

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки та електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

бакалавра

на тему

ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ВУЗЛАМИ

НАВАНТАЖЕННЯ 59МВт, 65МВт, 54МВт

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 4 курсу, групи ДЕА-Е21+Е22пр
Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/Андрій ВЯЛЬКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/Павло БУДАНОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/Олег КОНДРАТЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2025 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»

Кафедра Електротехніки та електроенергетики

Рівень вищої освіти бакалавр

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електричні станції, системи та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ А.М. Чернюк
підпис ініціали, прізвище

“ _____ ” _____ 2025 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ (ПРОЄКТ)

Вяльку Андрію Сергійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові студента)

1. Тема роботи Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 59МВт, 65МВт, 54МВт

керівник роботи Буданов Павло Феофанович, к.т.н., доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від “11” квітня 2025 року № 4801-5/925

2. Строк подання студентом роботи 19.06.2025

3. Перелік питань, які потрібно розробити

РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ; РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО
ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ; РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

4. План роботи

№ з/п	Назви етапів роботи
1	Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району
2	Складання варіантів схеми мережі
3	Визначення відстаней ділень мережі
4	Визначення номінальної напруги мережі
5	Визначення зарядної реактивної потужності ділень мережі
6	Вибір схем підстанцій споживачів
7	Вибір пристроїв що компенсують та силових трансформаторів підстанцій
8	Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони
9	Розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі
10	Вибір проводів ділень мережі
11	Розрахунок втрат мережі
12	Техніко-економічне порівняння варіантів мережі
13	Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі
14	Наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному режимі
15	Наближене та точне поточкорозподілення мережі у післяаварійному режимі
16	Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

5. Дата видачі завдання 11.04.2025

Студент

підпис

А. С. Вялько

ініціали, прізвище

Керівник роботи

підпис

П. Ф. Буданов

ініціали, прізвище

ЗМІСТ

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ.....	
ВСТУП.....	
1. Розрахунок варіантів схеми мереж.....	
1.1 Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району.....	
1.2 Складання варіантів схеми мережі.....	
1.3 Визначення відстаней діляниць мережі	
1.4 Визначення номінальної напруги мережі	
1.5 Визначення зарядної реактивної потужності діляниць мережі.....	
1.6 Вибір схем підстанцій споживачів	
1.7 Вибір пристроїв що компенсують та силових трансформаторів підстанцій.....	
1.8 Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони	
1.9 Розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі.....	
1.10 Вибір проводів діляниць мережі	
1.11 Розрахунок втрат мережі.....	
1.12 Техніко-економічне порівняння варіантів мережі.....	
2. Розрахунок оптимального варіанту схеми мережі.....	
2.1 Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі.....	
2.2 Наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному режимі.....	
2.3 Наближене та точне поточкорозподілення мережі у післяаварійному режимі.....	
2.4 Визначення рівнів напруги у вузлах мережі.....	

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ																				
					Проектування електричної мережі з вузла-ми навантаження 59МВт, 65МВт, 54МВт																				
												Лім.			Маса		Масштаб								
															1		1 : 1								
												Арк.			Аркушів										
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Пояснювальна записка																				
Розроб.	Вялько											ДЕА-Е21+Е22пр													
Перевір.	Буданов																								
Т. Контр.																									
Реценз.																									
Н. Контр.																									
Затверд.	Чернюк																								

3.	Релейний захист.....
3.1	Особливості релейного захисту для кільцевої схеми.....
3.2	Види застосованого релейного захисту.....
3.3	Схема дій РЗ у післяаварійному режимі.....
3.4	Технічна реалізація та апаратура.....
3.5	Розрахунок струмів короткого замикання та вибір уставок РЗ
	ВИСНОВОК.....
	ЛІТЕРАТУРА.....

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ЕП	—	електроприймач
СЕП	—	система електропостачання
ТП	—	трансформаторна підстанція
КТП	—	комплектна трансформаторна підстанція
ПС	—	підстанція
ГЗП	—	головна знижувальна підстанція
ПГВ	—	підстанція глибокого вводу
КРП	—	компенсація реактивної потужності
ЯЕЕ	—	якість електричної енергії
ДЖ	—	джерело живлення
ККУ	—	комплектна конденсаторна установка
ДРП	—	джерело реактивної потужності
РП	—	реактивна потужність
КУ	—	конденсаторна установка

					<i>ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ</i>	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

ВСТУП

Енергетичний сектор є фундаментом економіки держави, а електроенергетика, зокрема, відіграє ключову роль у динамічному розвитку не лише промисловості, а й усіх сфер життєдіяльності суспільства.

Основна частка споживання електроенергії припадає на міста, де зосереджено близько 75 % загального електроспоживання. Це обумовлює суттєвий вплив структури міських схем електропостачання на формування всієї електроенергетичної системи.

Для забезпечення електроживлення міських споживачів використовуються мережі зовнішнього електропостачання, що включають:

- повітряні та кабельні лінії 220 кВ і вище, які з'єднують міську мережу з джерелами електроенергії;
- підстанції високої напруги (220 кВ і більше), від яких живляться внутрішньоміські розподільчі схеми;
- зв'язні лінії 220 кВ і більше, що забезпечують міжпідстанційні з'єднання.

Універсальність електроенергії полягає у можливості її використання в найрізноманітніших технологічних процесах, передаванні на великі відстані, а також у здатності концентрувати потужність у значних масштабах. Легка інтеграція в автоматизовані системи робить електроенергію незамінним ресурсом у сучасному виробництві.

Сучасні системи електропостачання мають відповідати комплексу вимог, серед яких:

- надійність і економічність,
- електробезпека та зручність експлуатації,
- стабільність основних параметрів — напруги та частоти,
- забезпечення належної якості електроенергії.

Крім того, система має характеризуватися швидкими темпами реалізації проекту, гнучкістю для можливості розширення без суттєвих ускладнень чи збільшення вартості. Саме тому проектування систем електропостачання є значно складнішим завданням, ніж безпосередній інженерний розрахунок.

					ET та EE 4815.004.000 ПЗ	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

1. РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ

1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району

Вихідними даними для проектування є:

- перелік споживачів;
- величини активних потужностей;
- значення коефіцієнтів активної потужності (заданого і бажаного);
- координати місця розташування підстанцій споживачів і можливих джерел живлення;
- дані про категорійність споживачів;
- кліматичні умови району що електрифікується.

У даному проекті всі споживачі є споживачами першої категорії а кліматичні умови відповідають Харківської області. Інші вихідні дані наведені у таблиці 1.1 і відповідають варіантові завдання на проектування.

Таблиця 1.1 – Вихідні данні на проектування

Парметр	Одиниці виміру	Підстанція джерело живлення	Підстанції споживачі		
		А	Б	В	Г
Р _{зад}	МВт	***	59	65	54
cosφ	в.о.	***	0,86	0,84	0,89
координата X	мм	10	60	85	45
координата Y	мм	20	45	75	95
масштаб	км/мм	0,6			

Проведемо аналіз кліматичних умов району. Згідно ПУЕ визначення розрахункових кліматичних умов для проектування повітряних ліній повинні знаходитися у відповідність з нормами кліматичного районування уточнених, у разі потреби, на підставі даних, отриманих у результаті обробки матеріалів багаторічних спостережень за швидкістю вітру, інтенсивністю і питомою вагою ожеледно – ізморозних відкладень і температурою в зоні траси повітряної лінії, що споруджується.

					ET та EE 4815.004.000 ПЗ	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Проектована ділянка знаходиться в другому районі по швидкісних напорах вітру. Величини найбільших нормативних швидкісних напорів на висоті 10 м від землі для характерного району беремо з [1] і зводимо в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2 – Величина швидкісних напорів вітру

Район	Швидкісний напір вітру, кг/м^3 швидкість вітру м/сек з повторюваністю		
II	1 раз у 5 років	1 раз в 10 лет	1 раз у 15 років
	35 (24)	40 (25)	55(30)

Ожеледні навантаження на проводи і троси визначаються виходячи з товщини стінки ожеледі приведенного до циліндричної форми з питомою вагою $0,92 \text{ г/см}^3$.

Для проекрованої ділянки характерний третій район по ожеледі. Нормативна товщина стінки ожеледі на висоті 10м над землею беремо з [1] і зводимо в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3 – Нормативна товщина стінки ожеледі

РАЙОН	Нормативна товщина стінки ожеледі (мм) з повторюваністю	
III	1 раз у 5 років	1 раз у 10 років
	10	15

У проектованому районі час гроз складає 80-100 годин.

					ET та EE 4815.004.000 ПЗ	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

1.2 Складання варіантів схеми мережі

До розгляду приймаємо конфігурації мережі, що забезпечують необхідну надійність електропостачання споживачів підстанцій першої категорії.

З усіх можливих варіантів приймаємо до розгляду найпростіші варіанти схем, що є елементарними одиницями для побудови більш складних мереж:

- радіальну;
- магістральну;
- кільцеву.

Усі ці схеми мережі забезпечують необхідну надійність електропостачання споживачів першої категорії, тому що забезпечують живлення підстанцій споживачів по двох незалежних лініях, тому будемо вважати їхній рівнонадійними.

Варіанти схем представлені на рис. 1 - 3.

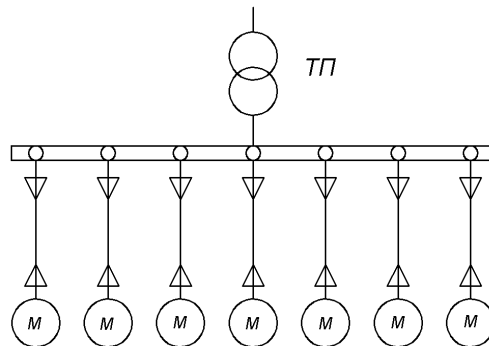


Рис. 1. Радіальна схема мережі

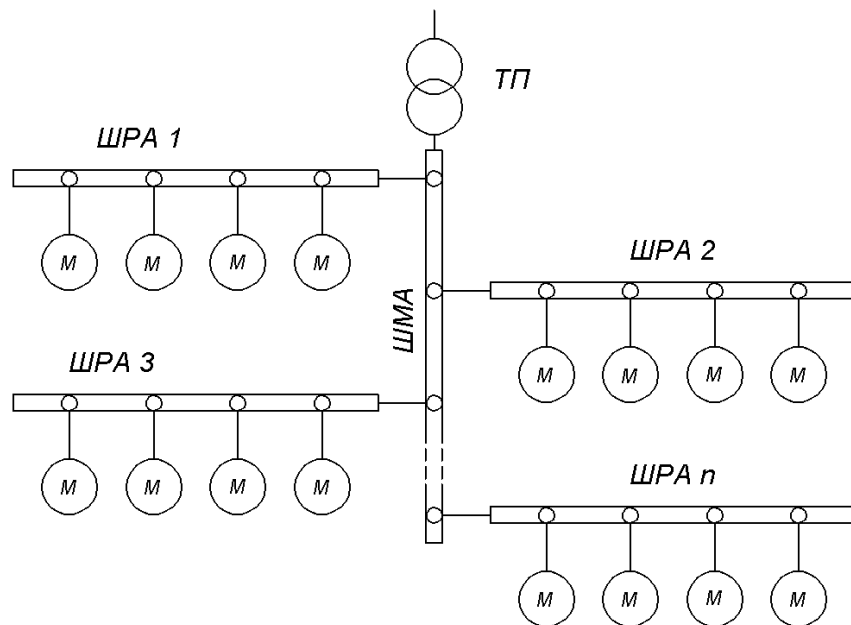


Рис. 2. Магістральна схема мережі

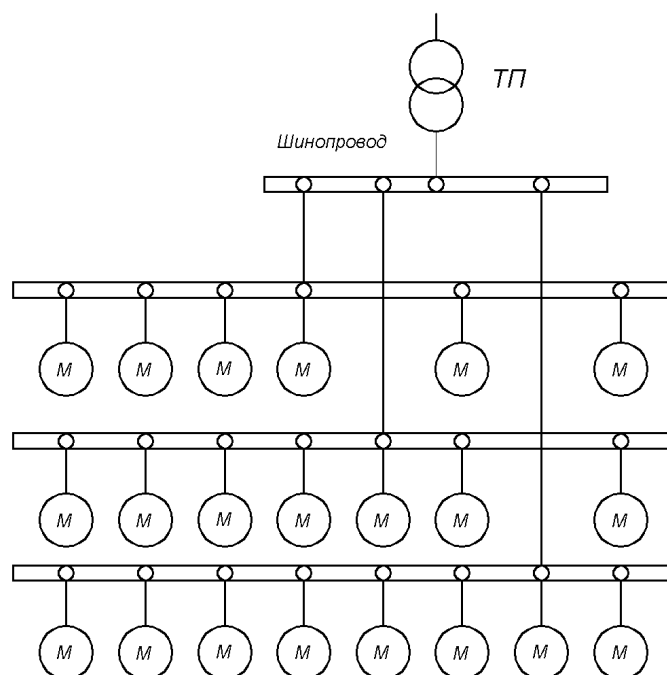


Рис. 3. Кільцева схема мережі

1.3. Визначення відстаней ділянок мережі

Розрахункова відстань ділянок мережі визначається згідно план - карти району та у відповідності до масштабу, що наведений у вихідних даних за формулою

$$L_{\text{роз.}} = L_{\text{вим.}} \cdot m + \Delta L, \text{ км}$$

де $L_{\text{вим.}}$ – вимірювана довжина лінії по план - карті в мм;

m – масштаб план – карти району;

ΔL – додаток до розрахункової довжини лінії, який враховує її збільшення внаслідок нерівностей місцевості та наявності стріли провису проводів.

Визначимо розрахункові відстані у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Визначення відстаней ділянок мережі

Ділянка	$L_{\text{вим.}}, \text{мм}$	$L_{\text{вим.}}, \text{км}$	$\Delta L, \text{км}$	$L_{\text{розр.}}, \text{км}$
Радіальна схема мережі				
АБ	55,90	33,54	5,03	38,57
АВ	93,01	55,80	8,37	64,17
АГ	82,76	49,66	7,45	57,11
Магістральна схема мережі				
АН	55,22	33,13	4,97	38,10
НМ	15,62	9,37	1,41	10,78
МВ	22,20	13,32	2,00	15,32
НБ	8,60	5,16	0,77	5,94
МГ	39,66	23,80	3,57	27,37
Кільцева схема живлення				
АБ	55,90	33,54	5,03	38,57
БВ	39,05	23,43	3,51	26,95
ВГ	44,72	26,83	4,02	30,86
АГ	82,76	49,66	7,45	57,11

1.4. Визначення номінальної напруги мережі

Номінальна напруга вибирається виходячи з величини переданого навантаження і довжини лінії. В області де проектується мережа маєтся джерело живлення що забезпечує живлення підстанцій споживачів на напругах 35 - 220 кВ.

Оптимальна напруга може бути знайдене по формулі.

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}},$$

де L - довжина лінії, км;

P - передана активна потужність, МВт.

Визначення економічно доцільних напруг ділень мережі та номінальних напруг варіантів мережі вцілому здійснюємо у таблиці 1.5.

Таблиця 1.5. Визначення оптимальної напруги мережі

Дільниця	Lрозр, км	Pдільн, МВт	U опт., кВ	U ном.діл,кВ	U ном.мер.,кВ
Радіальна схема мережі					
АБ	38,57	59	134,43	110	220
АВ	64,17	65	147,04	220	
АГ	57,11	54	134,78	220	
Магістральна схема мережі					
АН	38,10	178	191,85	220	220
НМ	10,78	119	121,81	220	
МВ	15,32	65	118,60	220	
НБ	5,94	59	88,87	110	
МГ	27,37	54	124,45	220	
Кільцева схема живлення					
АБ	38,57	101,52	163,11	220	220
БВ	26,95	42,52	113,70	220	
ВГ	30,86	22,48	88,59	110	
АГ	57,11	76,48	155,34	220	

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

1.5 Визначення зарядної реактивної потужності ділянок мережі

Зарядну потужність лінії необхідно враховувати при розрахунку потокорозподілення в мережі і визначенні потужності переданої по лініях, у іншому випадку не буде зведений баланс виробленої та спожитої електроенергії.

Визначимо зарядну потужність лінії для всіх ділянок мережі по формулі:

$$Q_{\text{зар}} = U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot U_{\text{ном}} \cdot L_{\text{розр}}, \text{ Мвар},$$

де b_0 - питома зарядна потужність лінії в См 10^{-4} . На даному етапі проекту, поки ще вибрані проводи на ділянках для мережі напругою 10 кВ приймаємо b_0 таке що відповідає проводу марки АС-120, а для мережі 220 кВ проводу марки АС - 240

L - розрахункова довжина лінії в км.

Розрахунок виконаємо у таблиці 1.6.

Таблиця 1.6. Визначення зарядної реактивної потужності ліній

Дільниця	$L_{\text{розр}}, \text{ км}$	$b_0, 10^{-4}, \text{ См}$	$Q_{\text{зар}}, \text{ Мвар}$
Радіальна схема мережі			
АБ	38,57	2,60	4,85
АВ	64,17	2,60	16,15
АГ	57,11	2,60	14,37
Магістральна схема мережі			
АН	38,10	2,60	9,59
НМ	10,78	2,60	0,12
МВ	15,32	2,60	3,86
НБ	5,94	2,60	1,49
МГ	27,37	2,60	6,89
Кільцева схема живлення			
АБ	38,57	2,60	4,85
БВ	26,95	2,60	3,39
ВГ	30,86	2,60	3,88
АГ	57,11	2,60	7,19

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

1.6. Вибір схем підстанцій споживачів

Проектування електричних з'єднань підстанції визначається низкою факторів, серед яких найважливішими є:

- тип і функціональне призначення підстанції;
- її розташування в структурі енергосистеми;
- кількість і номінальна потужність трансформаторів (або автотрансформаторів) і ліній електропередач (ЛЕП);
- рівень місцевого навантаження;
- категорійність споживачів;
- напруга та схема приєднаних мереж;
- рівень струмів короткого замикання;
- наявність обладнання з необхідними параметрами;
- очікуваний збиток при обмеженні постачання або погіршенні якості електроенергії;
- доступність площ для монтажу обладнання.

Деталізація ряду цих параметрів міститься у завданні на курсове проектування. У той же час, з огляду на абстрактність моделі підстанції, окремі чинники — такі як перспективи розвитку регіональних мереж, принципи диспетчерського керування, вимоги до динамічної стійкості, очікувані перенапруги та прогнозоване зростання навантажень у мережах середньої й низької напруги — не задані, тому їх необхідно оцінювати умовно, орієнтуючись на типові значення. Приймається також, що до підстанції приєднані споживачі всіх трьох категорій надійності живлення.

Розподільчий пристрій високої напруги (РПВН)

У проєкті передбачається РПВН, призначений для здійснення введення на підстанцію. Його можливо реалізувати за кількома схемами:

- "два блоки трансформатор—лінія з перемичкою";
- "місткова схема" з робочою та ремонтною перемичками — залежно від характеру підключення до ЛЕП.

					ET та EE 4815.004.000 ПЗ	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Розглянуто два базові варіанти РПВН:

- Схема з робочою та ремонтною перемичками — актуальна для транзитних підстанцій, включених у розсічку повітряної ЛЕП, типову для кільцевих схем.
- Схема з лише ремонтною перемичкою — типова для тупикових підстанцій, характерних для радіальних і магістральних конфігурацій.

Використані в проєкті схеми РПВН подані на рисунку 4 пояснювальній записки.

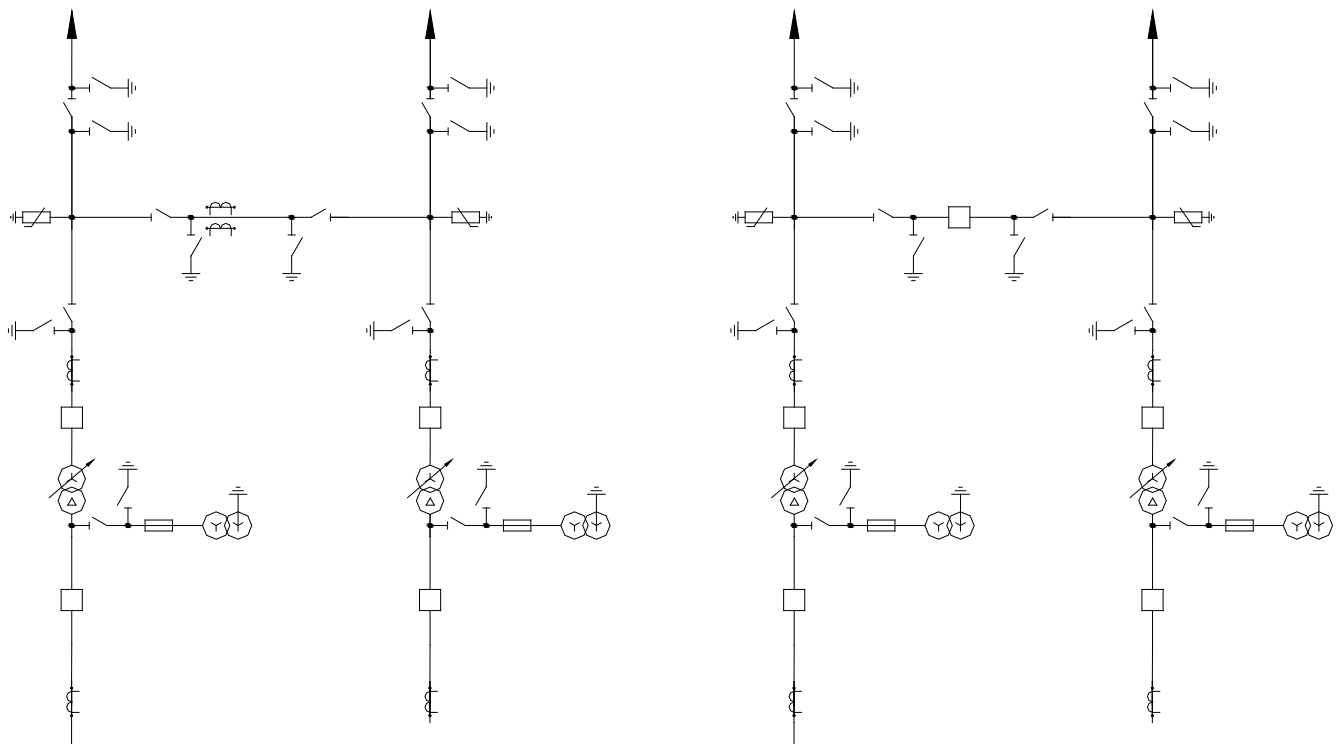


Рис. 4. Варіанти схем РПВН підстанцій споживачів

1.7. Вибір пристроїв що компенсують та силових трансформаторів підстанцій

Використання компенсуючих пристроїв (КП) має на меті мінімізацію передачі реактивної потужності по лініях електропередач. Зменшення реактивної складової навантаження призводить до зниження струму в мережі, що в свою чергу зменшує втрати активної потужності.

Компенсація реактивної потужності істотно впливає на:

					ET та EE 4815.004.000 ПЗ	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

- загальне навантаження підстанції;
- вибір номінальної потужності трансформаторів;
- перерізи проводів;
- втрати напруги, потужності та енергії.

Таким чином, потужність і розміщення КП мають важливе значення для техніко-економічної ефективності проєктної схеми електропостачання, а також можуть вплинути на вибір номінальної напруги та конфігурації мережі.

Для розрахунків приймаємо, що пік активного й реактивного навантаження підстанції збігається в часі, тому розрахунок реактивного навантаження ведеться за максимальними значеннями активної потужності та заданим коефіцієнтом потужності. Для підвищення загального коефіцієнта потужності до значення 0,96 на шинах вторинної напруги підстанції добираються конденсаторні батареї відповідної потужності.

Орієнтовна потужність компенсуючих пристроїв на шинах низької напруги визначається за формулами, наведеними в таблиці 1.7.

Щодо трансформаторів: на понижуючій підстанції передбачено два силові трансформатори, що забезпечують надійність живлення. З урахуванням допустимого перевантаження до 40 % у період максимуму навантаження, потужність кожного трансформатора приймається в межах 65–70 % від максимального навантаження підстанції. Такий підхід дозволяє забезпечити повноцінне електроживлення споживачів навіть при виході з ладу одного трансформатора.

Вибір типу та номіналу трансформаторів здійснено за розрахунковою потужністю, результати наведено у таблиці 1.7.

					ET та EE 4815.004.000 ПЗ	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 1.7 – Вибір пристроїв що компенсують та силових трансформаторів підстанцій

Підстанції		Б	В	Г
Параметри				
Р _{зад} , МВт		59	65	54
cosφ _{зад}		0,86	0,84	0,89
tgφ _{зад}		0,59	0,65	0,51
Q _{зад} =Р _{зад} *tgφ _{зад} , Мвар		35,01	41,99	27,67
cosφ _б		0,96	0,96	0,96
tgφ _б		0,29	0,29	0,29
Q _б = Р _{зад} *tgφ _б , Мвар		17,21	18,96	15,75
К _н		0,9	0,9	0,9
Q _{кп} =К _н (Q _{зад} -Q _б), Мвар		16,02	20,72	10,72
S _б , МВА		61,46	67,71	56,25
S _б /1,4, МВА		43,90	48,36	40,18
S _{н.тр} , МВА		63	63	40
Тип трансформатора		ТРДН-63000/220	ТРДН-63000/220	ТРДНС-40000/220
Параметри трансф-ра	Р _х , кВт	70	70	50
	Р _{к.з.} , кВт	265	265	170
	U _{к.з.} , %	11,5	11,5	11,5
	I _{х.х.} , %	0,5	0,5	0,6

1.8 Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Приведення навантаження до вищої сторони полягає в тому, що при розрахунку обраного варіанта схеми необхідно враховувати втрати потужності в трансформаторах на підстанціях, а так само зарядні потужності ліній електропередач.

Результати приведення навантаження до вищої сторони здійснимо по приведеним нижче формулах і представимо в таблиці 1.8 .

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{хх} \cdot n + \frac{\Delta P_{\kappa}}{n} \left(\frac{S_{\delta}}{S_{ном.тр.}} \right)^2, \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{тр} = \Delta Q_{х} \cdot n + \frac{u_{\kappa}}{n \cdot 100} \cdot \frac{S_{\delta}^2}{S_{н.тр.}}, \text{ квар}$$

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

де - ΔP_{xx} – втрати активної потужності холостого ходу трансформатора, кВт;
 $\Delta P_{к.з.}$ – втрати активної потужності короткого замикання трансформатора, кВт;
 ΔQ_{xx} – втрати реактивної потужності холостого ходу трансформатора, квар;
 $S_б$ – бажана повна потужність підстанції в МВА;
 $S_{н.тр.}$ – номінальна повна потужність трансформатора підстанції в МВА;
 n – кількість трансформаторів підстанції;
 u_k – напруга короткого замикання трансформатора у %.

Приведення навантаження до високої сторони підстанції здійснимо у таблиці 1.8.

Таблиця 1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр}$, кВт	266,09	293,04	268,09
$\Delta Q_{тр}$, кВт	633,45	634,18	484,55
P' , МВт	59,27	65,29	54,27
Q' , Мвар	17,84	19,59	16,23
S' , МВА	61,89	68,17	56,64

1.9. Розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі

Розрахунки електричних мереж виконуються для визначення:

- завантаження елементів мережі, відповідності пропускної здатності мережі очікуваним потокам потужності (визначення поточкорозподілення по лініях);
- перетину проводів;
- втрат ΔP , ΔQ , ΔW , ΔU ;

Розрахунок поточкорозподілення в радіальній схемі

$P_{AB} =$	$P'_B =$		59,27		МВт
$P_{AB} =$	$P'_B =$		65,29		МВт
$P_{AG} =$	$P'_G =$		54,27		МВт
$Q_{AB} =$	$Q'_B - Q_{зарAB} =$	17,84	- 4,85	= 12,99	Мвар
$Q_{AB} =$	$Q'_B - Q_{зарAB} =$	19,59	- 16,15	= 3,44	Мвар
$Q_{AG} =$	$Q'_G - Q_{зарAG} =$	16,23	- 14,37	= 1,86	Мвар
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB} =$		60,67		МВА
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB} =$		65,38		МВА
$S_{AG} =$	$P_{AG} + jQ_{AG} =$		54,30		МВА

Розрахунок поточкорозподілення в магістральній схемі

$P_{MГ}$	$=$	$P'_{Г}$	$=$		54,27		МВт
P_{MB}	$=$	P'_B	$=$		65,29		МВт
$P_{НБ}$	$=$	$P'_Б$	$=$		59,27		МВт
$P_{НМ}$	$=$	$P'_B + P'_{Г}$	$=$	65,29	+	54,27	$= 119,56$ МВт
P_{AH}	$=$	$P_{НМ} + P'_Б$	$=$	119,56	+	59,27	$= 178,83$ МВт
$Q_{MГ}$	$=$	$Q'_{Г} - Q_{зарMГ}$	$=$	16,23	-	6,89	$= 9,35$ Мвар
Q_{MB}	$=$	$Q'_B - Q_{зарMB}$	$=$	19,59	-	3,86	$= 15,74$ Мвар
$Q_{НБ}$	$=$	$Q'_Б - Q_{зарНБ}$	$=$	17,84	-	1,49	$= 16,35$ Мвар
$Q_{НМ}$	$=$	$Q_{BM} + Q_{ГМ} - Q_{зарНМ}$	$=$	15,74	+	9,35	- 0,12 $= 24,96$ Мвар
Q_{AH}	$=$	$Q_{НБ} + Q_{НМ} - Q_{зарAH}$	$=$	16,35	+	24,96	- 9,59 $= 31,72$ Мвар
$S_{MГ}$	$=$	$P_{MГ} + jQ_{MГ}$	$=$	78,46			МВА
S_{MB}	$=$	$P_{MB} + jQ_{MB}$	$=$	67,16			МВА
$S_{НБ}$	$=$	$P_{НБ} + jQ_{НБ}$	$=$	61,48			МВА
$S_{НМ}$	$=$	$P_{НМ} + jQ_{НМ}$	$=$	122,14			МВА
S_{AH}	$=$	$P_{AH} + jQ_{AH}$	$=$	181,62			МВА

Розрахунок потокорозподилення в кільцевій схемі

$$P_{AB} = \frac{P'_Г * L_{ГA} + P'_B * (L_{ГB} + L_{ГA}) + P'_Б * (L_{БB} + L_{ГB} + L_{ГA})}{L_{БГ} + L_{ГB} + L_{БA} + L_{БA}} =$$

$$= \frac{54,27 * 57,11 + 65,29 * (30,86 + 57,11) + 59,27 * (26,95 + 30,86 + 57,11)}{38,57 + 26,95 + 30,86 + 57,11} =$$

$$= \mathbf{101,99} \quad \text{МВт}$$

$$P_{AG} = \frac{P'_Б * L_{БA} + P'_B * (L_{БA} + L_{БB}) + P'_Г * (L_{БA} + L_{БB} + L_{ГB})}{L_{БГ} + L_{ГB} + L_{БA} + L_{БA}} =$$

$$= \frac{59,27 * 38,57 + 65,29 * (38,57 + 26,95) + 54,27 * (38,57 + 26,95 + 30,86)}{38,57 + 26,95 + 30,86 + 57,11} =$$

$$= \mathbf{76,84} \quad \text{МВт}$$

$$P_{BG} = P_{AG} - P'_Г = 76,84 - 54,27 = \mathbf{22,57} \quad \text{МВт}$$

$$P_{BB} = P_{AB} - P'_Б = 101,99 - 59,27 = \mathbf{42,72} \quad \text{МВт}$$

$$Q_{AB} = \frac{Q'_Г * L_{ГA} + Q'_B * (L_{ГB} + L_{ГA}) + Q'_Б * (L_{БB} + L_{ГB} + L_{ГA})}{L_{БГ} + L_{ГB} + L_{БA} + L_{БA}} - Q_{зар AB} =$$

$$= \frac{16,23 * 57,11 + 19,59 * (30,86 + 57,11) + 17,84 * (26,95 + 30,86 + 57,11)}{38,57 + 26,95 + 30,86 + 57,11} -$$

$$- 4,85 = \mathbf{25,77} \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{AG} = \frac{Q'_Б * L_{БA} + Q'_B * (L_{БA} + L_{БB}) + Q'_Г * (L_{БA} + L_{БB} + L_{ГB})}{L_{БГ} + L_{ГB} + L_{БA} + L_{БA}} - Q_{зар AG} =$$

$$= \frac{17,84 * 38,57 + 19,59 * (38,57 + 26,95) + 16,23 * (38,57 + 26,95 + 30,86)}{38,57 + 26,95 + 30,86 + 57,11} -$$

$$- 7,19 = \mathbf{15,85} \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{BG} = Q_{AG} - Q'_Г - Q_{зар BG} = 15,85 - 16,23 - 3,88 = \mathbf{-4,26} \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{BB} = Q_{AB} - Q'_Б - Q_{зар BB} = 25,77 - 17,84 - 3,39 = \mathbf{4,54} \quad \text{Мвар}$$

$$S_{AG} = P_{AG} + jQ_{AG} = 76,84 + j 15,85 = \mathbf{78,46} \quad \text{МВА}$$

$$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} = 101,99 + j 25,77 = \mathbf{105,19} \quad \text{МВА}$$

$$S_{BG} = P_{BG} + jQ_{BG} = 22,57 + j -4,26 = \mathbf{22,97} \quad \text{МВА}$$

$$S_{BB} = P_{BB} + jQ_{BB} = 42,72 + j 4,54 = \mathbf{42,96} \quad \text{МВА}$$

					ET ma EE 4815.004.000 ПЗ	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

1.10. Вибір проводів діляниць мережі

На основі попередньо розрахованих струмових навантажень здійснюється вибір марки та перерізу проводу для повітряної лінії електропередачі (ВЛ). Основним критерієм вибору є мінімізація приведених витрат.

У практиці проектування ліній масового будівництва зазвичай не виконують техніко-економічні розрахунки для кожного конкретного випадку, а використовують узагальнені рекомендації. Це пов'язано зі спрощенням типових підходів та уніфікацією конструктивних рішень.

Перехід до широкого застосування уніфікованих опор ВЛ суттєво змінив економічні співвідношення: виявилось, що в окремих випадках лінії з меншим перерізом проводу є дорожчими, ніж варіанти з більшим перетином через збільшення кількості опор, втрат тощо.

Вибір перетину проводу на кожній ділянці ВЛ (між проміжними опорами) здійснюється за розрахунковим навантаженням даної ділянки. Допускається приймати однаковий переріз для двох суміжних ділянок, якщо їхні навантаження належать до сусідніх економічних інтервалів і не потребують суттєво різних рішень.

У межах даного проекту вибір проводів виконується на основі методу економічної щільності струму, прийнятої на рівні:

- $1,1 \text{ А/мм}^2$ — для неізолюваних алюмінієвих провідників.

Водночас із умов відсутності коронного розряду (особливо для високих напруг) встановлено:

- для мережі 110 кВ — мінімальний перетин проводу 120 мм^2 ,

- для мережі 220 кВ — не менше 240 мм^2 .

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Розрахунок струмів та вибір проводів в радіальній схемі

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{60,67}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 79,71 \text{ A}$$

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{65,38}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 85,90 \text{ A}$$

$$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{54,30}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 71,33 \text{ A}$$

$$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{79,71}{1,1} = 72,46 \text{ мм}^2$$

$$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{85,90}{1,1} = 78,09 \text{ мм}^2$$

$$q_{екAG} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{71,33}{1,1} = 64,85 \text{ мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках

Дільниця	Марка проводу	r_0 , Ом /км	X_0 , Ом/км
АБ	АС- 240	0,12	0,405
АВ	АС- 240	0,12	0,405
АГ	АС- 240	0,12	0,405

Розрахунок струмів та вибір проводів в магістральній схемі

$I_{MG} = \sqrt{\frac{S_{MG}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{78,46}{3 \cdot 2 \cdot 220}} = 103,08$	A
$I_{MB} = \sqrt{\frac{S_{MB}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{67,16}{3 \cdot 2 \cdot 220}} = 88,23$	A
$I_{NB} = \sqrt{\frac{S_{NB}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{61,48}{3 \cdot 2 \cdot 220}} = 80,77$	A
$I_{NM} = \sqrt{\frac{S_{NM}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{122,14}{3 \cdot 2 \cdot 220}} = 160,46$	A
$I_{AH} = \sqrt{\frac{S_{AH}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{181,62}{3 \cdot 2 \cdot 220}} = 238,60$	A
$q_{екMG} = \frac{I_{MG}}{j_{ек}} = \frac{103,08}{1,1} = 93,70$	мм2
$q_{екMB} = \frac{I_{MB}}{j_{ек}} = \frac{88,23}{1,1} = 80,21$	мм2
$q_{екNB} = \frac{I_{NB}}{j_{ек}} = \frac{80,77}{1,1} = 73,42$	мм2
$q_{екNM} = \frac{I_{NM}}{j_{ек}} = \frac{160,46}{1,1} = 145,87$	мм2
$q_{екAH} = \frac{I_{AH}}{j_{ек}} = \frac{238,60}{1,1} = 216,91$	мм2

Вибір марки проводів на ділянках

Діляниця	Марка проводу	Г0, Ом /км	Х0, Ом/км
МГ	АС- 240	0,12	0,405
МВ	АС- 240	0,12	0,405
НБ	АС- 240	0,12	0,405
НМ	АС- 240	0,12	0,405
АН	АС- 240	0,12	0,405

Розрахунок струмів та вибір проводів в кільцевій схемі

$$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{78,46}{\sqrt{3} \cdot 220} = 206,15 \text{ А}$$

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{105,19}{\sqrt{3} \cdot 220} = 276,38 \text{ А}$$

$$I_{BG} = \frac{S_{BG}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{22,97}{\sqrt{3} \cdot 220} = 60,36 \text{ А}$$

$$I_{BB} = \frac{S_{BB}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{42,96}{\sqrt{3} \cdot 220} = 112,87 \text{ А}$$

$$q_{екAG} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{206,15}{1,1} = 187,41 \text{ мм}^2$$

$$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{276,38}{1,1} = 251,26 \text{ мм}^2$$

$$q_{екBG} = \frac{I_{BG}}{j_{ек}} = \frac{60,36}{1,1} = 54,87 \text{ мм}^2$$

$$q_{екBB} = \frac{I_{BB}}{j_{ек}} = \frac{112,87}{1,1} = 102,61 \text{ мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках

Ділянка	Марка проводу	R_0 , Ом /км	X_0 , Ом/км
АГ	АС- 240	0,12	0,405
АБ	АС- 300	0,098	0,405
ВГ	АС- 240	0,12	0,405
ВБ	АС- 240	0,12	0,405

1.11. Розрахунок втрат мережі

На підставі даних про обрані проводи і їхні основні параметри робимо розрахунки втрат потужності, енергії і напруги в лініях по формулах:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_n^2} \cdot R_l;$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_n^2} \cdot x_l;$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_l + Q \cdot x_l}{n \cdot U_n};$$

$$\Delta W_l = \Delta P \cdot \tau,$$

де P – активна потужність, передана по лінії в МВт;

Q – реактивна потужність, передана по лінії в Мвар;

U_n – номінальна напруга мережі в кВ;

$R_l = r_0$ – активний опір лінії в Ом;

$X_l = x_0$ – реактивний опір лінії в Ом;

n – кількість ланцюгів у лінії;

τ – річне число годин використання максимуму навантаження в год.

Результати розрахунків представимо в таблиці 1.9.

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Вим.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1

Таблиця 1.9 – Розрахунок втрат варіантів мережі

Дільниця	L, км	P, МВт	Q,Мвар	S,МВА	I,А	Марка проводу	r0,Ом км	x0, Ом км	ΔП, МВт	ΔΘ, Мвар	ΔУ, кВ	ΔΩ, МВт ч	ΣΔΩ,сℳ ч
Радіальна схема													
АБ	38,57	59,27	12,99	60,67	79,71	АС - 240	0,12	0,405	0,176	0,594	1,08	475,26	1957,11
АВ	64,17	65,29	3,44	65,38	85,90	АС - 240	0,12	0,405	0,340	1,148	1,35	918,26	
АГ	57,11	54,27	1,86	54,30	71,33	АС - 240	0,12	0,405	0,209	0,704	0,94	563,59	
Магістральна схема													
АН	38,10	178,83	31,72	181,62	238,60	АС - 240	0,12	0,405	1,558	5,258	2,97	4206,50	5328,84
НМ	10,78	119,56	24,96	122,14	160,46	АС - 240	0,12	0,405	0,199	0,673	0,60	538,18	
НБ	5,94	59,27	16,35	61,48	80,77	АС - 240	0,12	0,405	0,028	0,094	0,19	75,09	
МГ	27,37	54,27	9,35	55,07	103,08	АС - 240	0,12	0,405	0,103	0,347	0,64	277,76	
МВ	15,32	65,29	15,74	67,16	88,23	АС - 240	0,12	0,405	0,086	0,289	0,49	231,31	
Кільцева схема													
АБ	38,57	101,99	25,77	105,19	276,38	АС - 300	0,098	0,405	0,864	3,571	3,58	2333,34	5128,68
БВ	26,95	42,72	4,54	42,96	112,87	АС - 240	0,12	0,405	0,123	0,416	0,85	332,89	
ВГ	30,86	22,57	-4,26	22,97	60,36	АС - 240	0,12	0,405	0,040	0,136	0,14	109,02	
АГ	57,11	76,84	15,85	78,46	206,15	АС - 240	0,12	0,405	0,872	2,942	4,06	2353,42	

ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ

Лист

1.12. Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Вибір найвигіднішого варіанту реалізується шляхом порівняння приведених витрат: серед варіантів, що повністю відповідають технічним вимогам, обирається той, у якого цей показник є мінімальним. Кожен із варіантів, допущених до порівняння, має бути повноцінно опрацьованим, включаючи вибір схем підстанцій, розрахунок витрат потужності, напруги, витрат енергії тощо.

У загальному випадку, при обчисленні приведених витрат, враховується: вартість ліній електропередач, обладнання комутаційних апаратів, трансформаторів, компенсуючих пристроїв та іншого обладнання, а також амортизаційні відрахування.

Якщо різниця у приведених витратах між варіантами не перевищує 5 %, вони вважаються економічно рівноцінними.

Основним критерієм економічної ефективності є мінімум приведених витрат, який визначається за відповідною формулою, що подається в пояснювальній записці.

$$Z = K \cdot E + I + U, \text{ тис. грн./рік}$$

де Z – витрати на спорудження мережі;

K – одноразові капіталовкладення в об'єкти, що споруджуються;

$E = 1/T_0 = 1/4 = 0,25$ - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень (T_0 - строк окупності, рівним 4 рокам);

I – витрати експлуатації ($I = K \cdot \% \text{ відр.}$);

U – очікуваний збиток від недовідпустки продукції при різних надійності.

Найбільш економічну схему приймаємо для подальшого розрахунку.

Техніко економічне порівняння здійснимо у таблиці 1.10. Якщо більш надійний варіант схеми по затратах не перевищує інші варіанти більш ніж на 5 % рекомендується прийняти для подальшого розгляду його.

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 1.10 – Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Наименование показателя	Од. вим.	Ціна	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
		тис.грн.	Кільк	Вартість	Кільк	Вартість	Кільк	Вартість
Капіталовкладення								
Напруга мережі	кВ	220						
Комірка вимикача ВРП	компл.	82,4	12	988,8	8	659,2	11	906,4
Капіталовкладення в підстанції (К п/с)				988,8		659,2		906,4
АС-120	км	13,1		0,00		0,00		0,00
АС-150	км	13,2		0,00		0,00		0,00
АС-185	км	13,8		0,00		0,00		0,00
АС-240	км	17,3		0,00		0,00	114,91	1987,94
АС-300	км	18,2		0,00		0,00	38,57	701,97
2 АС-120	км	20,4		0,00		0,00		0,00
2 АС-150	км	22,2		0,00		0,00		0,00
2 АС-185	км	23,6		0,00		0,00		0,00
2 АС-240	км	30,6	159,85	4891,41	97,5	2983,50		0,00
2АС-300	км	31,2		0,00		0,00		0,00
Капіталовкладення в ПЛЕП (К пл)				4891,41		2983,50		2689,92
Одночасні капіталовкладення в мережі				5880,21		3642,70		3596,32
Приведені капіталовкладення				1470,05		910,68		899,08
Витрати								
Витрати експлуатації підстанцій				148,32		59,33		81,58
Витрати експлатації ПЛЕП				244,57		89,51		80,70
Вартість втрат електроенергії		МВт*ч	0,14	1957,11	273,99	5328,84	746,04	5128,68
Сумарні витрати				666,89		894,87		880,29
Приведені загальні затрати				2136,94		1805,55		1779,37

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ			Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата				

2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ

Розрахунок режимів роботи електричних мереж виконується з метою оцінки технічних та економічних параметрів системи, зокрема:

- завантаження елементів мережі та відповідності їх пропускної здатності очікуваним потокам потужності;
- визначення перетинів проводів і кабелів, вибір номінальної потужності трансформаторів;
- розрахунок рівнів напруги у вузлових точках мережі та заходів для підтримання цих рівнів у допустимих межах;
- оцінка втрат потужності та електроенергії з метою визначення енергоефективності мережі та шляхів зменшення втрат;
- аналіз інтегральних показників роботи мережі за тривалий період: середніх значень напруги, завантаження трансформаторів, щільності струму у лініях тощо.

У процесі аналізу сталих режимів майбутньої експлуатації слід розрізняти:

- розрахункові тривалі потоки потужності, характерні для нормальних умов функціонування енергосистеми;
- максимальні потоки, спричинені відхиленнями, пов'язаними з післяаварійними та нестандартними ситуаціями.

Для визначення максимального режиму навантаження найчастіше розглядається зимовий період, коли споживання електроенергії досягає пікових значень, а потужність джерел використовується максимально повно.

Для виявлення максимальних нерегулярних потоків потужності особливу увагу приділяють післяаварійному режиму, який настає після відключення найбільш навантажених ліній або трансформаторів, а також при раптовій втраті генеруючої потужності у конкретному вузлі мережі.

Мінімальним режимом вважається ситуація, коли навантаження споживачів знижується до 25 % від максимуму.

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Наближені значення поточкорозподілу в умовах максимального режиму вже було визначено. Далі слід уточнити поточкорозподіл з урахуванням втрат у лініях, і записати значення переданих потужностей для основних вузлів мережі.

2.1. Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі

Кільцева схема

$$\begin{aligned}
 P_B &= P'_B = 65,29 \text{ МВт} \\
 P_\Gamma &= P_{B\Gamma} + P'_\Gamma + D P_{B\Gamma} = 22,57 + 54,27 + 0,040 = 76,88 \text{ МВт} \\
 P_B &= P_{B\Gamma} + P'_B + D P_{B\Gamma} = 42,72 + 59,27 + 0,123 = 102,11 \text{ МВт} \\
 P_A &= P_\Gamma + D P_{A\Gamma} = 76,88 + 0,872 = 77,75 \text{ МВт} \\
 P_{A'} &= P_B + D P_{A'B} = 102,11 + 0,864 = 102,97 \text{ МВт} \\
 \\
 Q_B &= Q'_B = 19,59 \text{ МВар} \\
 Q_\Gamma &= Q_{B\Gamma} + Q'_\Gamma + D Q_{B\Gamma} = -4,26 + 16,23 + 0,136 = 12,11 = \text{Мвар} \\
 Q_B &= Q_{B\Gamma} + Q'_B + D Q_{B\Gamma} = 4,54 + 17,84 + 0,416 = 22,80 = \text{Мвар} \\
 Q_A &= Q_\Gamma + D Q_{A\Gamma} = 12,11 + 2,942 = 15,05 \text{ МВТ} \\
 Q_{A'} &= Q_B + D Q_{A'B} = 22,80 + 3,571 = 26,37 \text{ МВТ} \\
 \\
 S_B &= P_B + j Q_B = 68,17 \text{ МВА} \\
 S_\Gamma &= P_\Gamma + j Q_\Gamma = 77,83 \text{ МВА} \\
 S_B &= P_B + j Q_B = 104,62 \text{ МВА} \\
 S_A &= P_A + j Q_A = 79,20 \text{ МВА} \\
 S_{A'} &= P_{A'} + j Q_{A'} = 106,30 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

2.2. Наближене та точне потокорозподілення мережі у мінімальному режимі

Усі розрахунки здійснюються аналогічно максимальному режиму у відповідності до вже вибраного електрообладнання та ліній електропередач

Навантаження мінімального режиму наведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Навантаження мінімального режиму

Парметр	Одиниці виміру	Підстанція джерело живлення	Підстанції споживачі		
		А	Б	В	Г
Р _{зад}	МВт	***	14,75	16,25	13,5

Приведемо навантаження до високої сторони підстанції у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Приведення навантаження до високої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
DP _{тр} , кВт	147,88	149,57	110,51
DQ _{тр} , кВт	845,46	891,51	764,27
P', МВт	14,90	16,40	13,61
Q', Мвар	5,15	5,63	4,70
S', МВА	15,76	17,34	14,40

Розрахунок потокорозподілення в мінімальному режимі

$$P_{AB} = \frac{P'_{\Gamma} \cdot L_{\Gamma A} + P'_{\text{В}} \cdot (L_{\Gamma \text{В}} + L_{\Gamma A}) + P'_{\text{Б}} \cdot (L_{\text{БВ}} + L_{\Gamma \text{В}} + L_{\Gamma A})}{L_{\text{БГ}} + L_{\Gamma \text{В}} + L_{\text{ВА}} + L_{\text{БА}}} =$$

$$= \frac{13,61 \cdot 57,11 + 16,40 \cdot (30,86 + 57,11) + 14,90 \cdot (26,95 + 30,86 + 57,11)}{38,57 + 26,95 + 30,86 + 57,11} =$$

$$= 25,62 \text{ МВт}$$

$$P_{A\Gamma} = \frac{P'_{\text{Б}} \cdot L_{\text{БА}} + P'_{\text{В}} \cdot (L_{\text{БА}} + L_{\text{ВБ}}) + P'_{\Gamma} \cdot (L_{\text{БА}} + L_{\text{ВБ}} + L_{\Gamma \text{В}})}{L_{\text{БГ}} + L_{\Gamma \text{В}} + L_{\text{ВА}} + L_{\text{БА}}} =$$

$$= \frac{14,90 \cdot 38,57 + 16,40 \cdot (30,86 + 57,11) + 13,61 \cdot (38,57 + 26,95 + 30,86)}{38,57 + 26,95 + 30,86 + 57,11} =$$

$$= 21,69 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ВГ}} = P_{A\Gamma} - P'_{\Gamma} = 21,69 - 13,61 = 8,08 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{БВ}} = P_{AB} - P'_{\text{Б}} = 25,62 - 14,90 = 10,72 \text{ МВт}$$

$$Q_{AB} = \frac{Q'_{\Gamma} \cdot L_{\Gamma A} + Q'_{\text{В}} \cdot (L_{\Gamma \text{В}} + L_{\Gamma A}) + Q'_{\text{Б}} \cdot (L_{\text{БВ}} + L_{\Gamma \text{В}} + L_{\Gamma A})}{L_{\text{БГ}} + L_{\Gamma \text{В}} + L_{\text{ВА}} + L_{\text{БА}}} - Q_{\text{зар AB}} =$$

$$= \frac{4,70 \cdot 57,11 + 5,63 \cdot (30,86 + 57,11) + 5,15 \cdot (26,95 + 30,86 + 57,11)}{38,57 + 26,95 + 30,86 + 57,11} -$$

$$- 4,85 = 8,83 \text{ Мвар}$$

$$Q_{A\Gamma} = \frac{Q'_{\text{Б}} \cdot L_{\text{БА}} + Q'_{\text{В}} \cdot (L_{\text{БА}} + L_{\text{ВБ}}) + Q'_{\Gamma} \cdot (L_{\text{БА}} + L_{\text{ВБ}} + L_{\Gamma \text{В}})}{L_{\text{БГ}} + L_{\Gamma \text{В}} + L_{\text{ВА}} + L_{\text{БА}}} - Q_{\text{зар AГ}} =$$

$$= \frac{5,15 \cdot 38,57 + 5,63 \cdot (30,86 + 57,11) + 4,70 \cdot (38,57 + 26,95 + 30,86)}{38,57 + 26,95 + 30,86 + 57,11} -$$

$$- 7,19 = 0,29 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{ВГ}} = Q_{A\Gamma} - Q'_{\Gamma} - Q_{\text{зар ВГ}} = 0,29 - 4,70 - 3,88 = -8,30 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{БВ}} = Q_{AB} - Q'_{\text{Б}} - Q_{\text{зар БВ}} = 8,83 - 5,15 - 3,39 = 0,29 \text{ Мвар}$$

$$S_{A\Gamma} = P_{A\Gamma} + jQ_{A\Gamma} = 21,69 + j0,29 = 21,69 \text{ МВА}$$

$$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} = 25,62 + j8,83 = 27,10 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ВГ}} = P_{\text{ВГ}} + jQ_{\text{ВГ}} = 8,08 + j-8,30 = 11,58 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{БВ}} = P_{\text{БВ}} + jQ_{\text{БВ}} = 10,72 + j0,29 = 10,72 \text{ МВА}$$

					ЕТ ма ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned} I_{A\Gamma} &= \frac{S_{A\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{21,69}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 56,99 \text{ A} \\ I_{A\text{Б}} &= \frac{S_{A\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{27,10}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 71,19 \text{ A} \\ I_{B\Gamma} &= \frac{S_{B\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{11,58}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 30,43 \text{ A} \\ I_{B\text{Б}} &= \frac{S_{B\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{10,72}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 28,17 \text{ A} \end{aligned}$$

Таблиця 2.3 – Розрахунок втрат мережі у мінімальному режимі

Дільниця	L, км	P, МВт	Q,Мвар	S,МВА	I,А	Марка проводу	r0,Ом км	x0, Ом км	DP, МВт	DQ, Мвар	DU, кВ	DW, МВт
АБ	38,57	25,62	8,83	27,10	71,19	АС - 300	0,098	0,405	0,057	0,237	1,07	154,83
БВ	26,95	10,72	0,29	10,72	28,17	АС - 240	0,12	0,405	0,008	0,026	0,17	20,74
ВГ	30,86	8,08	-8,30	11,58	30,43	АС - 240	0,12	0,405	0,010	0,035	-0,34	27,71
АГ	57,11	21,69	0,29	21,69	56,99	АС - 240	0,12	0,405	0,067	0,225	0,71	179,87

Проведемо розрахунок точного поточкорозподілення в мінімальному режимі

					<i>ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned}
P_B &= P'_B = 16,40 \text{ МВт} \\
P_\Gamma &= P_{B\Gamma} + P'_{\Gamma} + D P_{B\Gamma} = 8,08 + 13,61 + 0,010 = \text{#### МВт} \\
P_B &= P_{BB} + P'_B + D P_{BB} = 10,72 + 14,90 + 0,008 = \text{#### МВт} \\
P_A &= P_\Gamma + D P_{A\Gamma} = 21,70 + 0,067 = 21,77 \text{ МВт} \\
P_{A'} &= P_B + D P_{AB} = 25,62 + 0,057 = 25,68 \text{ МВт}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Q_B &= Q'_B = 5,63 \text{ МВар} \\
Q_\Gamma &= Q_{B\Gamma} + Q'_{\Gamma} + D Q_{B\Gamma} = -8,30 + 4,70 + 0,035 = -3,56 \text{ Мвар} \\
Q_B &= Q_{BB} + Q'_B + D Q_{BB} = 0,29 + 5,15 + 0,292 = 5,73 \text{ Мвар} \\
Q_A &= Q_\Gamma + D Q_{A\Gamma} = -3,56 + 0,287 = -3,27 \text{ МВар} \\
Q_{A'} &= Q_B + D Q_{AB} = 5,73 + 0,237 = 5,97 \text{ МВар}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
S_B &= P_B + j Q_B = 17,34 \text{ МВА} \\
S_\Gamma &= P_\Gamma + j Q_\Gamma = 21,99 \text{ МВА} \\
S_B &= P_M + j Q_M = 26,26 \text{ МВА} \\
S_A &= P_B + j Q_B = 22,01 \text{ МВА} \\
S_{A'} &= P_H + j Q_H = 26,37 \text{ МВА}
\end{aligned}$$

2.3 Наближене та точне потокорозподілення мережі у післяаварійному режимі

Усі розрахунки виконуються за методикою, аналогічною до тієї, що застосовується для максимального режиму навантаження, з урахуванням раніше обраного електрообладнання та параметрів ліній електропередач. Особливу увагу приділено аварійному режиму, що виникає внаслідок обриву одного з проводів на головній ділянці лінії А–Б. У такому випадку схема мережі переходить у магістральну конфігурацію з однобічним живленням, що суттєво змінює розподіл навантажень і характер потоків потужності. На трансформаторних підстанціях, завдяки наявності ремонтної перемички, зберігається робота двох трансформаторів. Це забезпечується за рахунок оперативного перемикачання струму, що дозволяє у післяаварійному режимі гарантувати безперервність живлення споживачів та підтримання надійності електропостачання.

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Розрахунок потокорозподілення в п/ав режимі

$$P_{BB} = P'_B = 59,27 \text{ MB}_T$$

$$P_{BG} = P_{BB} + P'_{B} = 59,27 + 65,29 = 124,56 \text{ MBT}$$

$$P_{A\Gamma} = P_{B\Gamma} + P'_{\Gamma} = 124,56 + 54,27 = 178,83 \text{ MB}_T$$

$$Q_{\text{БВ}} = Q'_{\text{Б}} - Q_{\text{зар}}_{\text{БВ}} = 17,84 + 3,39 = 21,23 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ВГ}} = Q_{\text{БВ}} + Q'_{\text{В}} - Q_{\text{Зар ВГ}} = 21,23 + 19,59 - 3,88 = 36,94 \text{ МВт}$$

$$Q_{A\Gamma} = Q_{B\Gamma} + Q'_{\Gamma} - Q_{3ap\ A\Gamma} = 36,94 + 16,23 - 7,19 = 45,99 \text{ MBT}$$

$$S_{BB} = P_{BB} + jQ_{BB} = 62,95 \text{ MBA}$$

$$S_{B\Gamma} = P_{B\Gamma} + jQ_{B\Gamma} = 129,92 \text{ MBA}$$

$$S_{A\Gamma} = P_{A\Gamma} + jQ_{A\Gamma} = 184,65 \text{ MBA}$$

Розрахунок струмів в після аварійному режимі

$$I_{\text{БВ}} = \frac{S_{M\Gamma}}{\sqrt[3]{3 \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}}} = \frac{62,95}{\sqrt[3]{3 \cdot 1 \cdot 220}} = 82,70 \text{ A}$$

$$I_{BG} = \frac{SMB}{\sqrt{\frac{3}{n} U_{HOM}}} = \sqrt{\frac{129,92}{3 \cdot 1 \cdot 220}} = 170,68 \quad A$$

$$I_{\text{AГ}} = \sqrt{\frac{S_{\text{НБ}}}{3 \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}}} = \sqrt{\frac{184,65}{3 \cdot 1 \cdot 220}} = 242,57 \text{ A}$$

Таблиця 2.4 – Розрахунок втрат в післяаварійному режимі

Дільниця	L, км	P, МВт	Q,Мвар	S,MBA	I,A	Марка проводу	r0,Ом км	x0, Ом км	DP, МВт	DQ, Мвар	DU, кВ	DW, МВт ч
БВ	26,95	59,27	21,23	62,95	82,70	АС - 240	0,12	0,405	0,265	0,894	1,92	714,89
ВГ	30,86	124,56	36,94	129,92	170,68	АС - 240	0,12	0,405	1,291	4,359	4,20	3486,81
АГ	57,11	178,83	45,99	184,65	242,57	АС - 240	0,12	0,405	4,827	16,292	10,41	13033,93

Розрахунок точного поточкорозподілення в п/ав. режимі

					ET та EE 4815.004.000 ПЗ Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	

$$\begin{aligned}
 P_B &= P'_B = 59,27 \text{ МВт} \\
 P_B &= P'_B + P_B + DP_{BB} = 65,29 + 59,27 + 0,265 = 124,82 \text{ МВт} \\
 P_\Gamma &= P'_\Gamma + P_B + DP_{B\Gamma} = 54,27 + 124,82 + 1,291 = 180,38 \text{ МВт} \\
 P_A &= P_\Gamma + DP_{A\Gamma} = 180,38 + 4,83 = 185,21 \text{ МВт}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_B &= Q'_B = 17,84 \text{ МВт} \\
 Q_B &= Q'_B + Q_B + DQ_{BB} = 19,59 + 17,84 + 0,894 = 38,33 \text{ МВт} \\
 Q_\Gamma &= Q'_\Gamma + Q_B + DQ_{B\Gamma} = 16,23 + 38,33 + 4,359 = 58,92 \text{ МВт} \\
 Q_A &= Q_\Gamma + DQ_{A\Gamma} = 58,92 + 16,29 = 75,21 \text{ МВт}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 S_B &= P_B + jQ_B = 61,89 \text{ МВА} \\
 S_B &= P_\Gamma + jQ_\Gamma = 130,58 \text{ МВА} \\
 S_\Gamma &= P_M + jQ_M = 189,76 \text{ МВА} \\
 S_A &= P_M + jQ_M = 199,90 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

2.4 Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

Для всіх крапок схеми зробимо розрахунок рівнів напруги по наступних формулах.

Максимальний режим

$$\begin{aligned}
 U_{\Gamma} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АГ}} = 230,00 - 4,06 = 225,94 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В(А)}} &= U_{\Gamma} - \Delta U_{\text{ВГ}} = 225,94 - 0,14 = 225,80 \text{ кВ} \\
 U_{\text{Б}} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АБ}} = 230,00 - 3,58 = 226,42 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В(А')}} &= U_{\text{Б}} - \Delta U_{\text{ВВ}} = 226,42 - 0,85 = 225,56 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В}} &= (U_{\text{В(А)}} + U_{\text{В(А')}}) / 2 = \frac{225,80 + 225,56}{2} = 225,68 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Мінімальний режим

$$\begin{aligned}
 U_{\Gamma} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АГ}} = 230,00 - 0,71 = 229,29 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В(А)}} &= U_{\Gamma} - \Delta U_{\text{ВГ}} = 229,29 - 0,03 = 229,26 \text{ кВ} \\
 U_{\text{Б}} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АБ}} = 230,00 - 1,07 = 228,93 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В(А')}} &= U_{\text{Б}} - \Delta U_{\text{ВВ}} = 228,93 - 0,17 = 228,76 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В}} &= (U_{\text{В(А)}} + U_{\text{В(А')}}) / 2 = \frac{229,26 + 228,76}{2} = 229,01 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Післяаварійний режим

$$\begin{aligned}
 U_{\Gamma} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АГ}} = 230,00 - 10,41 = 219,59 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В}} &= U_{\Gamma} - \Delta U_{\text{ВГ}} = 219,59 - 4,20 = 215,40 \text{ кВ} \\
 U_{\text{Б}} &= U_{\text{В}} - \Delta U_{\text{ВБ}} = 215,40 - 1,92 = 213,48 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

В усіх режимах рівень напруги на високій стороні підстанцій споживачів задовольняє існуючим вимогам.

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

3. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

Система релейного захисту (РЗ) є критичним елементом проєктованої енергетичної системи з кільцевою конфігурацією мережі напругою 220 кВ. Її основне призначення полягає в забезпеченні селективного, швидкого та надійного виявлення і відключення ушкоджених ділянок електричної мережі, що дозволяє мінімізувати наслідки аварійних ситуацій.

У контексті кільцевої структури мережі, яка характеризується наявністю альтернативних шляхів живлення, система РЗ виконує особливо важливу функцію. Вона забезпечує координацію дій між захистами окремих елементів системи (трансформаторів, ліній електропередач, шин), що дозволяє уникнути зайвих або невиправданих відключень. Завдяки цьому досягається висока ступінь надійності та безперервності електропостачання, зокрема для споживачів першої категорії, які мають критично важливі технологічні процеси.

Сучасні системи РЗ використовують цифрові пристрої з вбудованими функціями самодіагностики, дистанційного моніторингу та автоматичного ведення обліку аварійних подій, що значно підвищує ефективність експлуатації мережі. Крім того, завдяки застосуванню адаптивних алгоритмів та селективної логіки, релейний захист здатен оперативно реагувати на зміни режимів роботи системи, враховуючи динамічні характеристики електроустаткування та можливі зміни конфігурації мережі.

3.1 Особливості релейного захисту для кільцевої схеми

Кільцева схема електропостачання передбачає наявність двох і більше незалежних шляхів подачі електроенергії до кожної підстанції, що істотно підвищує надійність і живучість системи. У разі виходу з ладу однієї лінії живлення, інша може тимчасово забезпечити безперебійне електропостачання. Однак, ця ж особливість створює низку технічних труднощів для побудови ефективної системи релейного захисту (РЗ).

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

На відміну від радіальних схем, де струм аварії тече по одному напрямку і легко ідентифікується, у кільцевих мережах струм короткого замикання може розподілятися по декількох паралельних гілках. Це ускладнює точне визначення місця пошкодження, оскільки кілька релейних пристроїв можуть зафіксувати аномалії, не маючи однозначної інформації щодо зони відповідальності.

З метою забезпечення селективності спрацювання, система релейного захисту повинна враховувати взаємний вплив між елементами мережі та напрямки струмів у кільці. Для цього застосовуються спеціалізовані види захисту, зокрема:

- напрямлений струмовий захист, що дозволяє визначати напрямок потоку струму та локалізувати зону пошкодження;
- міжфазний і земляний дистанційний захист, який реагує на зміну імпедансу до місця короткого замикання;
- диференційний захист ділянок кільця, що забезпечує високу швидкість і чітку локалізацію аварії.

Крім того, реалізація надійного захисту в кільцевій мережі потребує координації налаштувань між суміжними пристроями, включаючи захист ліній, трансформаторів і шин. Це досягається шляхом ретельного розрахунку уставок, використання селективної логіки, а також впровадження цифрових систем обміну даними між пристроями РЗА (релейного захисту й автоматики).

Особливу увагу слід приділяти впливу рециркуляційних струмів у кільці, які можуть виникати в умовах асиметричних режимів або порушень. Такі струми здатні маскувати аварійну ситуацію, знижуючи ефективність захисту, тому система повинна мати алгоритми для динамічного аналізу поточної конфігурації мережі.

Таким чином, ефективний релейний захист кільцевої схеми повинен бути адаптивним, напрямленим, координованим і високошвидкісним, здатним працювати в умовах складних і змінних режимів, характерних для систем з підвищеною надійністю електропостачання.

					ET та EE 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

3.2 Види застосованого релейного захисту

У проєкті передбачено комплексне впровадження різних типів релейного захисту, що відповідають сучасним вимогам до безпеки, надійності та селективності у мережі напругою 220 кВ з кільцевою структурою. Застосовані захисти охоплюють усі ключові елементи енергосистеми: лінії електропередач, силові трансформатори, шини, підстанції та автоматизовані системи відновлення живлення. Зокрема, реалізовано такі типи:

Максимальний струмовий захист з витримкою часу (МСЗВЧ)

Використовується на всіх відгалуженнях кільця для виявлення перевантажень і міжфазних коротких замикань. Завдяки встановленій витримці часу, захист забезпечує селективність, тобто відключення найближчого до місця пошкодження елемента. МСЗВЧ виконує функцію резервного захисту для основних схем і є обов'язковим для мінімізації наслідків аварій при відмові основного захисту.

Диференціальний захист лінії (ДЗЛ)

Застосовується на ключових ділянках кільцевої мережі, де особливо важлива висока точність та швидкодія. ДЗЛ порівнює вхідні та вихідні струми на обох кінцях лінії. У разі виникнення міжфазного короткого замикання всередині контрольованої зони, він спрацьовує миттєво. Це дозволяє досягти високої селективності й мінімізації зони знеструмлення.

Захист від замикань на землю (ЗЗЗ)

Реалізований з урахуванням типу нейтралі: компенсованої або глухозаземленої. Цей вид захисту забезпечує виявлення однофазних замикань на землю, які часто мають низький струм і не виявляються іншими видами захисту. У мережах з компенсованою нейтраллю ЗЗЗ налаштований на реакцію по

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

перенапругах і струму витоку, забезпечуючи вчасне відключення аварійної ділянки без пошкодження ізоляції.

Диференціальний захист трансформаторів

Передбачений для всіх силових трансформаторів (ТРДН-63000/220, ТРДНС-40000/220). Цей захист контролює внутрішні міжвиткові пошкодження, пробої ізоляції, замикання на корпус та інші внутрішні дефекти. Він порівнює струми первинної та вторинної обмоток з урахуванням коефіцієнтів трансформації. Завдяки високій чутливості та селективності, цей захист є ключовим для запобігання серйозним аваріям у трансформаторному обладнанні.

Автоматика повторного включення (АПВ)

Використовується для автоматичного відновлення подачі напруги після однофазних або короточасних пошкоджень, які зникають самостійно (наприклад, дугове замикання на повітряній лінії). АПВ дозволяє зменшити кількість необґрунтованих відключень та підвищити безперервність електропостачання, особливо важливу для споживачів 1-ї категорії.

Автоматичне відключення навантаження (АВН)

Активується у випадку виникнення дефіциту потужності після аварійного вимкнення однієї з ліній живлення або трансформаторів. Система відключає частину некритичного навантаження, що дозволяє уникнути перевантаження решти елементів і запобігти каскадному розвитку аварії.

Автоматичне включення резерву (АВР)

Забезпечує автоматичне перемикання живлення на резервне джерело (лінію або трансформатор) у разі зникнення напруги на основному вводі. Це дозволяє миттєво відновити подачу електроенергії без участі оперативного персоналу,

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

зменшити час перерви в живленні критичних навантажень і зберегти стабільність роботи всієї системи.

Ці рішення разом створюють багаторівневу систему захисту і автоматизації, яка здатна ефективно функціонувати в складній мережевій структурі з підвищеними вимогами до надійності, швидкодії та селективності. При цьому використовуються сучасні мікропроцесорні пристрої РЗА, які дозволяють реалізувати гнучкі логіки, дистанційне керування та діагностику в реальному часі.

3.3 Схема дій РЗ у післяаварійному режимі

Згідно з результатами розрахунків, наведених у розділі 2.3 пояснювальної записки, у разі виникнення міжфазного короткого замикання на головній ділянці А–Б кільцевої мережі 220 кВ, система релейного захисту переходить до дій у відповідності до алгоритму локалізації пошкодження і переведення мережі у магістральний режим з одnobічним живленням. Такий режим дозволяє зберегти електропостачання критично важливих навантажень з іншого боку кільця, доки пошкоджена лінія не буде виведена з ремонту.

У зазначеній ситуації спрацювують наступні захисти та автоматизовані пристрої:

Диференціальний захист лінії А–Б (ДЗЛ). Фіксує появу міжфазного короткого замикання на контрольованій ділянці. Завдяки високій чутливості і швидкодії, захист точно визначає зону пошкодження, не реагуючи на збурення з інших частин кільця.

Формування команд на відключення вимикачів. На основі сигналу від ДЗЛ миттєво подається команда на відключення силових вимикачів з обох боків лінії А–Б. Це ізолює пошкоджену ділянку та запобігає подальшому поширенню аварії. Селективність дій забезпечує мінімізацію зони відключення.

Автоматика повторного включення (АПВ). Після відключення пошкодженої ділянки АПВ виконує спробу автоматичного повторного включення лінії А–Б з

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

одного або обох боків. Якщо замикання було короткочасним (наприклад, дуговим) і зникло після першого відключення, лінія повертається до нормального режиму. У разі повторного спрацювання захисту АПВ блокується, і лінія залишається відключеною до втручання персоналу.

Автоматичне включення резерву (АВР). Якщо лінія А–Б залишається виведеною з експлуатації, АВР на підстанції здійснює автоматичне переключення живлення на інший сегмент кільця або резервний трансформатор. Такий підхід забезпечує безперервність живлення основних споживачів та зменшує вплив аварії на технологічні процеси.

Система сигналізації та передача даних у диспетчерський центр. Одночасно з технічними діями система формує сигнал тривоги, який надсилається до оперативно-диспетчерського пункту. Передаються параметри аварії, час спрацювання, уставки, зафіксовані струми та напруги, що дозволяє диспетчерам провести подальший аналіз причин інциденту та вжити коригувальних заходів.

Магістральний режим з однобічним живленням. Після відключення ділянки А–Б мережа переходить у магістральний режим, у якому електроенергія подається лише з одного боку кільця. Це зменшує резервність, але дозволяє уникнути повного знеструмлення. Такий режим є допустимим тимчасово, до усунення пошкодження та повторного включення лінії.

Таким чином, алгоритм дій РЗ у післяаварійному режимі забезпечує чітку послідовність локалізації аварії, переведення системи у стабільний робочий стан і мінімізацію втрат для споживачів. Всі етапи реалізовані за допомогою цифрових пристроїв РЗА, що підтримують сучасні комунікаційні протоколи (наприклад, IEC 61850), і інтегровані у загальну систему автоматизованого керування підстанцією.

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

3.4 Технічна реалізація та апаратура

Для реалізації надійного та інтелектуального релейного захисту в проєктованій кільцевій мережі 220 кВ на підстанціях передбачено встановлення сучасних мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які забезпечують комплексний підхід до виявлення, аналізу та ліквідації аварійних ситуацій.

Мікропроцесорні пристрої РЗА: Передбачено використання уніфікованих пристроїв типу СИРИУС, РЗЛ, МРЗС або їхніх сучасних аналогів від провідних виробників (Siemens, Schneider Electric, ABB, ЕКРА, ЗАТ «НТЦ» та ін.). Ці пристрої об'єднують у собі:

Функції релейного захисту (струмовий, диференціальний, напрямлений, дистанційний тощо);

Автоматичні функції (АПВ, АВР, АВН, ЛЗШ, АЧР);

Контроль і моніторинг параметрів електричного режиму в реальному часі;

Комунікаційні інтерфейси для взаємодії із системами АСУТП та SCADA через протоколи IEC 61850, Modbus, DNP3.

Мікропроцесорна апаратура забезпечує високу точність, гнучкість у налаштуванні, самодіагностику, архівування подій, а також можливість віддаленого керування й конфігурування.

Додаткові технічні компоненти:

Вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН). Забезпечують перетворення параметрів електричної мережі до рівнів, придатних для подальшої обробки мікропроцесорними пристроями. Встановлюються на всіх вводах, виводах та ключових ділянках кола для точного вимірювання струмів, напруг, фазових кутів і частоти.

Вакуумні вимикачі з дистанційним керуванням. Вибрані як основні апарати для високошвидкісного комутаційного відключення та включення ліній і трансформаторів. Вони характеризуються високою надійністю, довговічністю та

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

здатністю до частих спрацювань без потреби обслуговування. Дистанційне керування реалізовано через контролери РЗА з можливістю ручного дублювання.

Аварійна сигналізація. Реалізована у вигляді світлових індикаторів (LED-панелей) і звукових сирен, які сповіщають персонал про:

- спрацювання захисту;
- втрату живлення;
- відкриття дверцят шаф РЗА;
- втручання в налаштування або спробу зовнішнього доступу.

Система зв'язку з АСУТП та SCADA. Усі пристрої об'єднані в єдину автоматизовану систему управління технологічним процесом (АСУТП) підстанції. Інтеграція забезпечує:

- оперативний моніторинг стану мережі;
- реєстрацію аварійних подій із часовою прив'язкою;
- архівування даних про параметри електромережі;
- віддалене діагностування та контроль зі сторони диспетчерського центру.

Особливості реалізації: Релейний захист та автоматика виконані за модульною структурою, що дозволяє легко масштабувати систему та адаптувати її до змін конфігурації мережі.

Всі кабельні з'єднання захищені від електромагнітних завад та мають екранування, заземлення і резервування.

Обладнання розміщено в герметизованих шафах зі ступенем захисту не нижче IP54, з системами примусового охолодження та пожежогасіння (при потребі).

Таким чином, запропонована технічна реалізація забезпечує високий рівень автоматизації, надійності та оперативності управління енергосистемою, що відповідає сучасним стандартам побудови цифрових підстанцій та концепції "Smart Grid".

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

3.5 Розрахунок струмів короткого замикання та вибір уставок РЗ

У кільцевих мережах напругою 220 кВ особливо важливим є правильний вибір уставок релейного захисту, який повинен забезпечувати селективність, чутливість та надійність роботи в різних режимах, зокрема в аварійних. Одним із ключових етапів є визначення максимальних робочих і аварійних струмів, на основі яких формуються параметри спрацювання захистів.

1. Розрахунок номінального струму в лінії

Для аналізу вибрано внутрішню ділянку між підстанціями Б і В, яка є потенційно найбільш навантаженою через своє розташування в середині кільцевої схеми.

Максимальна потужність, яка передається по цій лінії: $S_{л} = 105,19$ МВА

Номінальна напруга мережі: $U_{н} = 220$ кВ

Розрахунок номінального струму лінії:

$$I_{л} = \frac{S_{л}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{105190}{\sqrt{3} \cdot 220} = 275,99 \text{ А}$$

2. Вибір уставки максимального струмового захисту (МСЗ)

Щоб уникнути помилкових спрацювань у нормальних режимах та врахувати можливе перевантаження, уставка струму спрацювання для МСЗ встановлюється на рівні:

$$I_{спр} = 1,2 \cdot I_{л} = 1,2 \cdot 275,99 = 331,2 \text{ А}$$

Така уставка забезпечує чітке розділення між робочими і аварійними режимами та захищає лінію від перевантаження та міжфазного короткого замикання.

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

3. Вибір витримки часу

Для досягнення селективності між суміжними ступенями захисту (наприклад, між захистом трансформатора та захистом лінії), встановлюється відповідна витримка часу. Для першої зони МСЗ прийнято:

$$t_3 = 0,3 \text{ с}$$

Це забезпечує першочергове спрацювання ближчого захисту до місця пошкодження та резервування віддаленішими пристроями з більшими витримками.

4. Розрахунок параметрів для диференціального захисту трансформаторів

Для захисту силових трансформаторів використовується струмовий диференціальний захист, чутливий до внутрішніх пошкоджень. Для трансформатора типу ТРДН-63000/220:

$$S_{тр} = 63 \text{ МВА}$$

$$U_{тр} = 220 \text{ кВ}$$

Розрахунок номінального струму трансформатора:

$$I_{нтр} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 165,45 \text{ А}$$

Відповідно, струм уставки спрацювання:

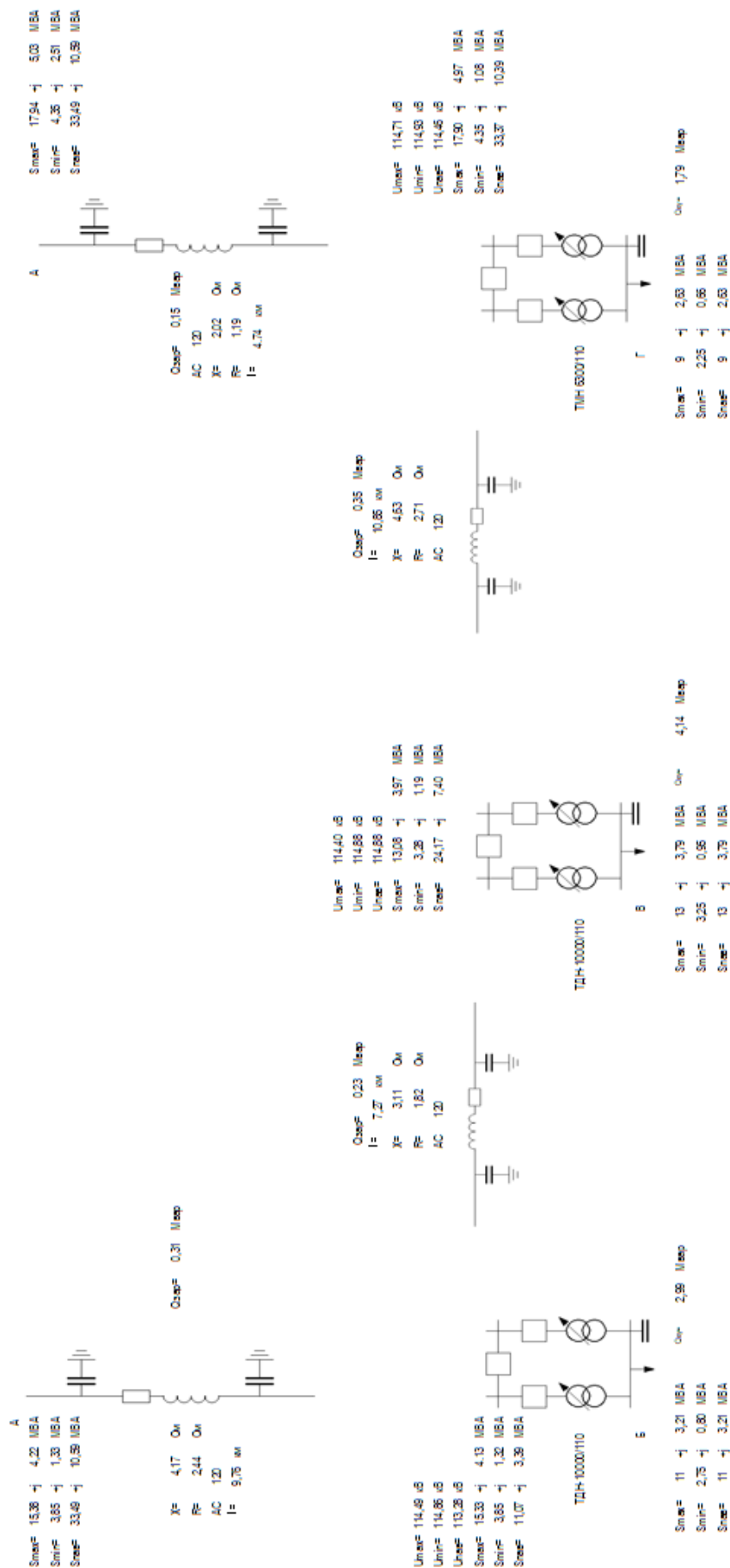
$$I_{спр} = 1,2 \cdot 165,45 = 198,54 \text{ А}$$

Такий рівень забезпечує надійне розпізнавання внутрішніх пошкоджень при збереженні стійкості до зовнішніх збурень.

5. Узгодження уставок між типами захисту

Усі уставки релейного захисту погоджуються між собою відповідно до принципів селективності:

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		



ET та EE 4815.004.000 ПЗ

Лист

Изм. Лист № документа Підпис Дата

Пристрої ближче до джерела живлення мають більші витримки часу;

Чутливість диференціального захисту вища, ніж у МСЗ;

Уставки враховують коефіцієнти трансформації вимірювальних трансформаторів та можливі рециркуляційні струми у кільці.

Таким чином, розраховані уставки відповідають принципам надійності, селективності та швидкодії, забезпечуючи оптимальний захист обладнання та стійкість системи в аварійних режимах. Усі параметри закладені у відповідному програмному забезпеченні мікропроцесорних пристроїв РЗА та перевірені шляхом моделювання у програмному середовищі.

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

У рамках даного проєкту була розроблена електрична мережа напругою 220 кВ, згідно з технічним завданням. В основу покладено кільцеву схему живлення споживачів, яка забезпечує високий рівень надійності та демонструє оптимальні техніко-економічні показники.

Порівняння альтернативних конфігурацій дозволило обрати найдоцільніший варіант на основі результатів розрахунку режиму максимального навантаження. Надалі цей варіант був проаналізований також у мінімальному та післяаварійному режимах, що дало підстави підтвердити його стійку роботу за різних умов експлуатації.

У процесі проєктування проведено аналіз кліматичних умов регіону, на основі якого обґрунтовано вибір:

- компенсуючих пристроїв на підстанціях споживачів;
- силових трансформаторів, типу і потужності;
- проводів повітряних ліній електропередач;
- типу опор, що відповідають умовам експлуатації та рельєфу місцевості.

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

ЛІТЕРАТУРА

1. Діючі галузеві нормативні документи у галузі будівництва для використання на об'єктах електроенергетичної галузі. Показчик. Режим доступу: https://ua.energy/uchasnikam_rinku/dokumenty
2. СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричні розподільних установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова». Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=66629
3. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
4. Бардик, Є.І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання / Є.І. Бардик, М.П. Лукаш / К.: «Політехніка» НТУУ «КПІ» 2012 – 250 с.
5. Костишин, В.С. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб. /В.С. Костишин, М.Й. Федорів, Я.В. Бацала. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 243 с.
6. ДСТУ 3008:2015 Звіти у сфері науки і техніки. Структура та правила оформлювання. [Чинний від 2015-06-22]. Вид. офіц. Київ, 2015. 31 с. (Інформація та документація).
7. ДСТУ 8302:2015 Бібліографічне посилання. Загальні вимоги та правила складання. [Чинний від 2016-07-01]. Вид. офіц. Київ, 2016. 20 с. (Інформація та документація).
8. ДСТУ 3582:2013 Бібліографічний опис. Скорочення слів і словосполучень українською мовою. Загальні вимоги та правила. [Чинний від 2013-08-22]. Вид. офіц. Київ, 2014. 17 с. (Інформація та документація).
9. ДСТУ 3321:2003. Система конструкторської документації. Терміни та визначення основних понять. [Чинний від 2003-12-08]. Вид. офіц. Київ, 2005. 55с.

					ЕТ та ЕЕ 4815.004.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		