

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 55 МВт, 38 МВт, 49 МВт

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 4 курсу, групи ЗЕА-Е23 приск.

Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/Наталія РОМАНЦОВА
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/Вячеслав МЕЛЬНИКОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/Андрій МЕЗЕРЯ
(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)**

Романцовій Наталії Вікторівні

(прізвище, ім'я, по батькові студента)

1. Тема роботи Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 55 МВт, 38 МВт, 49 МВт

керівник роботи Мельников В'ячеслав Євгенович, к.т.н., доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від “10” квітня 2025 року № 4801-5/923

2. Строк подання студентом роботи 15.06.2025

3. Перелік питань, які потрібно розробити)

Розрахунок варіантів схеми мереж; аналіз вихідних даних та кліматичних умов району; складання варіантів схеми мережі; визначення відстаней ділянок мережі; визначення номінальної напруги мереж; визначення зарядної реактивної потужності ділянок мережі; вибір схем підстанцій споживачів; вибір пристроїв, що компенсують, та силових трансформаторів підстанцій; приведення навантаження підстанцій до вищої сторони; розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі; вибір проводів ділянок мережі; розрахунок втрат мережі; техніко економічне порівняння варіантів мережі; розрахунок оптимального варіанту схеми мережі; точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі; наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному режимі; наближене та точне поточкорозподілення мережі у післяаварійному режимі; визначення рівнів напруги у вузлах мережі.

4. План роботи

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

5. Дата видачі завдання 10.04.2025

Студент

підпис

Н.В. Романцова

ініціали, прізвище

Керівник роботи

підпис

В.Є. Мельников

ініціали, прізвище

3MICT

ЗАВДАННЯ

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 мереж
- 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 потокорозподілу варіантів мережі
- 1.10. Вибір проводів ділянок мережі
- 1.11. Розрахунок втрат мережі
- 1.12. Техніко економічне порівняння варіантів мережі

2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ

- 2.1. Точне потокорозподілення мережі в максимальному режимі
- 2.2. Наближене та точне потокорозподілення мережі у мінімальному режимі

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ								
					Проектування електричної мережі з вуз-лами навантаження 55 МВт, 38 МВт, 49 МВт				Літ.		Маса	Масштаб	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата								1	1 : 1
Розроб.		Романцова Н.В.											
Перевір.		Мельников В.Є.											
Т. Контр.									Арк.			Аркушів	
Реценз.					Пояснювальна записка				ЗЕА-Е23пр				
Н. Контр.													
Затверд.		Чернюк А.М.											

ВСТУП

Енергетика є фундаментальною основою стабільного функціонування та розвитку економіки будь-якої країни. В Україні електроенергетика займає провідне місце серед усіх галузей енергетичного сектору, адже вона забезпечує надійне електропостачання як промислових підприємств, так і побутових споживачів. Її розвиток є вирішальним фактором прискорення науково-технічного прогресу, підвищення продуктивності праці, а також покращення умов життя населення.

Особливу роль електроенергетика відіграє в міських агломераціях, де зосереджено близько 75% загального електроспоживання країни. Це обумовлює важливість надійної та ефективної побудови схем електропостачання міст, які мають безпосередній вплив на структуру та параметри всієї електричної мережі держави.

Для забезпечення міського електропостачання використовуються мережі зовнішнього електропостачання напругою 220 кВ і вище, що здійснюють зв'язок міської енергосистеми з джерелами генерації. Відповідні підстанції 220 кВ передають електроенергію до міських мереж 110 кВ, а також об'єднуються між собою високовольтними лініями з метою забезпечення резервування, стійкості та надійності енергопостачання.

Значення електроенергії в сучасному суспільстві визначається її унікальними властивостями: вона є універсальним енергоресурсом, здатним передаватися на великі відстані з мінімальними втратами, концентруватися у великих обсягах, легко регулюватися та автоматизуватися. Саме це робить електроенергію незамінною в усіх сферах діяльності — від важкої промисловості до інформаційних технологій.

Проектування сучасних систем електропостачання потребує комплексного підходу, який враховує низку важливих вимог. Зокрема, мережі повинні забезпечувати високу надійність постачання, відповідати критеріям економічної доцільності, мати безпечну й зручну в обслуговуванні

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

інфраструктуру, підтримувати належну якість електроенергії (стабільну напругу, частоту, мінімальний рівень спотворень тощо).

Крім того, надзвичайно важливою є гнучкість системи, тобто здатність до нарощування потужності та розширення мережі без необхідності повної реконструкції. Також проєкт має враховувати можливість максимально швидкого і раціонального виконання будівельно-монтажних робіт. Усе це робить проєктну діяльність значно складнішою, ніж просто технічні розрахунки, адже вона вимагає передбачення майбутніх змін, розвитку інфраструктури та адаптації до нових умов.

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ

1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району

Для виконання проєктування були використані такі вихідні дані:

- перелік електроспоживачів;
- значення їхніх активних потужностей;
- коефіцієнти активної потужності (фактичний та розрахунковий);
- просторове розташування підстанцій споживачів і потенційних джерел живлення (у вигляді координат);
- інформація про категорійність електроприймачів;
- кліматичні умови електрифікованого району.

В межах даного проєкту всі споживачі належать до першої категорії надійності електропостачання, що передбачає підвищені вимоги до стабільності живлення. Кліматичні характеристики району відповідають умовам Харківської області. Усі інші вихідні параметри наведено в таблиці 1.1, а просторове розміщення об'єктів показано на карті-схемі району електрифікації (рисунок 1.1), що відповідає обраному варіанту завдання на проєктування.

Таблиця 1.1. - Вихідні данні на проєктування

Парметр	Одиниці виміру	Підстанція джерело живлення	Підстанції споживачі			Характерні точки	
		А	Б	В	Г	Н	М
Р _{зап}	МВт	***	55	38	49		
cosφ	в.о.	***	0,86	0,84	0,89		
координата Х	мм	50	55	10	10	43	20
координата Y	мм	15	35	85	60	27	67
масштаб	км/мм	0,7					

Проведемо аналіз кліматичних умов району. Згідно ПУЕ визначення розрахункових кліматичних умов для проєктування 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.

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		
	1 раз у 5 років	1 раз в 10 років	1 раз у 15 років
II	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 г/см³.

Для проекрованої ділянки характерний третій район по ожеледі. Нормативна товщина стінки ожеледі на висоті 10 м 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	
	1 раз у 5 років	1 раз у 10 років
III	10	15

В проектованому районі час гроз складає 80-100 годин.

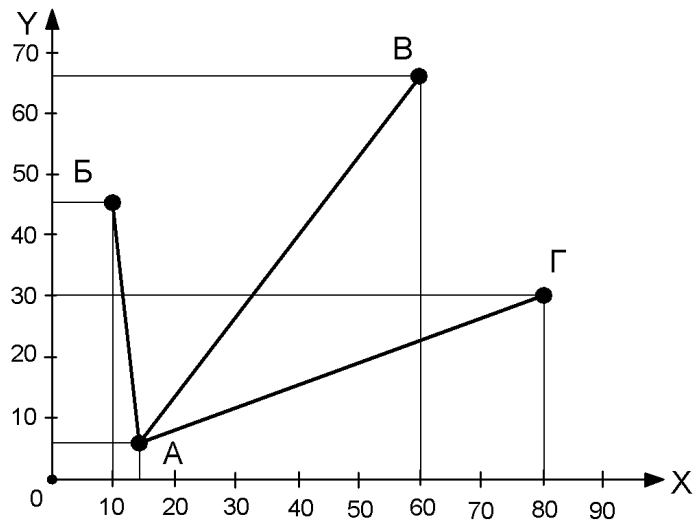


Рисунок 1.1. - План – карта району

1.2. Складання варіантів схеми мережі

В процесі проектування розглядаються варіанти конфігурацій електричної мережі, здатні забезпечити гарантований рівень надійності електропостачання відповідно до вимог, що висуваються до споживачів першої категорії. Для таких споживачів критично важливим є забезпечення безперервної подачі електроенергії навіть у разі виходу з ладу одного з елементів мережі.

Серед великої кількості можливих варіантів топологій до подальшого аналізу відібрано базові (найпростіші) схеми електричних мереж, які слугують основою для побудови більш складних розподільчих структур. Зокрема, розглядаються такі типи схем:

- радіальна схема, що характеризується простотою структури та використанням одного напрямку подачі живлення;
- магістральна схема, яка дозволяє підключення кількох споживачів вздовж однієї лінії, забезпечуючи при цьому можливість резервування;
- кільцева схема, яка забезпечує живлення споживачів по кільцю, дозволяючи зберігати подачу електроенергії при відключенні будь-якої окремої ділянки.

Усі зазначені варіанти схем здатні забезпечити необхідний рівень надійності для електропостачання підстанцій першої категорії. Це досягається шляхом організації живлення по двох незалежних лініях, що мінімізує ймовірність повного знеструмлення споживача. З огляду на це, у подальших техніко-економічних розрахунках доцільно вважати ці схеми рівнонадійними, а остаточний вибір варіанту доцільно здійснювати з урахуванням технічної простоти реалізації, вартості, гнучкості в експлуатації та можливості подальшого розширення мережі.

Варіанти схем представлені на рисунках 1.2 – 1.4.

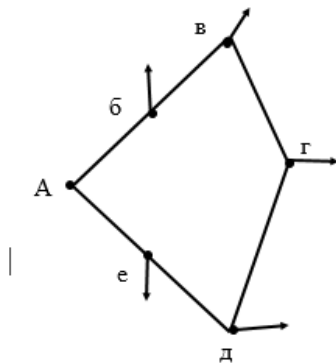


Рисунок 1.2. - Радіальна схема мережі

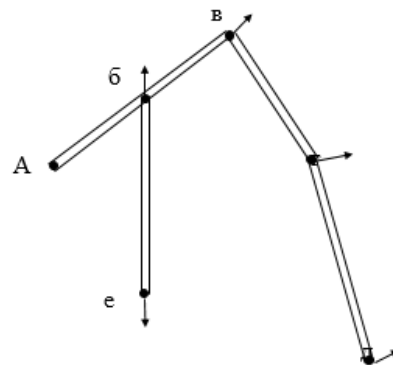


Рисунок 1.3. - Магістральна
схема мережі

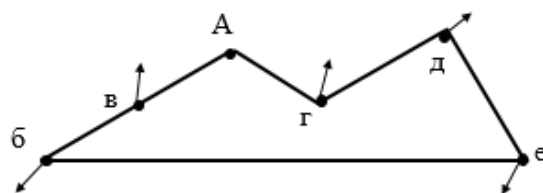


Рисунок 1.4. - Кільцева схема мережі

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	20,62	14,43	2,16	16,60
АВ	80,62	56,44	8,47	64,90
АГ	60,21	42,15	6,32	48,47
Магістральна схема мережі				
АН	13,89	9,72	1,46	11,18
НМ	46,14	32,30	4,84	37,14
МВ	20,59	14,41	2,16	16,58
НБ	14,42	10,10	1,51	11,61
МГ	12,21	8,54	1,28	9,83
Кільцева схема живлення				
АБ	20,62	14,43	2,16	16,60
БВ	67,27	47,09	7,06	54,15
ВГ	25,00	17,50	2,63	20,13
АГ	60,21	42,15	6,32	48,47

1.4. Визначення номінальної напруги мережі

Вибір номінальної напруги електричної мережі є одним із ключових етапів проектування, оскільки він безпосередньо впливає на ефективність, надійність і економічність передачі електроенергії. Основними критеріями при визначенні рівня напруги є величина передаваного навантаження, довжина повітряної або кабельної лінії, а також необхідність мінімізації втрат потужності.

В загальному випадку, зі зростанням потужності навантаження або довжини лінії доцільно використовувати вищі рівні напруги, що дозволяє зменшити перетин провідників, втрати потужності та падіння напруги, а також забезпечити більш стабільну роботу системи електропостачання.

А районі, де передбачається реалізація проєкту, уже існує мережа електропостачання, яка включає джерела живлення з рівнями напруги 35, 110 та 220 кВ. Це дозволяє здійснювати підключення споживачів до вже наявної інфраструктури, забезпечуючи надійне живлення підстанцій з урахуванням конкретних характеристик електричних навантажень та географічного розташування об'єктів.

Таким чином, при виборі номінальної напруги для проєктованої мережі враховуються як технічні умови (потужність навантажень, довжини ліній), так і наявна структура існуючої енергосистеми в регіоні, що дозволяє оптимізувати техніко-економічні показники проєкту.

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 діляниць мережі та номінальних напруг варіантів мережі в цілому здійснюємо у таблиці 1.5.

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 1.5. - Визначення оптимальної напруги мережі

Ділянка	Lрозр, км	Pдільн, МВт	U опт., кВ	U ном.діл, кВ	U ном.мер., кВ
Радіальна схема мережі					
АБ	16,60	55	115,02	110	220
АВ	64,90	38	116,65	220	
АГ	48,47	49	127,69	220	
Магістральна схема мережі					
АН	11,18	142	126,68	220	220
НМ	37,14	87	153,94	220	
МВ	16,58	38	102,09	110	
НБ	11,61	55	106,29	110	
МГ	9,83	49	99,06	110	
Кільцева схема живлення					
АБ	16,60	84,20	129,29	220	220
БВ	54,15	29,20	102,68	110	
ВГ	20,13	8,80	56,89	110	
АГ	48,47	57,80	136,63	220	

1.5. Визначення зарядної реактивної потужності діляниць мережі

Під час розрахунку розподілу потоків потужності в електричній мережі важливо враховувати зарядну потужність ліній електропередачі. Ігнорування цього параметра може призвести до похибок у визначенні величин переданої потужності по лініях, що, у свою чергу, порушує енергетичний баланс між виробництвом і споживанням електроенергії в системі. Тільки з урахуванням зарядної складової можна забезпечити точне моделювання роботи мережі та правильне складання балансу активної та реактивної потужності.

Визначимо зарядну потужність лінії для всіх ділянок мережі по формулі:

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

де b_0 - питома зарядна потужність лінії в См 10^{-4} . На даному етапі проекту, поки ще вибрані проводи на діляницях 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

Ділянка	L _{розр} , км	b ₀ , 10-4, С _м	Q _{зар} , Мвар
Радіальна схема мережі			
АБ	16,60	2,60	2,09
АВ	64,90	2,60	16,33
АГ	48,47	2,60	12,20
Магістральна схема мережі			
АН	11,18	2,60	2,81
НМ	37,14	2,60	0,12
МВ	16,58	2,60	4,17
НБ	11,61	2,60	2,92
МГ	9,83	2,60	2,47
Кільцева схема живлення			
АБ	16,60	2,60	2,09
БВ	54,15	2,60	6,81
ВГ	20,13	2,60	2,53
АГ	48,47	2,60	6,10

1.6. Вибір схем підстанцій споживачів

Вибір схеми електричних з'єднань підстанцій є складним і відповідальним завданням, яке визначається сукупністю технічних, економічних і експлуатаційних чинників. Серед найважливіших із них варто відзначити: тип і функціональне призначення підстанції (наприклад, транзитна, розподільча, понижувальна тощо), її розташування в структурі енергосистеми, кількість і потужність силових трансформаторів (або автотрансформаторів), кількість і напруга ліній електропередач, а також величина місцевого навантаження.

Не менш важливу роль відіграють такі чинники, як категорійність споживачів (від якої залежить рівень резервування), схеми та рівні напруги прилеглих мереж, допустимі значення струмів короткого замикання, наявність необхідного електротехнічного обладнання відповідних характеристик, економічні наслідки недопостачання електроенергії чи зниження її якості, а також доступність площ для розміщення обладнання. Значна частина цих параметрів зазвичай надається у вихідних даних до проєкту.

Водночас, через загальність умов проєктування, низка додаткових факторів залишається невизначеною і може оцінюватися орієнтовно, з урахуванням інженерної доцільності. Серед таких факторів: перспективи розвитку енергомереж району, в якому розміщується підстанція, організація диспетчерського управління (як загальносистемного, так і локального), специфічні вимоги до схеми, що впливають із розрахунків динамічної стійкості, очікувані величини внутрішніх перенапруг, а також прогнозоване зростання навантажень у мережах середньої та нижчої напруги.

За замовчуванням слід враховувати наявність споживачів усіх трьох категорій надійності, що потребує підвищеної гнучкості та резервування в схемі підстанції. Розподільчий пристрій високої напруги (РПВН), призначений для прийому електроенергії з боку енергосистеми, може бути реалізований у вигляді різних схем залежно від умов підключення. Найпоширенішими є:

- схема "два блоки трансформатор–лінія з перемичкою", яка дозволяє швидко відновити живлення в разі відмови одного з блоків;
- схема "мостика з робочою і ремонтною перемичкою", яка забезпечує більш високу гнучкість і зручність обслуговування, даючи змогу проводити планові або аварійні роботи без переривання живлення.

Кінцевий вибір схеми повинен ґрунтуватися на аналізі усіх вищезазначених параметрів, із урахуванням балансу між технічною

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

доцільністю, надійністю електропостачання, перспективою розвитку та економічною ефективністю проєкту.

Як варіанти РПВН у роботі розглянуто 2 основних: з робочою і ремонтною перемичкою (для транзитної підстанції включеної в розсічку ЛЕП, як у кільцевій схемі) і тільки з ремонтною перемичкою (для підстанції тупікових як у радіальній та магістральній схемі).

Схеми РПВН, що використовуються в проєкті приведені на рисунку 1.5

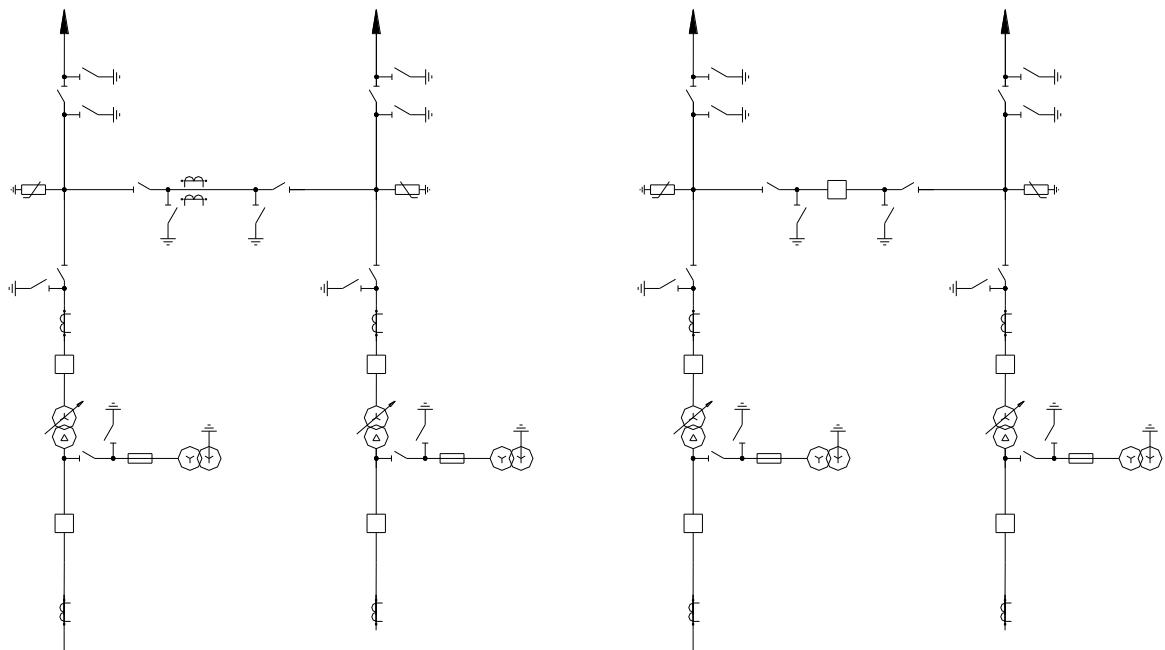


Рисунок 1.5. - Варіанти схем РПВН підстанцій споживачів

1.7. Вибір пристроїв, що компенсують, та силових трансформаторів підстанцій

Компенсаційні пристрої встановлюються з метою зменшення обсягу реактивної потужності, що передається по лініях електропередачі. Зменшення переданої реактивної складової сприяє зниженню струмового навантаження в мережі, що, у свою чергу, призводить до зменшення втрат активної потужності в елементах електричної мережі, таких як трансформатори та провідники.

Ефективна компенсація реактивної потужності має суттєвий вплив на загальні повні навантаження підстанцій, що безпосередньо впливає на вибір номінальних потужностей силових трансформаторів, перерізи проводів ліній електропередачі, а також на рівень втрат напруги, потужності та електроенергії в мережі. Внаслідок цього потужність і розміщення компенсувальних пристроїв (зазвичай батарей конденсаторів) мають вагоме значення для формування техніко-економічних показників різних варіантів схем електропостачання, і можуть впливати навіть на вибір оптимального рівня номінальної напруги та конфігурації самої мережі.

Для спрощення розрахунків умовно вважаємо, що максимумами споживання активної та реактивної потужності підстанції збігаються в часі. На основі цього підхід до визначення необхідної реактивної потужності здійснюється за величинами максимального активного навантаження та заданими значеннями коефіцієнта потужності.

У рамках даного проєкту передбачено встановлення батарей статичних конденсаторів відповідної потужності для підвищення коефіцієнта потужності на шинах вторинної напруги підстанції до нормативного значення — **0,96**. Такий рівень забезпечує оптимальні умови роботи обладнання, знижує навантаження на елементи мережі та сприяє підвищенню енергоефективності системи електропостачання.

Приблизне значення потужності пристроїв що компенсують, які встановлюються на шинах вторинної напруги підстанції, визначається за формулами що наведені у таблиці 1.7.

На понижуючій підстанції приймаємо до установки два трансформатори, виходячи з умови надійності електропостачання. Виходячи з допустимого перевантаження на час максимуму навантаження на 40%.

Потужність кожного з двох трансформаторів вибирається рівної (0,65-:- 0,7) максимального навантаження підстанції. При цьому забезпечується живлення всіх споживачів при аварії одного з трансформаторів. По

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

розрахунковій потужності вибираємо тип і потужність трансформаторів. Дані вибору приведемо у таблиці 1.7.

Таблиця 1.7. - Вибір пристроїв, що компенсують, та силових трансформаторів підстанцій

Підстанції		Б	В	Г
Параметри				
$P_{\text{зад}}, \text{МВт}$		55	38	49
$\cos\varphi, \text{зад}$		0,86	0,84	0,89
$\text{tg}\varphi, \text{зад}$		0,59	0,65	0,51
$Q_{\text{зад}}=P_{\text{зад}}*\text{tg}\varphi_{\text{зад}}, \text{Мвар}$		32,64	24,55	25,10
$\cos\varphi, \text{б}$		0,96	0,96	0,96
$\text{tg}\varphi, \text{б}$		0,29	0,29	0,29
$Q_{\text{б}}= P_{\text{зад}}*\text{tg}\varphi_{\text{б}}, \text{Мвар}$		16,04	11,08	14,29
$K_{\text{н}}$		0,9	0,9	0,9
$Q_{\text{кп}}=K_{\text{н}} (Q_{\text{зад}}-Q_{\text{б}}), \text{Мвар}$		14,93	12,12	9,73
$S_{\text{б}}, \text{МВА}$		57,29	39,58	51,04
$S_{\text{б}}/1,4, \text{МВА}$		40,92	28,27	36,46
$S_{\text{н.тр}}, \text{МВА}$		40	32	40
Тип трансформатора		ТРДНС-40000/220	ТРДН-32000/220	ТРДНС-40000/220
Параметри трансформатора	$P_{\text{х}}, \text{кВт}$	50	53	50
	$P_{\text{к.з.}}, \text{кВт}$	170	167	170
	$U_{\text{к.з.}}, \%$	11,5	12	11,5
	$I_{\text{х.х.}}, \%$	0,6	0,9	0,6

1.8. Приведення навантаження підстанцій до високої сторони

Приведення навантаження до вищої сторони трансформаторів полягає в урахуванні додаткових складових потужності, що виникають у процесі

передачі електроенергії, під час розрахунку обраного варіанта схеми мережі. Зокрема, до загального навантаження на вищій напрузі необхідно додавати втрати потужності в силових трансформаторах на підстанціях, а також зарядну потужність повітряних або кабельних ліній електропередач.

Таке приведення є важливим етапом у точному визначенні розподілу потужності в мережі, оскільки дозволяє адекватно врахувати вплив внутрішніх втрат і реактивних складових, що виникають у процесі передачі електроенергії від джерела до споживачів. Це забезпечує правильне балансування енергосистеми, коректний розрахунок навантажень елементів мережі та обґрунтований вибір обладнання.

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

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

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

де ΔP_{xx} – втрати активної потужності холостого ходу трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\kappa.з.}$ – втрати активної потужності короткого замикання трансформатора, кВт;

ΔQ_{xx} - втрати реактивної потужності холостого ходу трансформатора, квар;

S_{δ} – бажана повна потужність підстанції в МВА;

$S_{н.тр.}$ – номінальна повна потужність трансформатора підстанції в МВА;

n – кількість трансформаторів підстанції;

u_{κ} – напруга короткого замикання трансформатора у %.

Приведення навантаження до високої сторони підстанції здійснимо у таблиці 1.8.

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 1.8. - Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр}, \text{кВт}$	274,37	233,76	238,40
$\Delta Q_{тр}, \text{кВт}$	484,72	578,94	483,75
$P', \text{МВт}$	55,27	38,23	49,24
$Q', \text{Мвар}$	16,53	11,66	14,78
$S', \text{МВА}$	57,69	39,97	51,41

1.9. Розрахунок потокорозподілу варіантів мережі

Розрахунки електричних мереж виконуються для визначення:

- завантаження елементів мережі, відповідності пропускної здатності мережі очікуваним потокам потужності (визначення потокорозподілення по лініях);
- перетину проводів;
- втрат $\Delta P, \Delta Q, \Delta W, \Delta U$;

Розрахунок потокорозподілення в радіальній схемі

$P_{AB} =$	$P'_B =$	55,27	МВт
$P_{AB} =$	$P'_B =$	38,23	МВт
$P_{AG} =$	$P'_G =$	49,24	МВт
$Q_{AB} =$	$Q'_B - Q_{зарAB} =$	16,53	- 2,09 = 14,44 Мвар
$Q_{AB} =$	$Q'_B - Q_{зарAB} =$	11,66	- 16,33 = -4,67 Мвар
$Q_{AG} =$	$Q'_G - Q_{зарAG} =$	14,78	- 12,20 = 2,58 Мвар
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB}$	=	57,13 МВА
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB}$	=	38,52 МВА
$S_{AG} =$	$P_{AG} + jQ_{AG}$	=	49,31 МВА

Розрахунок поточкорозподілення в магістральній схемі

$P_{MG} =$	$P'_{Г} =$	49,24					МВт
$P_{MB} =$	$P'_{В} =$	38,23					МВт
$P_{NB} =$	$P'_{Б} =$	55,27					МВт
$P_{NM} =$	$P'_{В} + P'_{Г} =$	38,23	+	49,24	=	87,47	МВт
$P_{АН} =$	$P_{NM} + P'_{Б} =$	87,47	+	55,27	=	142,75	МВт
$Q_{MG} =$	$Q'_{Г} - Q_{зарMG} =$	14,78	-	2,47	=	12,30	Мвар
$Q_{MB} =$	$Q'_{В} - Q_{зарMB} =$	11,66	-	4,17	=	7,49	Мвар
$Q_{NB} =$	$Q'_{Б} - Q_{зарNB} =$	16,53	-	2,92	=	13,60	Мвар
$Q_{NM} =$	$Q_{BM} + Q_{ГМ} - Q_{зарNM} =$	7,49	+	12,30	-	0,12	= 19,67 Мвар
$Q_{АН} =$	$Q_{NB} + Q_{NM} - Q_{зарАН} =$	13,60	+	19,67	-	2,81	= 30,46 Мвар
$S_{MG} =$	$P_{MG} + jQ_{MG} =$	=	59,22	МВА			
$S_{MB} =$	$P_{MB} + jQ_{MB} =$	=	38,96	МВА			
$S_{NB} =$	$P_{NB} + jQ_{NB} =$	=	56,92	МВА			
$S_{NM} =$	$P_{NM} + jQ_{NM} =$	=	89,66	МВА			
$S_{АН} =$	$P_{АН} + jQ_{АН} =$	=	145,96	МВА			

1.10. Вибір проводів ділянок мережі

Вибір марки та перерізу проводу повітряної лінії електропередачі здійснюється на основі розрахованих струмових навантажень, які визначаються з урахуванням режиму роботи мережі, довжини ліній, величини навантаження та категорійності споживачів.

Основним критерієм при виборі економічно доцільного перерізу проводу є досягнення мінімуму приведених витрат за весь життєвий цикл лінії, що враховує як капітальні вкладення, так і експлуатаційні витрати, включаючи втрати електроенергії. Проте на практиці, особливо при проєктуванні повітряних ліній для масового будівництва, перерізи проводів часто обираються не шляхом детальних техніко-економічних розрахунків у кожному конкретному випадку, а на основі узагальнених стандартних рішень, що були раніше апробовані і рекомендовані відповідними галузевими нормативами.

Перехід до масового будівництва ПЛЕП із використанням уніфікованих опор значно вплинув на структуру витрат. У результаті цього виявлено, що в деяких випадках застосування проводів із меншим перерізом може не

зменшити загальну вартість лінії, а навпаки — призвести до її збільшення порівняно з варіантами, де використано проводи більшого перерізу. Це пов'язано з конструктивними особливостями опор, необхідністю встановлення більшої кількості ізоляторів, додатковими витратами на монтаж тощо.

Розрахунок перерізу проводів для кожної окремої ділянки ПЛЕП із проміжними опорами проводиться відповідно до розрахункового навантаження цієї ділянки. У деяких випадках допустимо використовувати однаковий переріз проводу для двох суміжних ділянок, якщо величини їх навантажень знаходяться в межах одного або сусідніх економічно доцільних інтервалів, що не призводить до суттєвих відхилень у техніко-економічних показниках.

В даному проекті вибір проводів будемо здійснювати методом економічної щільності струму, яка для неізольованих алюмінієвих струмоведучих частин становить 1,1 А/мм². З умов відсутності корони не можна приймати проводи перетином менш ніж 120 мм² для мережі 110 кВ та проводи перетином менш ніж 240 мм² для мережі 220 кВ.

Розрахунок струмів та вибір проводів в радіальній схемі

$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{57,13}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 75,05 \text{ А}$	
$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{38,52}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 50,60 \text{ А}$	
$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{49,31}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 64,77 \text{ А}$	
$j_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{75,05}{1,1} = 68,23 \text{ мм}^2$	
$j_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{50,60}{1,1} = 46,00 \text{ мм}^2$	
$j_{екAG} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{64,77}{1,1} = 58,89 \text{ мм}^2$	

Вибір марки проводів на ділянках						
Дільниця	Марка проводу		г0, Ом /км	X0, 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

$I_{MG} = \frac{S_{MG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{59,22}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 77,80$	A
$I_{MB} = \frac{S_{MB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{38,96}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 51,18$	A
$I_{NB} = \frac{S_{NB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{56,92}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 74,78$	A
$I_{NM} = \frac{S_{NM}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{89,66}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 117,78$	A
$I_{AN} = \frac{S_{AN}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{145,96}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 191,75$	A
$q_{екMG} = \frac{I_{MG}}{j_{ек}} = \frac{77,80}{1,1} = 70,73$	мм2
$q_{екMB} = \frac{I_{MB}}{j_{ек}} = \frac{51,18}{1,1} = 46,53$	мм2
$q_{екNB} = \frac{I_{NB}}{j_{ек}} = \frac{74,78}{1,1} = 67,98$	мм2
$q_{екNM} = \frac{I_{NM}}{j_{ек}} = \frac{117,78}{1,1} = 107,08$	мм2
$q_{екAN} = \frac{I_{AN}}{j_{ек}} = \frac{191,75}{1,1} = 174,32$	мм2

Вибір марки проводів на ділянках						
Дільниця	Марка проводу		г0, Ом /км	X0, 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					
$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}$	=	$\frac{59,22}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220}$	=	155,60	A
$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}$	=	$\frac{87,80}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220}$	=	230,69	A
$I_{BG} = \frac{S_{BG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}$	=	$\frac{10,64}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220}$	=	27,96	A
$I_{BB} = \frac{S_{BB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}$	=	$\frac{29,37}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220}$	=	77,15	A
$q_{екAG} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}}$	=	$\frac{155,60}{1,1}$	=	141,45	мм2
$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}}$	=	$\frac{230,69}{1,1}$	=	209,72	мм2
$q_{екBG} = \frac{I_{BG}}{j_{ек}}$	=	$\frac{27,96}{1,1}$	=	25,42	мм2
$q_{екBB} = \frac{I_{BB}}{j_{ек}}$	=	$\frac{77,15}{1,1}$	=	70,14	мм2

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- 240		0,12	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:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_n^2} \cdot R_{л}; \quad \Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_n^2} \cdot x_{л};$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_{л} + Q_{л} \cdot x_{л}}{n \cdot U_n}; \quad \Delta W_{л} = \Delta P \cdot \tau,$$

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

Q - реактивна потужність, передана по лінії в Мвар;

U_n - номінальна напруга мережі в кВ;

$R_{л} = r_0 \cdot l$ - активний опір лінії в Ом;

$X_{л} = x_0 \cdot l$ - реактивний опір лінії в Ом;

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

n - кількість ланцюгів у лінії;

τ - річне число годин використання максимуму навантаження на рік.

Результати розрахунків представимо в таблиці 1.9.

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 1.9. - Розрахунок втрат варіантів мережі.

Ділянка	L, км	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	I, А	Марка проводу	r ₀ ,Ом км	x ₀ , Ом км	ΔP МВт	ΔQ, Мвар	ΔU, кВ	ΔW, МВт год	ΣΔW, МВт год
Радіальна схема													
АБ	16,60	55,27	14,44	57,13	75,05	АС - 240	0,12	0,405	0,067	0,227	0,47	181,29	897,96
АВ	64,90	38,23	-4,67	38,52	50,60	АС - 240	0,12	0,405	0,119	0,403	0,40	322,29	
АГ	48,47	49,24	2,58	49,31	64,77	АС - 240	0,12	0,405	0,146	0,493	0,77	394,38	
Магістральна схема													
АН	11,18	142,75	30,46	145,96	191,75	АС - 240	0,12	0,405	0,295	0,997	0,75	797,47	2091,69
НМ	37,14	87,47	19,67	89,66	117,78	АС - 240	0,12	0,405	0,370	1,249	1,56	999,36	
НБ	11,61	55,27	13,60	56,92	74,78	АС - 240	0,12	0,405	0,047	0,157	0,32	125,92	
МГ	9,83	49,24	12,30	50,75	77,80	АС - 240	0,12	0,405	0,031	0,106	0,24	84,72	
МВ	16,58	38,23	7,49	38,96	51,18	АС - 240	0,12	0,405	0,031	0,105	0,29	84,22	
Кільцева схема													
АБ	16,60	84,64	23,35	87,80	230,69	АС - 240	0,12	0,405	0,317	1,071	1,48	856,43	2322,12
БВ	54,15	29,37	0,01	29,37	77,15	АС - 240	0,12	0,405	0,116	0,391	0,87	312,59	
ВГ	20,13	8,87	-5,88	10,64	27,96	АС - 240	0,12	0,405	0,006	0,019	-0,12	15,26	
АГ	48,47	58,11	11,43	59,22	155,60	АС - 240	0,12	0,405	0,421	1,422	2,56	1137,85	

1.12. Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Вибір марки та перерізу проводу повітряної лінії електропередачі здійснюється на основі розрахованих струмових навантажень, які визначаються з урахуванням режиму роботи мережі, довжини ліній, величини навантаження та категорійності споживачів.

Основним критерієм при виборі економічно доцільного перерізу проводу є досягнення мінімуму приведених витрат за весь життєвий цикл лінії, що враховує як капітальні вкладення, так і експлуатаційні витрати, включаючи втрати електроенергії. Проте на практиці, особливо при проєктуванні повітряних ліній для масового будівництва, перерізи проводів часто обираються не шляхом детальних техніко-економічних розрахунків у кожному конкретному випадку, а на основі узагальнених стандартних рішень, що були раніше апробовані і рекомендовані відповідними галузевими нормативами.

Перехід до масового будівництва ПЛЕП із використанням уніфікованих опор значно вплинув на структуру витрат. У результаті цього виявлено, що в деяких випадках застосування проводів із меншим перерізом може не зменшити загальну вартість лінії, а навпаки — призвести до її збільшення порівняно з варіантами, де використано проводи більшого перерізу. Це пов'язано з конструктивними особливостями опор, необхідністю встановлення більшої кількості ізоляторів, додатковими витратами на монтаж тощо.

Розрахунок перерізу проводів для кожної окремої ділянки ПЛЕП із проміжними опорами проводиться відповідно до розрахункового навантаження цієї ділянки. У деяких випадках допустимо використовувати однаковий переріз проводу для двох суміжних ділянок, якщо величини їх навантажень знаходяться в межах одного або сусідніх економічно доцільних інтервалів, що не призводить до суттєвих відхилень у техніко-економічних показниках:

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$З = K \cdot E + B + Y, \text{ тис. грн./рік}$$

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);

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

Y - очікуваний збиток від недовідпустки продукції при різній 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 його розгляду.

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ізм.			Таблиця 1.10. - Техніко-економічне порівняння варіантів мережі									
Лист			Найменування показника		Од. вим.	Ціна тис. грн.	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
№ докум.							Кільк	Вартість	Кільк	Вартість	Кільк	Вартість
Підпись			Капіталовкладення									
Дата			Напруга мережі		кВ	220						
ЕГ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ			Комірка вимикача ВРП		КОМП л.	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	139,34	2410,58
			АС-300		км	18,2		0,00		0,00		0,00
			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	129,96	3976,78	86,34	2642,00		0,00
			2АС-300		км	31,2		0,00		0,00		0,00
			Капіталовкладення в ПЛЕП (К пл)					3976,78		2642,00		2410,58
			Одночасні капіталовкладення в мережі					4965,58		3301,20		3316,98
			Приведені капіталовкладення					1241,39		825,30		829,25
			Витрати									
		Витрати експлуатації підстанцій					148,32		59,33		81,58	
		Витрати експлуатації ПЛЕП					198,84		79,26		72,32	
		Вартість втрат електроенергії		МВт *ч	0,14	897,96	125,72	2091,69	292,84	2322,12	325,10	
		Сумарні витрати					472,87		431,42		478,99	
		Приведені загальні затрати					1714,27		1256,73		1308,24	
		Для подальшого розрахунку приймаємо варіант схеми №3 (кільцева схема), як більш надійний										
			Лист									

2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ

Розрахунки режимів роботи електричних мереж проводяться з метою комплексного аналізу їх функціонування та оптимізації конструктивних і експлуатаційних параметрів. Основними завданнями таких розрахунків є визначення:

- завантаження окремих елементів мережі та їх відповідності пропускній здатності з урахуванням очікуваних потоків електричної потужності;
- необхідних перетинів проводів і кабелів, а також номінальної потужності трансформаторного обладнання для забезпечення безпечної та надійної роботи;
- рівня напруги в вузлах мережі та окремих її елементах, а також розробка заходів, що дозволяють підтримувати напругу в допустимих межах, мінімізувати втрати активної потужності та електроенергії, підвищуючи економічність роботи системи;
- інтегральних показників експлуатаційних режимів мережі в цілому за тривалий період передачі енергії, середніх значень параметрів режиму (наприклад, напруги в вузлах, завантаження трансформаторів, щільності струму в лініях), а також діапазону їх зміни для ключових елементів мережі.

При аналізі режимів роботи важливо розрізняти два основні типи потоків потужності:

1. Розрахункові тривалі потоки потужності, що характерні для нормальних експлуатаційних режимів енергосистеми і можуть тривати значний час.
2. Розрахункові максимальні (пікові) потоки, які виникають через випадкові відхилення від нормальних режимів, зокрема аварійні ситуації.

Для виявлення найбільших значень тривалих розрахункових потоків зазвичай достатньо розглянути характерні експлуатаційні режими, такі як:

					ФЕТ та ЕЕ 041.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Режим максимальних навантажень у зимовий період, коли спостерігається найбільше споживання електроенергії та максимальне навантаження на електростанції і мережі.

Для оцінки максимальних нерегулярних потоків слід перш за все проаналізувати післяаварійні режими, що виникають у разі відключення найбільш завантажених ліній, трансформаторів або автотрансформаторів, а також аварійний вихід з ладу значних генераторних потужностей у вузлах мережі.

Також важливо враховувати мінімальний режим роботи мережі, який відповідає зниженню навантаження споживачів приблизно до 25% від максимальної величини.

Наближене поточкорозподілення мережі в максимальному режимі було проведено раніше. На наступному етапі необхідно визначити більш точне поточкорозподілення з урахуванням реальних втрат потужності у лініях, а також зафіксувати значення переданих потужностей у ключових точках електричної мережі для подальшого аналізу та оптимізації.

2.1. Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі

					ФЕТ та ЕЕ 041.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Точне поточкорозподілення									
Радіальна схема									
$P_B = P'_B =$	55,27	МВт							
$P_B = P'_B =$	38,23	МВт							
$P_T = P'_T =$	49,24	МВт							
$P_{A(B)} = P_{AB} + \Delta P_{AB} =$	55,27 + 0,067 =	55,342	МВт						
$P_{A(B)} = P_{AB} + \Delta P_{AB} =$	38,23 + 0,119 =	38,353	МВт						
$P_{A(T)} = P_{AT} + \Delta P_{AT} =$	49,24 + 0,146 =	49,384	МВт						
$Q_B = Q'_B =$	14,44	Мвар							
$Q_B = Q'_B =$	-4,67	Мвар							
$Q_T = Q'_T =$	2,58	Мвар							
$Q_{A(B)} = Q_{AB} + \Delta Q_{AB} =$	14,44 + 0,227 =	14,665	Мвар						
$Q_{A(B)} = Q_{AB} + \Delta Q_{AB} =$	-4,67 + 0,403 =	-4,269	Мвар						
$Q_{A(T)} = Q_{AT} + \Delta Q_{AT} =$	2,58 + 0,493 =	3,070	Мвар						
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB}$	= 57,2515	МВА						
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB}$	= 38,59	МВА						
$S_{AT} =$	$P_{AT} + jQ_{AT}$	= 49,4798	МВА						

Магістральна схема									
$P_B = P'_B =$	55,27	МВт							
$P_B = P'_B =$	38,23	МВт							
$P_T = P'_T =$	49,24	МВт							
$P_M = P_{MB} + P_{MT} + \Delta P_{MB} - \Delta P_{MT} =$	38,23 + 49,24 + 0,031 + 0,106 =	87,53	МВт						
$P_H = P_M + P_{HB} + \Delta P_{HM} - \Delta P_{HB} =$	87,53 + 55,27 + 0,370 + 0,047 =	143,23	МВт						
$P_A = P_H + \Delta P_{AH} =$	143,23 + 0,295 =	143,52	МВт						
$Q_B = Q_{NB} =$	13,60	МВт							
$Q_B = Q_{MB} =$	7,49	МВт							
$Q_T = Q_{MT} =$	12,30	МВт							
$Q_M = Q_{MB} + Q_{MT} + \Delta Q_{MB} - \Delta Q_{MT} =$	7,49 + 12,30 + 0,105 + 0,106 =	20,00	МВт						
$Q_H = Q_M + Q_{HB} + \Delta Q_{HM} - \Delta Q_{HB} =$	20,00 + 13,60 + 1,249 + 0,157 =	35,01	МВт						
$Q_A = Q_H + \Delta Q_{AH} =$	35,01 + 0,997 =	36,01	МВт						
$S_B =$	$P_B + jQ_B$	= 38,43	МВА						
$S_T =$	$P_T + jQ_T$	= 50,75	МВА						
$S_M =$	$P_M + jQ_M$	= 89,79	МВА						
$S_B =$	$P_B + jQ_B$	= 56,92	МВА						
$S_H =$	$P_H + jQ_H$	= 147,44	МВА						
$S_A =$	$P_A + jQ_A$	= 147,97	МВА						

Кільцева схема									
$P_{\text{в}} = P'_{\text{в}} =$	38,23	МВт							
$P_{\text{г}} = P_{\text{вг}} + P'_{\text{г}} + \Delta P_{\text{вг}} =$	8,87	+	49,24	+	0,006	=	58,11	МВт	
$P_{\text{б}} = P_{\text{вб}} + P'_{\text{б}} + \Delta P_{\text{вб}} =$	29,37	+	55,27	+	0,116	=	84,76	МВт	
$P_{\text{л}} = P_{\text{г}} + \Delta P_{\text{лг}} =$	58,11	+	0,421	=	58,53	МВт			
$P_{\text{л}} = P_{\text{б}} + \Delta P_{\text{лб}} =$	84,76	+	0,317	=	85,07	МВт			
$Q_{\text{в}} = Q'_{\text{в}} =$	11,66	МВар							
$Q_{\text{г}} = Q_{\text{вг}} + Q'_{\text{г}} + \Delta Q_{\text{вг}} =$	-5,88	+	14,78	+	0,019	=	8,91	Мвар	
$Q_{\text{б}} = Q_{\text{вб}} + Q'_{\text{б}} + \Delta Q_{\text{вб}} =$	0,01	+	16,53	+	0,391	=	16,93	Мвар	
$Q_{\text{л}} = Q_{\text{г}} + \Delta Q_{\text{лг}} =$	8,91	+	1,422	=	10,34	МВар			
$Q_{\text{л}} = Q_{\text{б}} + \Delta Q_{\text{лб}} =$	16,93	+	1,071	=	18,00	МВар			
$S_{\text{в}} =$	$P_{\text{в}} + jQ_{\text{в}}$	=	39,97	МВА					
$S_{\text{г}} =$	$P_{\text{г}} + jQ_{\text{г}}$	=	58,79	МВА					
$S_{\text{б}} =$	$P_{\text{б}} + jQ_{\text{б}}$	=	86,43	МВА					
$S_{\text{л}} =$	$P_{\text{л}} + jQ_{\text{л}}$	=	59,44	МВА					
$S_{\text{л}} =$	$P_{\text{л}} + jQ_{\text{л}}$	=	86,96	МВА					

2.2. Наближене та точне потокорозподілення мережі в 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

ΔP , МВт	ΔQ , Мвар	ΔU , кВ	ΔW , МВт год
0,021	0,070	0,42	56,28
0,010	0,033	-0,20	26,01
0,003	0,011	-0,27	8,81
0,025	0,085	0,29	68,01

Приведемо навантаження до високої сторони підстанції у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. - Приведення навантаження до високої сторони

	P _B =P' _B =	9,61	МВт						
	P _T =P _{BT} +P' _T +ΔP _{BT} =	2,08	+	12,36	+	0,003	=	14,45	МВт
	P _Б =P _{BB} +P' _Б +ΔP _{BB} =	7,38	+	13,86	+	0,010	=	21,25	МВт
	P _A =P _T +ΔP _{AT} =	14,45	+	0,025	=	14,47		МВт	
	P _{A'} =P _Б +ΔP _{AB} =	21,25	+	0,021	=	21,27		МВт	
	Q _B =Q' _B =	3,53	МВт						
	Q _T =Q _{BT} +Q' _T +ΔQ _{BT} =	-7,81	+	4,29	+	0,011	=	-3,52	Мвар
	Q _Б =Q _{BB} +Q' _Б +ΔQ _{BB} =	-4,16	+	4,79	+	-4,155	=	-3,53	Мвар
	Q _A =Q _T +ΔQ _{AT} =	-3,52	+	-0,995	=	-4,51		МВт	
	Q _{A'} =Q _Б +ΔQ _{AB} =	-3,53	+	0,070	=	-3,45		МВт	
	S _B =	P _B +jQ _B =	10,24	MBA					
	S _T =	P _T +jQ _T =	14,87	MBA					
	S _Б =	P _М +jQ _М =	21,54	MBA					
	S _A =	P _Б +jQ _Б =	15,16	MBA					
	S _{A'} =	P _H +jQ _H =	21,55	MBA					

Розрахунок втрат мережі здійснимо у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3. - Розрахунок втрат мережі у мінімальному режимі

Ділянка	L, км	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	I, А	Марка проводу	r ₀ , Ом км	x ₀ , Ом км	ΔP, МВт	ΔQ, Мвар	ΔU, кВ	ΔW, МВт ч
АБ	16,60	21,24	7,44	22,51	59,14	АС -240	0,12	0,405	0,021	0,070	0,42	56,28
БВ	54,15	7,38	-4,16	8,47	22,25	АС -240	0,12	0,405	0,010	0,033	-0,20	26,01
ВГ	20,13	2,08	-7,81	8,09	21,25	АС -240	0,12	0,405	0,003	0,011	-0,27	8,81
АГ	48,47	14,44	-1,00	14,48	38,04	АС -240	0,12	0,405	0,025	0,085	0,29	68,01

Розрахунок поточкорозподілення в п/ав режимі									
$P_{БВ}$	=	$P'_{Б}$	=	55,27					МВт
$P_{ВГ}$	=	$P_{БВ} + P'_{В}$	=	55,27	+	38,23	=	93,51	МВт
$P_{АГ}$	=	$P_{ВГ} + P'_{Г}$	=	93,51	+	49,24	=	142,75	МВт
$Q_{БВ}$	=	$Q'_{Б} - Q_{зар\ БВ}$	=	16,53	+	6,81	=	23,34	МВт
$Q_{ВГ}$	=	$Q_{БВ} + Q'_{В} - Q_{зар\ ВГ}$	=	23,34	+	11,66	-	2,53	МВт
$Q_{АГ}$	=	$Q_{ВГ} + Q'_{Г} - Q_{зар\ АГ}$	=	32,47	+	14,78	-	6,10	МВт
$S_{БВ}$	=	$P_{БВ} + jQ_{БВ}$	=			60,00		МВА	
$S_{ВГ}$	=	$P_{ВГ} + jQ_{ВГ}$	=			98,99		МВА	
$S_{АГ}$	=	$P_{АГ} + jQ_{АГ}$	=			148,56		МВА	

Розрахунок струмів в після аварійному режимі

Розрахунок струмів в кільцевій схмі в п/ав режимі									
$I_{БВ}$	=	$\frac{S_{МГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}$	=	$\frac{60,00}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220}$	=	78,82		А	
$I_{ВГ}$	=	$\frac{S_{МВ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}$	=	$\frac{98,99}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220}$	=	130,04		А	
$I_{АГ}$	=	$\frac{S_{НБ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}$	=	$\frac{148,56}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220}$	=	195,16		А	

Таблиця 2.4. - Розрахунок втрат в післяаварійному режимі

БВ	54,15	55,27	23,34	60,00	78,82	АС - 240	0,12	0,405	0,483	1,631	3,96	1305,01
ВГ	20,13	93,51	32,47	98,99	130,04	АС - 240	0,12	0,405	0,489	1,650	2,23	1320,01
АГ	48,47	142,75	41,15	148,56	195,16	АС - 240	0,12	0,405	2,652	8,951	7,45	7160,52

Максимальний режим

$U_{\Gamma}=U_{\text{дж}}-\Delta U_{\text{АГ}}=$	230,00	-	2,56	=	227,44	кВ			
$U_{\text{В(А)}}=U_{\Gamma}-\Delta U_{\text{ВГ}}=$	227,44	-	-0,12	=	227,56	кВ			
$U_{\text{В}}=U_{\text{дж}}-\Delta U_{\text{АВ}}=$	230,00	-	1,48	=	228,52	кВ			
$U_{\text{В(А')}}=U_{\text{В}}-\Delta U_{\text{ВВ}}=$	228,52	-	0,87	=	227,65	кВ			
$U_{\text{В}}=(U_{\text{В(А)}}+U_{\text{В(А')}})/2=$	227,56	+	227,65	=	227,61	кВ			
		2							

Мінімальний режим

$U_{\Gamma}=U_{\text{дж}}-\Delta U_{\text{АГ}}=$	230,00	-	0,29	=	229,71	кВ			
$U_{\text{В(А)}}=U_{\Gamma}-\Delta U_{\text{ВГ}}=$	229,71	-	0,01	=	229,70	кВ			
$U_{\text{В}}=U_{\text{дж}}-\Delta U_{\text{АВ}}=$	230,00	-	0,42	=	229,58	кВ			
$U_{\text{В(А')}}=U_{\text{В}}-\Delta U_{\text{ВВ}}=$	229,58	-	-0,20	=	229,78	кВ			
$U_{\text{В}}=(U_{\text{В(А)}}+U_{\text{В(А')}})/2=$	229,70	+	229,78	=	229,74	кВ			
		2							

Післяаварійний режим

$U_{\Gamma}=U_{\text{дж}}-\Delta U_{\text{АГ}}=$	230,00	-	7,45	=	222,55	кВ			
$U_{\text{В}}=U_{\Gamma}-\Delta U_{\text{ВГ}}=$	222,55	-	2,23	=	220,33	кВ			
$U_{\text{В}}=U_{\text{В}}-\Delta U_{\text{ВВ}}=$	220,33	-	3,96	=	216,37	кВ			

ВИСНОВКИ

В рамках даного бакалаврської роботи, відповідно до поставленого завдання, було розроблено електричну мережу напругою 220 кВ з кільцевою схемою живлення споживачів. Така конфігурація мережі вибрана через її здатність забезпечувати високий рівень надійності електропостачання, а також оптимальні техніко-економічні показники, що є важливими критеріями при проєктуванні складних енергетичних систем.

Оптимальний варіант мережі було обрано на основі детального аналізу і порівняння кількох альтернативних схем за результатами розрахунків максимального режиму роботи. Для підтвердження надійності та ефективності вибору, відповідний варіант також пройшов перевірку в мінімальному і післяаварійному режимах експлуатації. Це дозволяє зробити обґрунтований висновок про стабільну та безперебійну роботу мережі в різних умовах експлуатації.

Під час проєктування було враховано кліматичні умови регіону, що є важливим для вибору матеріалів і конструктивних рішень. На основі проведених розрахунків були підібрані компенсаційні пристрої для підстанцій споживачів, силові трансформатори, відповідні марки та перерізи проводів повітряних ліній електропередач, а також оптимальні типи опор. Такий комплексний підхід забезпечує не лише технічну надійність, а й економічну доцільність проєкту, що є ключовим для успішної реалізації електричної мережі.

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. Олійник Ю.С. Методичні рекомендації до проведення практичних занять з курсу «Електричні системи і мережі та оперативна діяльність»/Ю.С. Олійник. – Х.: УПА, 2021. – 63 с.;
2. Олійник Ю.С. Методичні рекомендації до курсового проекту з курсу «Електричні системи і мережі та оперативна діяльність»/Ю.С. Олійник. – Х.: УПА, 2021. – 35 с.;
3. В.М. Сулейманов Електричні мережі та системи: підручн. [Текст]/ В.М. Сулейманов, Т.Л. Кацадзе. – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.;
4. Кацадзе Т.Л. Основи механічних розрахунків повітряних ліній електропередавання: підручник/Т.Л. Кацадзе. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2019. – 336 с.;
5. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Вилучено з <https://de.com.ua/uploads/0/1703-EnergyStratagy2030.pdf>
6. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж [Текст]: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”/Уклад. В.В.Кирик.-К.: НТУУ «КПІ», 2014.- 130с.;
7. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с. ISBN 978-966-553-762-5;
8. Омельчук А.О. Електричні системи та мережі Київ: Видавничий центр НУБІП України, 2006 – 160 с.
9. Гаврилов Ф.А. Електричні системи та мережі. Навч. посібник. — Маріуполь: ПДТУ, 2002. — 172 с.;
10. Романюк, Ю. Ф. Електричні системи та мережі: навч. посіб. / Ю. Ф. Романюк. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. - 272 с. <http://194.44.112.13/chytalna/511/index.html>;

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

11. Принц М.В. Електричні мережі: монтаж, обслуговування та ремонт: [підручник] /тМ.В. Принц, В.М. Цимбалістий – Львів: Оріяна-Нова, 2003. – 297 с.

12. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики у сучасному світі/ [упоряд. С.Г. Плачкова, І.В. Плачков та ін.] – К. 2013
[<http://energetika.in.ua/ua/>]

					ЕТ та ЕЕ 4815.088.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		