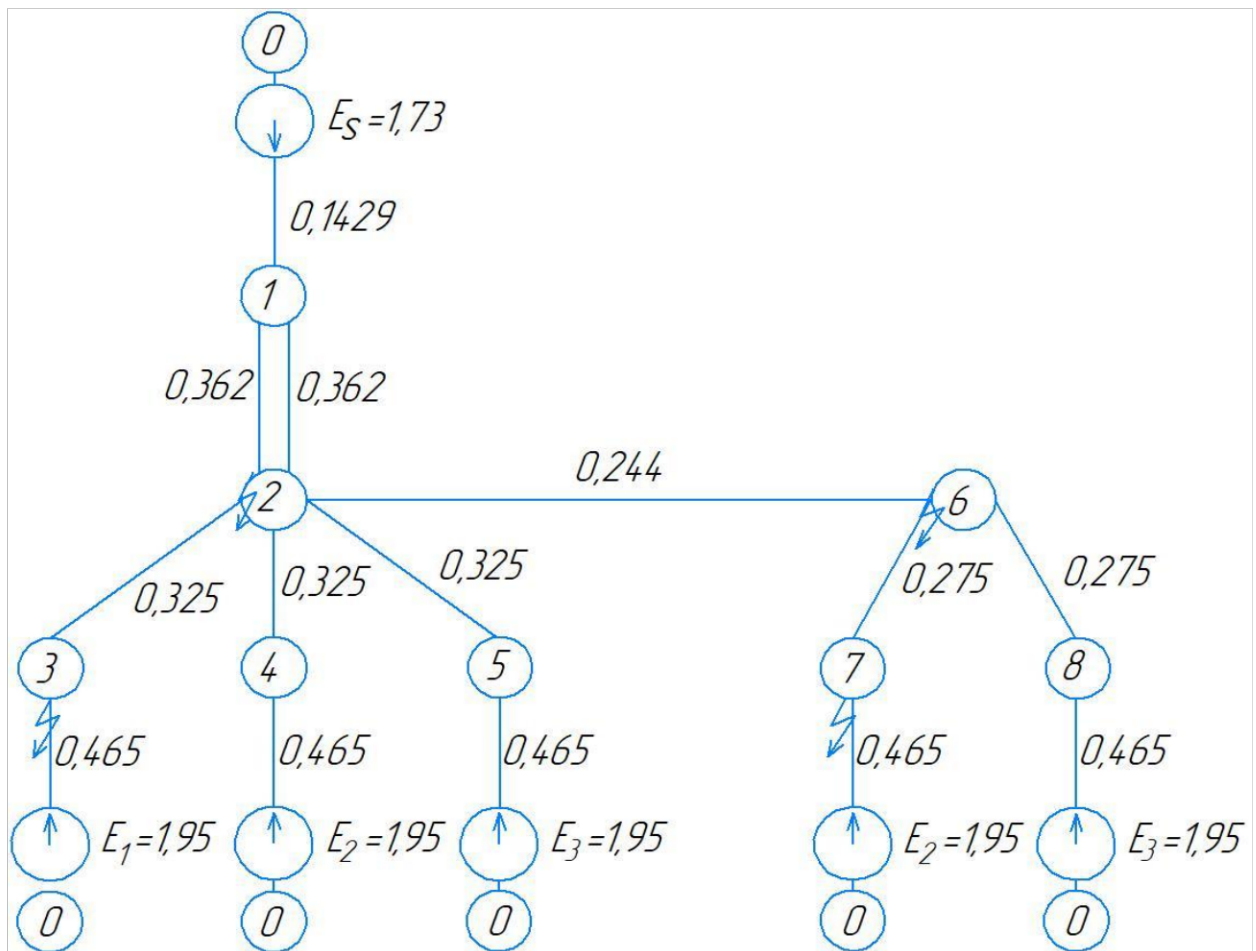


Рисунок 3.2 – Схема машинного виду для обчислення струмів КЗ

Обчислимо струми коротких замикань у точках 2, 3, 6, 7.

Результати обчислень струмів коротких замикань представлено у таблицях 1.1 – 1.4.

Таблиця 3.1 – Трифазне коротке замикання у вузлі №2

Граничні вузли	Величина	Симетричні складові			Фазні струми		
		"1"	"2"	3*"0"	"А"	"В"	"С"
1 2	КА	1.542	.000	.000	1.542	1.542	1.542
	Град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
2 3	КА	1.425	.000	.000	1.425	1.425	1.425
	Град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
2 4	КА	1.425	.000	.000	1.425	1.425	1.425
	Град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
2 5	КА	1.425	.000	.000	1.425	1.425	1.425
	Град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
2 6	КА	1.834	.000	.000	1.834	1.834	1.834
	Град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
Струм КЗ	КА	9.194	.000	.000	9.194	9.194	9.194
	Град	(.00)	(.00)	(.00)	(.00)	(-120.00)	(120.00)

Опір відносно точки короткого замикання $Z1 = 0.0 + j0.1174$ Ом.

Таблиця 3.2 – Трифазне коротке замикання у вузлі №3

Граничні вузли	Величина	Симетричні складові			Фазні струми		
		"1"	"2"	3*"0"	"А"	"В"	"С"
0 3	КА	2.422	.000	.000	2.422	2.422	2.422
	Град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
2 3	КА	2.315	.000	.000	2.315	2.315	2.315
	Град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
Струм КЗ	КА	4.737	.000	.000	4.737	4.737	4.737
	Град	(.00)	(.00)	(.00)	(.00)	(-120.00)	(120.00)

Опір відносно точки короткого замикання $Z1 = 0.0 + j0.2319$ Ом.

Таблиця 3.3 – Трифазне коротке замикання у вузлі №6

Граничні вузли	Величина	Симетричні складові			Фазні струми		
		"1"	"2"	3*"0"	"А"	"В"	"С"
2 6	КА	2.746	.000	.000	2.746	2.746	2.746
	Град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
6 7	КА	1.522	.000	.000	1.522	1.522	1.522
	Град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
6 8	КА	1.522	.000	.000	1.522	1.522	1.522
	Град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
1 2	КА	.507	.000	.000	.507	.507	.507
	Град	(.00)	(.00)	(.00)	(.00)	(-120.00)	(120.00)
2 3	КА	.577	.000	.000	.577	.577	.577
	Град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
Струм КЗ	КА	5.790	.000	.000	5.790	5.790	5.790
	Град	(.00)	(.00)	(.00)	(.00)	(-120.00)	(120.00)

Опір відносно точки короткого замикання $Z1 = 0.0 + j0.1897$ Ом.

Таблиця 3.4 – Трифазне коротке замикання у вузлі №7

Граничні вузли	Величина	Симетричні складові			Фазні струми			
		"1"	"2"	3*"0"	"А"	"В"	"С"	
0	7	КА	2.422	.000	.000	2.422	2.422	2.422
		Град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
6	7	КА	2.054	.000	.000	2.054	2.054	2.054
		Град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
Струм кз		КА	4.476	.000	.000	4.476	4.476	4.476
		Град	(.00)	(.00)	(.00)	(.00)	(-120.00)	(120.00)

Опір відносно точки короткого замикання $Z1 = 0.0 + j0.2476$ Ом.

Обчислюємо параметри при короткому замиканні у вузлі № 2. Обчислимо періодичні складові струму короткого замикання для схеми, які зазначені у 3.1.

Обчислюємо струм системи [16]:

$$I_{n0S} = 2 \cdot I_{12} \cdot I_{BH} = 2 \cdot 1,542 \cdot 1,121 = 3,457 \text{ кА.} \quad (3.13)$$

Обчислюємо струм генерації:

$$I_{n0G} = (I_{23} + I_{24} + I_{25} + I_{26}) \cdot I_{BH} = (1,425 + 1,425 + 1,425 + 1,834) \cdot 1,121 = 6,848 \text{ кА.} \quad (3.14)$$

Обчислюємо періодичну складову струму короткого замикання:

$$I_{n0} = I_{n0C} + I_{n0G} = 3,457 + 6,848 = 10,305 \text{ кА.} \quad (3.15)$$

Для кожної із гілок знаходимо еквівалентні постійні часу згасання аперіодичної складової T_{aS} , T_{aG} та ударні коефіцієнти часу k_{yS} , k_{yG} . Вибираємо такі значення цих величин: $T_{aS} = 0,07$, $T_{aG} = 0,32$, $k_{yS} = 1,72$, $k_{yG} = 1,977$.

Обчислюємо ударний струм короткого замикання за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0}, \quad (3.16)$$

де T_a – постійна згасання аперіодичної складової; I_{n0} – періодичний струм короткого замикання.

Обчислюємо ударний струм гілки системи:

$$i_{yS} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 3,457 = 8,409 \text{ кА.}$$

Обчислюємо ударний струм гілки генерації:

$$i_{yG} = \sqrt{2} \cdot 1,977 \cdot 6,848 = 19,15 \text{ кА.}$$

Обчислюємо повну величину ударного струму:

$$i_y = i_{yS} + i_{yG} = 8,409 + 19,15 = 27,56 \text{ кА.}$$

Обчислюємо аперіодичний струм у будь-який момент часу за формулою:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = i_{atS} + i_{atG}. \quad (3.17)$$

Обчислимо струми за формулою (3.17), час спрацьовування вимикача приймаємо 0,09 с.

Обчислюємо аперіодичний струм для системної складової:

$$i_{atS} = \sqrt{2} \cdot 3,457 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,07}} = 1,352 \text{ кА.}$$

Обчислюємо аперіодичний струм для генераторної складової:

$$i_{atG} = \sqrt{2} \cdot I_{n0G} \cdot e^{-\frac{t}{T_{aG}}} = \sqrt{2} \cdot 6,848 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,32}} = 7,31 \text{ кА.}$$

Сумарно будемо мати:

$$i_{at} = i_{atS} + i_{atG} = 1,352 + 7,31 = 8,662 \text{ кА.}$$

Обчислюємо інтеграл Джоуля для гілки системи за формулою:

$$B_K = I_{n0S}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{aS}). \quad (3.18)$$

Обчислюємо інтеграл Джоуля для гілки генерації:

$$B_K = I_{n0G}^2 \cdot \left(B_{G*} \cdot t_{відкл} + T_{aG} \cdot \left(1 - e^{-2 \cdot \frac{t_{відкл}}{T_{aG}}} \right) \right). \quad (3.19)$$

Сумарно інтеграл Джоуля буде становити [17]:

$$B_K = B_S + B_G. \quad (3.20)$$

Обчислюємо інтеграл Джоуля для гілки системи:

$$B_S = 3,457^2 \cdot (0,09 + 0,07) = 1,912.$$

Обчислюємо інтеграл Джоуля для гілки генерації:

$$B_G = 6,848^2 \cdot \left(0,85 \cdot 0,09 + 0,32 \cdot e^{-2 \cdot \frac{0,09}{0,32}} \right) = 10,04.$$

Сумарний інтеграл Джоуля становить:

$$B_K = 1,912 + 10,04 = 11,95.$$

Обчислюємо параметри при короткому замиканні у вузлі № 3. Обчислимо періодичні складові струму короткого замикання для схеми, які зазначені у таблиці 3.2.

Обчислюємо струм системи за формуло:

$$I_{n0S} = I_{23} \cdot I_{BI} = 2,315 \cdot 1,121 = 2,595 \text{ кА.} \quad (3.21)$$

Обчислюємо струм генерації:

$$I_{n0G} = I_{0,3} \cdot I_{BI} = 2,422 \cdot 28,87 = 69,92 \text{ кА.} \quad (3.22)$$

Обчислюємо періодичну складову струму короткого замикання:

$$I_{n0} = 2,592 + 69,92 = 72,51 \text{ кА.} \quad (3.23)$$

Значення постійних величин вибираємо такими: $T_{aS} = 0,147$, $T_{aG} = 0,368$, $k_{yS} = 1,9$, $k_{yG} = 1,975$.

Обчислюємо ударний струм гілки системи:

$$i_{yS} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 2,595 = 6,973 \text{ кА.}$$

Обчислюємо ударний струм гілки генерації:

$$i_{yG} = \sqrt{2} \cdot 1,975 \cdot 69,92 = 195,3 \text{ кА.}$$

Обчислюємо повну величину ударного струму:

$$i_y = 6,973 + 195,3 = 202,3 \text{ кА.}$$

Обчислюємо значення аперіодичних струмів для системної складової:

$$i_{atS} = \sqrt{2} \cdot 2,595 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,147}} = 1,99 \text{ кА.}$$

Обчислюємо значення аперіодичних струмів для генераторної складової:

$$i_{atG} = \sqrt{2} \cdot 69,92 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,368}} = 77,43 \text{ кА.}$$

Сумарно будемо мати:

$$i_{at} = 1,99 + 77,43 = 79,42 \text{ кА.}$$

Обчислюємо інтеграл Джоуля для гілки системи:

$$B_S = 2,595^2 \cdot (0,09 + 0,147) = 1,596.$$

Обчислюємо інтеграл Джоуля для гілки генерації:

$$B_G = 69,92^2 \cdot \left(0,85 \cdot 0,09 + 0,368^{-2 \cdot \frac{0,09}{0,368}} \right) = 1070,0 .$$

Сумарно будемо мати:

$$B_K = 1,596 + 1070 = 1071,6 .$$

Обчислюємо параметри при короткому замиканні у вузлі №6. Обчислимо періодичні складові струму короткого замикання для схеми, які значенні у таблиці 3.3.

Обчислюємо струм системи:

$$I_{n0S} = 1,014 \cdot 2,51 = 2,545 \text{ кА}.$$

Обчислюємо струм генерації:

$$I_{n0G} = (2 \cdot 1,522 + 1,732) \cdot 2,51 = 11,99 \text{ кА}.$$

Обчислюємо періодичну складову струму короткого замикання:

$$I_{n0} = 2,545 + 11,99 = 14,53 \text{ кА}.$$

Значення постійних величин вибираємо такими: $T_{aS} = 0,147$, $T_{aG} = 0,32$, $k_{yS} = 1,9$, $k_{yG} = 1,997$ [18].

Обчислюємо ударний струм гілки системи:

$$i_{yS} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 2,545 = 6,838 \text{ кА}.$$

Обчислюємо ударний струм гілки генерації:

$$i_{yG} = \sqrt{2} \cdot 1,997 \cdot 11,99 = 33,86 \text{ кА}.$$

Обчислюємо повну величину ударного струму:

$$i_y = 6,838 + 33,86 = 40,7 \text{ кА}.$$

Обчислюємо аперіодичні струми для системної складової:

$$i_{atS} = \sqrt{2} \cdot 2,545 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,147}} = 1,951 \text{ кА}.$$

Для генераторної складової будемо мати:

$$i_{atG} = \sqrt{2} \cdot 11,99 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,32}} = 12,8 \text{ кА}.$$

Сумарно будемо мати:

$$i_{at} = 1,951 + 12,8 = 14,75 \text{ кА.}$$

Обчислюємо інтеграл Джоуля для гілки системи:

$$B_s = 2,545^2 \cdot (0,09 + 0,147) = 1,535.$$

Обчислюємо інтеграл Джоуля для гілки генерації:

$$B_G = 11,99^2 \cdot \left(0,85 \cdot 0,09 + 0,32^{-2 \cdot \frac{0,09}{0,32}} \right) = 30,79.$$

Сумарно будемо мати:

$$B_K = 1,535 + 30,79 = 32,32.$$

Обчислимо параметри при короткому замиканні у вузлі № 7. Обчислимо періодичні складові струму короткого замикання для схеми, які зазначені у таблиці 3.4.

Обчислюємо струм системи:

$$I_{n0S} = I_{67} \cdot I_{БIII} = 2,054 \cdot 2,51 = 5,156 \text{ кА.}$$

Обчислюємо струм генерації:

$$I_{n0G} = I_{0,7} \cdot I_{БI} = 2,422 \cdot 28,87 = 69,92 \text{ кА.}$$

Обчислюємо періодичну складову струму короткого замикання:

$$I_{n0} = 5,156 + 69,92 = 75,08 \text{ кА.}$$

Значення постійних величин вибираємо такими: $T_{aS} = 0,147$, $T_{aG} = 0,368$, $k_{yS} = 1,9$, $k_{yG} = 1,975$.

Обчислюємо ударний струм гілки системи:

$$i_{yS} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 5,156 = 13,85 \text{ кА.}$$

Обчислюємо ударний струм гілки генерації:

$$i_{yG} = \sqrt{2} \cdot 1,975 \cdot 69,92 = 195,3 \text{ кА.}$$

Обчислюємо повну величину ударного струму:

$$i_y = 13,85 + 195,3 = 209,1 \text{ кА.}$$

Обчислюємо аперіодичні струми для системної складової:

$$i_{atS} = 2 \cdot 5,156 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,147}} = 3,953 \text{ кА.}$$

Обчислюємо аперіодичні струми для генераторної складової:

$$i_{atG} = 2 \cdot 69,92 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,368}} = 77,43 \text{ кА.}$$

Сумарно будемо мати:

$$i_{at} = 3,953 + 77,43 = 81,38 \text{ кА.}$$

Обчислюємо інтеграл Джоуля для гілки системи:

$$B_S = 5,156^2 \cdot (0,09 + 0,147) = 6,3.$$

Обчислюємо інтеграл Джоуля для гілки генерації:

$$B_G = 69,92^2 \cdot \left(0,85 \cdot 0,09 + 0,368^{-2 \cdot \frac{0,09}{0,368}} \right) = 1070,0.$$

Сумарно будемо мати:

$$B_K = 6,3 + 1070 = 1076,3.$$

Результати обчислень заносимо до таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати обчислень струмів КЗ

Точка КЗ	$I_{п0}$, кА	I_{at} , кА	i_{y0} , кА	B_K , кА
К2	10,3	8,662	27,56	11,95
К3	72,51	79,42	202,3	1072
К6	14,53	14,75	40,7	32,32
К7	75,08	81,38	209,1	1076

4 ВИБІР ОСНОВНОЇ АПАРАТУРИ

4.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Здійснимо вибір вимикачів за такими параметрами.

1. Перевірка за тривалим струмом [19]:

$$I_{ном} \geq I_{ном.розч}, \quad (4.1)$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм вимикача; $I_{ном.розч}$ – номінальний струм нормального режиму.

2. Перевірка за напругою установки:

$$U_{ном} \geq U_{с.ном}, \quad (4.2)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга вимикача; $U_{с.ном}$ – номінальна напруга мережі, у якій встановлюється вимикач.

3. Перевірка на симетричний струм відмикання за умовою:

$$I_{відк.ном} \geq I_{nt}, \quad (4.3)$$

де $I_{відк.ном}$ – номінальний струм відмикання.

4. Перевірка можливості відмикання аперіодичної складової струму КЗ.

Номінальне значення аперіодичної складової струму відмикання:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{відк.ном}}{100}, \quad (4.4)$$

де $\beta_{ном}$ – нормований процентний вміст аперіодичної складової у струмі відмикання, ($\beta_{ном} = 47\%$); $I_{відк.ном}$ – номінальний струм відмикання.

Має виконуватись умова:

$$i_{a.ном} \geq i_{at}, \quad (4.5)$$

5. За вмикальною здатністю перевірка здійснюється за умовою:

$$I_{вкл.ном} \geq I_{п0}, \quad (4.6)$$

де $I_{вкл.ном}$ – початкове значення періодичного номінального струму вмикання.

6. Перевірка на електродинамічну стійкість за граничними наскрізними струмами КЗ [20]:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}, \quad (4.7)$$

де $i_{пр.скв}$ – найбільше миттєве значення граничного наскрізного струму.

7. На термічну стійкість вимикач перевіряється тепловим імпульсом струму КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (4.8)$$

де $I_{тер}$ – струм термічної стійкості; $t_{тер}$ – тривалість протікання струму термічної стійкості; B_k – інтеграл Джоуля із межами інтегрування.

За цими пунктами здійснимо вибір відповідних вимикачів.

Для ВРП 500 кВ із каталогу [21] приймаємо колонковий вимикач Alstom GL-317, результати перевірок у таблиці нижче.

Таблиця 4.1 – Розрахункові та каталожні дані вимикача Alstom GL-317

Умови вибору	Розрахункові дані	Параметри вимикача Alstom GL-317
$I_{ном} \geq I_{ном.розч}$	1,196 кА	4,0 кА
$U_{ном} \geq U_{с.ном}$	500 кВ	500 кВ
$I_{відк.ном} \geq I_{nt}$	18,962 кА	50 кА
$i_{а.ном} \geq i_{at}$	8,662 кА	33,235 кА
$I_{вкл.ном} \geq I_{n0}$	10,3 кА	50 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	28,56 кА	100 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	11,95 кА ² с	112500 кА ² с

Для ВРП 220 кВ приймаємо колонковий вимикач Alstom GL-314.

Таблиця 4.2 – Розрахункові та каталожні дані вимикача Alstom GL-314

Умови вибору	Розрахункові дані	Параметри вимикача Alstom GL-314
$I_{ном} \geq I_{ном.розч}$	1,181 кА	4,0 кА
$U_{ном} \geq U_{с.ном}$	220 кВ	220 кВ
$I_{відк.ном} \geq I_{nt}$	29,28 кА	50 кА
$i_{а.ном} \geq i_{at}$	14,75 кА	33,235 кА
$I_{вкл.ном} \geq I_{n0}$	14,53 кА	50 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	40,7 кА	100 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	32,32 кА ² с	100000 кА ² с

У якості генераторного вимикача прийемо генераторний розподільний пристрій НЕС 7В/8В із каталогів фірми АВВ [21], до якого входить й роз'єднувач.

Таблиця 4.3 – Розрахункові та каталожні дані вимикача НЕС 7В/8В

Умови вибору	Розрахункові дані	Параметри вимикача НЕС 7В/8В
$I_{ном} \geq I_{ном.розч}$	10,85 кА	25 кА
$U_{ном} \geq U_{с.ном}$	20 кВ	27,5 кВ
$I_{відк.ном} \geq I_{nt}$	156,46 кА	190 кА
$i_{а.ном} \geq i_{at}$	81,38 кА	126,293 кА
$I_{вкл.ном} \geq I_{n0}$	75,08 кА	190 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	209,1 кА	490 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	1076 кА ² с	108300 кА ² с

Вибір роз'єднувачів здійснимо із каталогу [21] в табличній формі, де використовуються самі параметри мережі, аналогічно до вибору вимикачів. Порівняно із вимикачами перевірка на електродинамічну стійкість спрощена, оскільки використовується лише амплітудне значення струму електродинамічної стійкості.

Для ВРП 500 кВ приймаємо роз'єднувач Alstom S2-DA .

Таблиця 4.4 – Розрахункові та каталожні дані

Умови вибору	Розрахункові дані	Параметри роз'єднувача Alstom S2-DA
$I_{ном} \geq I_{ном.розч}$	1,196 кА	4,0 кА
$U_{ном} \geq U_{с.ном}$	500 кВ	500 кВ

Для ВРП 220 кВ приймаємо роз'єднувач Alstom S2-DA .

Таблиця 4.5 – Розрахункові та каталожні дані Alstom S2-DA

Умови вибору	Розрахункові дані	Параметри вимикача Alstom S2-DA 245
$I_{ном} \geq I_{ном.розч}$	1,181 кА	4,0 кА
$U_{ном} \geq U_{с.ном}$	220 кВ	220 кВ

4.2 Вибір струмопровідних частин

Основне електричне обладнання електростанцій з'єднуються між собою провідниками різного типу, які утворюють струмоведучі частини електричної установки. В розподільчих пристроях 35 кВ та вище застосовуються гнучкі шини, які виконуються проводами АС.

Гнучкі струмопроводи підлягають перевірці за кількома параметрами.

1. Перевірка з економічної щільності струму:

$$q_c = \frac{I_{ном}}{J_c}, \quad (4.9)$$

де $I_{ном}$ – струм термічної стійкості; J_c – тривалість протікання струму термічної стійкості.

2. Перевірка перерізу на нагрівання (за допустимим струмом):

$$I_{max} \leq I_{дон}, \quad (4.10)$$

де I_{max} – максимальний робочий струм; $I_{дон}$ – допустимий струм за умовою нагрівання.

3. Перевірка за умовами коронування:

$$E_{\max} \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (4.11)$$

де $E_{\max}$ – максимально допустима напруженість електромагнітного поля; E_0 – початкова напруженість коронного розряду біля дроту.

Початкова напруженість коронного розряду обчислюється за формулою:

$$E_0 = 23,3 \cdot m \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,65}{(\delta \cdot r_0)^{0,38}} \right). \quad (4.12)$$

Максимальна напруженість поля біля дроту:

$$E = k \cdot \frac{0,345 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{екв}}}. \quad (4.13)$$

Тут такі величини визначаються за формулами:

$$k = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a}, \quad (4.14)$$

Еквівалентний радіус розщепленого дроту:

$$r_e = \sqrt{r_0 \cdot a}, \quad (4.15)$$

Перевіримо на коронування провід АС-300/66 для ВРП 500 кВ.

1. Перевірка економічної щільності струму:

$$q_e = \frac{1196}{1,3} = 920.$$

2. Перевірка перерізу на нагрівання:

$$653,8 \leq 960.$$

3. Перевірка за умовами корони.

Початкова напруженість коронного розряду:

$$E_0 = 23,3 \cdot 0,82 \cdot 1 \cdot \left(1 + \frac{0,65}{(1 \cdot 0,39)^{0,38}} \right) = 26,51.$$

Коефіцієнт k :

$$k = 1 + 2 \cdot \frac{3,9}{40} = 1,1.$$

Еквівалентний радіус розщепленого дроту:

$$r_c = \sqrt{3,9 \cdot 40} = 12,5 \text{ см.}$$

Максимальна напруженість поля біля дроту:

$$E = 1,1 \cdot \frac{0,345 \cdot 500}{2 \cdot 3,9 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 756}{12,5}} = 5,67.$$

Остаточна перевірка

$$5,67 \leq 23,86 \text{ кВ/см}$$

Приймаємо 2хАС-300/66.

Перевіримо на коронування провід АС-300/66 на ВРП 220 кВ.

1. Перевірка з економічної щільності струму:

$$q_c = \frac{1181}{1,3} = 908,4.$$

2. Перевірка перерізу на нагрівання (за допустимим струмом):

$$653,8 \leq 960.$$

3. Перевірка за умовами корони.

Початкова напруженість коронного розряду:

$$E_0 = 23,3 \cdot 0,82 \cdot 1 \cdot \left(1 + \frac{0,65}{(1 \cdot 0,39)^{0,38}} \right) = 26,51.$$

Коефіцієнт k :

$$k = 1 + 2 \cdot \frac{3,9}{40} = 1,1.$$

Еквівалентний радіус розщепленого дроту:

$$r_c = \sqrt{3,9 \cdot 40} = 12,5 \text{ см.}$$

Максимальна напруженість поля біля дроту:

$$E = 1,1 \cdot \frac{0,345 \cdot 250}{2 \cdot 3,9 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 756}{12,5}} = 2,49 \text{ кВ.}$$

Остаточна перевірка:

$$2,49 \leq 23,86 \text{ кВ/см.}$$

Приймаємо 2х АС-300/66.

Для з'єднання виводів генератора із підвищувальним силовим трансформатором застосовуються комплектні пофазно-екрановані струмопроводи. Приймаємо ТЕКНЕ-20-12500, результати вибору представлено у таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Розрахункові та каталожні дані ТЕКНЕ-20-12500

Умова вибору	Параметри	Розрахункова величина
$I_{роб.макс} \leq I_{ном}$	12500 А	10850 А
$U_{уст} \leq U_{ном}$	20 кВ	20 кВ
$i_{уд} \leq I_{м.дин}$	400,0 кА	126,293 кА

4.3 Вибір вимірювальних трансформаторів

Трансформатори призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації приладом вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації та управління електричними контурами змінного струму частотою 50 Гц. Зовнішня ізоляція трансформаторів – порцелянова шина. Головна внутрішня ізоляція паперово-масляна конденсаторного типу розташована на вторинній обмотці римоподібної форми.

Умови вибору трансформаторів:

1. Напруга установки не може бути більшою за номінальну [20]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} . \quad (4.16)$$

2. Робочий максимальний струм повинен бути якомога ближче до робочого струму установки:

$$I_{роб.макс} \leq I_{ном} . \quad (4.17)$$

3. Перевірка на термічну стійкість:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k . \quad (4.18)$$

Електродинамічна стійкість трансформаторів струму визначається стійкістю самих пристроїв, тому такі трансформатори за цією умовою не перевіряються.

Вибираємо трансформатор струму типу Alstom OSKF 550. Результати перевірки вибору трансформаторів струму представлено у таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора Alstom OSKF 550

Умова вибору	Каталожні дані ТС	Розрахункова величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	500 кВ	500 кВ
$I_{ном} \geq I_{роб.макс}$	1500 А	1196 А
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \text{кА}^2\text{с}$	70 кА ² с	11,95 кА ² с

Остаточного приймаємо трансформатор Alstom OSKF 550.

Виберемо трансформатор струму для РП 220 кВ. Вибираємо трансформатор струму типу Alstom OSKF 245. У таблиці 4.8 представлено результати перевірки правильності вибору трансформатора струму.

Таблиця 4.8 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора Alstom OSKF 245

Умова вибору	Каталожні дані ТС	Розрахункова величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$I_{ном} \geq I_{роб.макс}$	1500 А	1181 А
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	50 кА ² с	32,32 кА ² с

Остаточного приймаємо Alstom OSKF 245.

Трансформатори напруги вибираються за такими умовами:

1. За напругою установки [18]:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (4.19)$$

2. За величиною навантаження:

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}, \quad (4.20)$$

де $S_{ном}$ – номінальна потужність у вибраному класі точності; $S_{2\Sigma}$ – навантаження усіх вторинних контурів, які приєднані до трансформатора напруги.

Навантаження обчислюється за формулою:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2}, \quad (4.21)$$

де $P_{2\Sigma}$, $Q_{2\Sigma}$ – відповідно сумарні активна та реактивна потужності.

Для РП 500 кВ та РП 220 кВ комплекти вимірювальної апаратури будуть однакові, відтак навантаження теж будуть рівні.

Таблиця 4.9 – Вторинне навантаження трансформаторів напруги

Пристрій	Тип	$S_{обм}$, ВА	К-сть обмоток	$\cos \varphi$, в.о	P , Вт	Q , Вар
Вольтметр	Е-377	2	1	1	2	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	3	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	3	-
Лічильник реактивної енергії	СЕТ3	4	2	1	8	-
Лічильник активної енергії	СЕТ3	2	2	1	4	-
Частотомір	Е-372	3	1	1	3	-
Разом					23	

Обчислюємо вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{23^2 + 0^2} = 23 \text{ ВА}$$

Для РП 500 кВ приймемо трансформатор напруги НАМІ-500УХЛ1.

Таблиця 4.10 – Розрахункові та каталожні дані НАМІ-500УХЛ1

Умова вибору	Каталожні дані ТН	Розрахункова величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	500 кВ	500 кВ
$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$	100 ВА	23 ВА

Для РП 220 кВ приймемо трансформатор напруги НАМІ-220УХЛ1.

Таблиця 4.11 – Розрахункові та каталожні дані НАМІ-220УХЛ1

Умова вибору	Каталожні дані ТН	Розрахункова величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$	400 ВА	23 ВА

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

5.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій

Розробка та вживання ефективних заходів запобігання аварійним і трамонебезпечних ситуаціям можливі лише при завчасному виявленні тих небезпек, з яких починаються процеси їх формування. Оскільки небезпечні умови не завжди завчасно можна виявити, а для вивчення небезпечних дій іноді потрібно багато часу, щоб зібрати статистичний матеріал, то і методи виявлення цих небезпек повинні бути відповідно диференційовані [22].

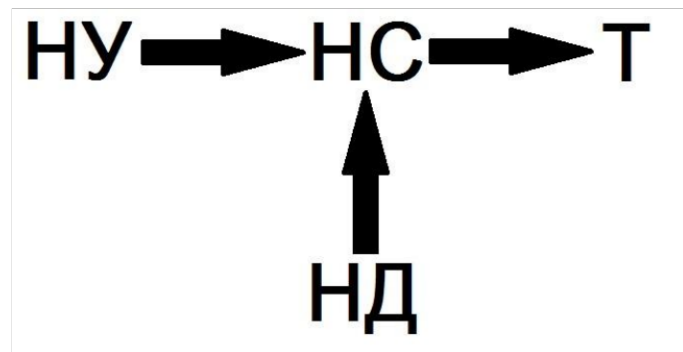


Рисунок 5.1 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при проведенні ремонту устаткування підстанції: НУ – небезпечна умова (не викнено живлення); НД – небезпечна дія (нехтування правилами ТБ); НС – небезпечна ситуація (ураження струмом); Т – травма.

На рисунку 5.1 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при проведенні ремонту устаткування підстанції. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основним заходом запобігання небезпечної ситуації є проведення додаткових інструктажів із техніки безпеки.

На рисунку 5.2 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при виконанні робіт на свердлильному верстаті. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основними заходами запобігання небезпечної ситуації є організація постійного контролю за станом свердлильного верстату та розробка пристрою, який блокує кнопку «пуск» при небезпечному розмірі зазору.

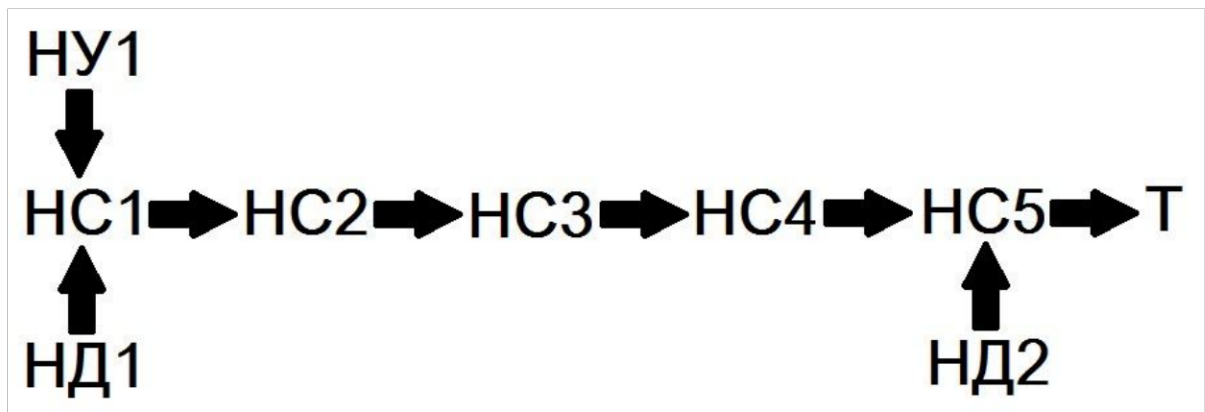


Рисунок 5.2 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при виконанні робіт на свердлильному верстаті: НУ1 – небезпечна умова (зазор між підручником та свердлом перевищує допустимий); НД1 – небезпечна дія (при свердлінні робітник неправильно тримає деталь); НД2 – небезпечна дія (робітник знаходиться у небезпечній зоні); НС1 – небезпечна ситуація (захоплення деталі свердлом); НС2 – затягування; НС3 – заклинення; НС4 – заклинення; НС5 – викидання осколків; Т – травма.

5.2 Правила техніки безпеки при виконанні технологічних процесів

Загальні вимоги. При експлуатації установок необхідно керуватися «Правилам технічної експлуатації електроустановок споживачів і правил технічної безпеки при експлуатації електроустановок споживачів. Обслуговуючий персонал станції повинен бути ознайомлений з інструкцією по експлуатації обладнання. Електропроводка повинна знаходитись на висоті не менше 2,5 м від підлоги.

Вимоги безпеки перед початком роботи. Одягнути спецодяг і засоби індивідуального захисту. Осіб, які не досягають 18 років не допускати до обслуговування електрообладнання. Електромонтеру приступати до роботи лише після проведення інструктажу з техніки безпеки. Впевнитись у справності засобів автоматизації.

Вимоги техніки безпеки під час роботи. Під час роботи на переносних електроустановках повинно бути встановлено тимчасове заземлення. Забороняється допускати сторонніх осіб до робочого місця. При роботі з електрообладнанням яке знаходиться під напругою необхідно працювати на ізоляційному килимку.

Вимоги техніки безпеки після закінчення роботи. Прибрати робоче місце. Вимкнути електрообладнання. Спецодяг повісити в спеціально відведених місцях. При порушенні вимог даної інструкції з техніки безпеки робітники несуть відповідальність згідно з важкістю наслідків і заподіяної ним шкоди. Порушення інструкції розглядається як невикористання правил внутрішнього трудового розпорядку.

Протипожежні заходи. Приміщення в яких розміщене електрообладнання мають відповідати всім діючим правилам пожежної безпеки для підприємств. Оснащеність протипожежним інвентарем повинна відповідати «Типовим правилам протипожежної безпеки для підприємств». Особам, які працюють на забороняється застосовувати джерела відкритого вогню. Експлуатаційні заходи передбачають такі режими експлуатації машин і обладнання в результаті яких повністю виключається можливість виникнення іскор, полум'я при роботі машин. До технічних належать заходи, що стосується правильного монтажу та експлуатації електрообладнання. До заходів режимного характеру відносяться заборона куріння, запалювання вогню, сірників, правильне зберігання та контроль за зберіганням запасів вугілля, торфу та інших матеріалів. Тактико-профілактичні заходи передбачають швидку дію пожежних команд, своєчасне встановлення первинних засобів вогнегасіння, а також підтримка в справному стані водопровідної системи [23].

5.3 Розрахунок блискавкозахисту розподільчих пристроїв 500 кВ

Захист обладнання ВРП від прямих ударів блискавки забезпечується стрижневими блискавковідводами, які встановлені на лінійних та трансформаторних порталах. Блискавковідводи виконуються у вигляді металевих стрижнів блискавкоприймачів, які піднімаються над об'єктами, які захищаються, з'єднаних із заземлювачем.

Відповідно до [12], електричні станції та підстанції відносяться до спеціальних об'єктів та ймовірність захисту цих об'єктів має бути не менше

0,995. З викресленого плану ВРП 500 кВ із розрізами по основних комірках виявляємо об'єкти, що найбільш піднімаються на ВРП, які вимагають захисту від прямих ударів блискавки. Це гнучкі шини висотою $h_x = 23$ м. Орієнтовно вибираємо місця встановлення блискавковідводів на порталах, як показано нижче.

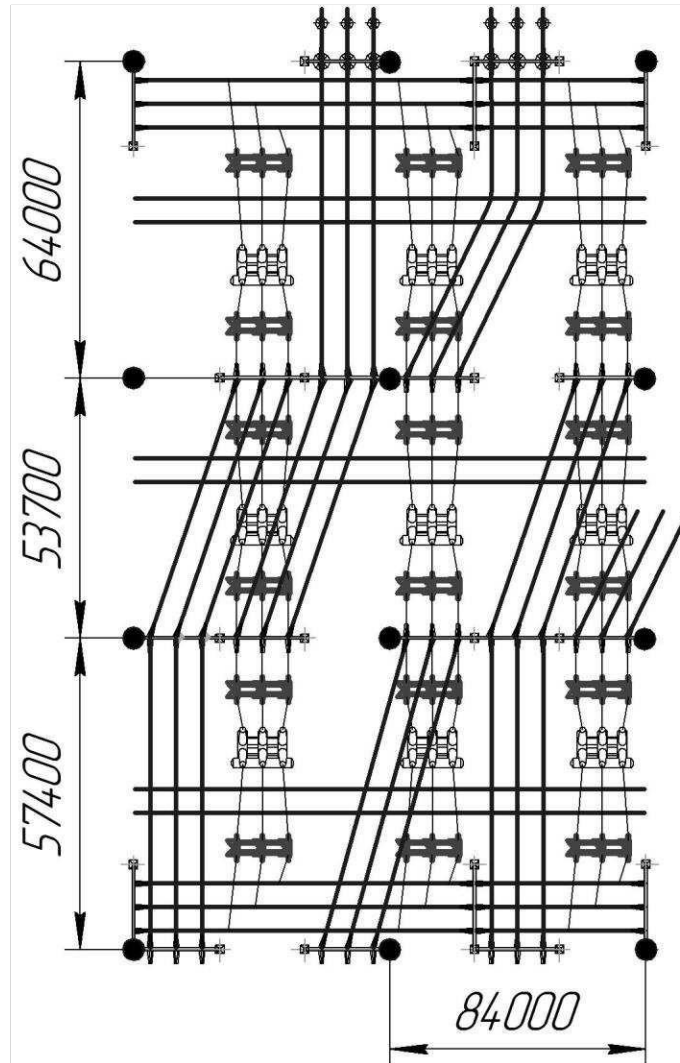


Рисунок 5.3 – План ділянки ВРП

Вибираємо найбільший прямокутник, утворений точками установки блискавковідводів. Розрахуємо діагональ прямокутника, м:

$$L = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}, \quad (5.1)$$

де a_1 , a_2 – ширина між блискавковідводами.

Найбільший прямокутник на плані – зі сторонами 64 м і 84 м:

$$\sqrt{64^2 + 84^2} = 105,6 \text{ м.}$$

Визначаємо граничну висоту блискавковідводу h , яка забезпечує відсутність провалу у зоні захисту двох стрижневих блискавковідводів на відстані між ними L , отриманому раніше, при ймовірності захисту $P_s = 0,995$.

$$h = 120 - \sqrt{14400 - L / 0,0107} . \quad (5.2)$$

$$h = 120 - \sqrt{14400 - 105,6 / 0,0107} = 52,68 \text{ м.}$$

Прийmemo висоту блискавковідведення $h = 53$ м.

$$r = (0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30)) \cdot h ; \quad (5.3)$$

$$r = (0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (53 - 30)) \cdot 53 = 35,35 \text{ м.}$$

Прийmemo радіус захисту блискавковідводу $r = 36$ м.

5.4 Вплив електромагнітних полів на людину та інші організми

Вплив електромагнітного поля на нервову систему. Перші експериментальні дослідження з впливу електромагнітного поля на нервову систему були проведені ще в минулому столітті. В монографіях професора Холодова Ю. А. опубліковані результати його багаторічних досліджень із проблеми впливу електромагнітних та магнітних полів на центральну нервову систему. Було встановлено наявність прямої дії електромагнітного поля на мозок, мембрани нейронів, пам'ять, умовно-рефлекторну діяльність. В модельних експериментах показана можливість впливу слабких електромагнітних полів на процеси синтезу в нервових клітинах. Отримані чіткі зміни імпульсації коркових нейронів, що приводять до порушення інформації, що передається у більш складні структури мозку. Крутиковим Р. І. виявлено, що при впливі електромагнітного поля у надвисокочастотному діапазоні може розвинути порушення короткочасної пам'яті [24].

Вплив електромагнітного випромінювання на імунну систему. Нині накопичено достатньо даних, які вказують на те, що при впливі електромагнітного поля порушуються процеси імуногенезу. Встановлено, що під впливом електромагнітного поля змінюється характер інфекційного процесу, виникають порушення білкового обміну, спостерігається зниження вмісту аль-

бумінів і підвищення гамма-глобулінів в крові. Крім того, електромагнітне поле може виступати в якості алергену або пускового фактора, викликаючи важкі реакції у хворих алергіків при контакті з електромагнітним полем.

Вплив електромагнітного поля на статеву систему. Під впливом електромагнітного випромінювання знижується функція сперматогенезу, змінюється менструальний цикл, уповільнюється ембріональний розвиток, виникають вроджені вади у новонароджених дітей і зменшення лактації у годуючих мам.

Вплив слабких електромагнітних полів на живі організми. Слабкі електромагнітні поля при інтенсивності меншого порогу теплового ефекту також впливають на зміни в живій тканині. Дослідження біологічних впливів мобільного телефону, комп'ютерного блока та інших електронних засобів проведені у ряді наукових центрів.

Результати проведених досліджень з оцінки впливу мобільного телефону, комп'ютера та інших сучасних радіоелектронних засобів на різні організми як в робочому, так і у вимкненому стані виявились невідповідними і показали вкрай негативний їх вплив на стан біологічних об'єктів, що проявилось:

- у зменшенні рухомої активності та виживаності мікроорганізмів;
- у збільшенні смертності мікроорганізмів;
- у порушенні ембріонального і личиночного розвитку;
- у зниженні біохімічних реакцій, порушенні метаболізму;
- у зниженні енергетичного потенціалу в усіх життєво важливих системах організму.

ВИСНОВКИ

У результаті виконання кваліфікаційної роботи було здійснено повний цикл розроблення електричної частини електростанції потужністю 1600 МВт. Отримані у роботі результати можна узагальнити такими висновками:

1. Здійснено обчислення навантажень, визначено перетоки потужності та обґрунтовано вибір трансформаторного обладнання, яке забезпечує надійність роботи системи за різних режимів.

2. Проаналізовано декілька варіантів структурної побудови електростанції, із яких на основі техніко-економічного порівняння обрано оптимальний варіант із урахуванням критерію надійності, резервування та вартості реалізації.

3. Обчислено електричні режими роботи системи, зокрема струми короткого замикання, періодичні та аперіодичні складові, ударні струми, а також інтеграли Джоуля, що дало змогу оцінити стійкість та працездатність обладнання у аварійних ситуаціях.

4. Виконано вибір апаратури – трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів, струмопровідних частин – відповідно до технічних характеристик та умов експлуатації, з дотриманням вимог електродинамічної та термічної стійкості.

5. Окремо увагу приділено питанням охорони праці, визначено основні небезпеки, що можуть виникати при експлуатації електростанції, та запропоновано заходи щодо їх усунення або зменшення ризиків.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник. Вінниця: Нова Книга, 2011. 656 с.
2. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства. Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.
3. Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П. Г. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. Кіровоград: КНТУ, 2015. 287 с.
4. Денисюк С. П., Радиш І. П., Кабацій В. М., Дерев'янко Д. Г. Основи електротехніки та електропостачання. Київ: Кондор, 2012. 216 с.
5. Бабаєв М. М., Блиндюк В. С., Супрун О. Д. Проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДУЗТ, 2019. 291 с.
6. Орлович А. Ю., Плешков П. Г., Козловський О. А. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання: навч. посіб. Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. 272 с.
7. Кулик В. В., Тептя В. В., Бурикін О. Б., Сікорська О. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
8. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
9. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
10. Бандурка О. М., Ковальов Є. В., Садиков М. А., Маковоз О. С. Економіка підприємства. Харків: ХНУВС. 2017. 192 с.
11. Василега П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.

12. Лушкін В. А., Абраменко І. Г., Барбашов І. В., Черкашина В. В., Шутенко О. В. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навчальний посібник. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2013. 193 с.
13. Малинівський С. М. Загальна електротехніка: навчальний посібник. Львів: В-во Нац. у-ту «Львів. політех.», 2001. 596 с.
14. Казанський С. В., Матеєнко Ю. П., Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник. Київ: Вид-во «Політехніка», 2017. 456 с.
15. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України, 2017.
16. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 308 с.
17. Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем: навч. посіб. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 102 с.
18. Козярський Д. П., Майструк Е. В., Козярський І. П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.
19. Махлін П. В., Костенко С. Ю., Кузьменко О. П. Інтелектуальні пристрої релейного захисту та автоматики: навч. посібник. Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2020. 256 с.
20. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах. Київ: Вища шк., 2006. 367 с.
21. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. Львів: В-во НУ«ЛП», 2013. 533 с.
22. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці. Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
23. Бондаренко В. О., Ганус О. І., Старков К. О., Шевченко С. Ю. Охорона праці в електроенергетиці: навчальний посібник. Харків: Вид-во «Підручник НТУ «ХПІ», 2014. 286 с.
24. Лук'янова Л. Основи екології: навч. посіб. Київ: Вища шк., 2000. 327 с.