

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

ПРОЄКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ВУЗЛАМИ

НАВАНТАЖЕННЯ 26 МВт, 12 МВт, 23 МВт

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 4 курсу, групи ДЕА-Е23пр.

Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/ Владислав ЛІХВАН
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/ Ігор КИРИСОВ
(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)

Ліхвану Владиславу Дмитровичу
(прізвище, ім'я, по батькові студента)

1. Тема роботи Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 26 МВт, 12 МВт, 23 МВт _____

керівник роботи Кирисов Ігор Геннадійович _____,
(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
Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району; Складання варіантів схеми мережі; Визначення номінальної напруги мережі; 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; Наближене та точне поточкорозподілення мережі в максимальному, мінімальному, післяаварійному режимі; Визначення рівнів напруги у вузлах мережі;

4. План роботи

№ з/п	Назви етапів роботи
1	Розрахунок варіантів схеми мереж
2	Розрахунок оптимального варіанту схеми мережі
3	Розробка презентації
4	Оформлення пояснювальної записки

5. Дата видачі завдання 11.04.2025

Студент

підпис

В.Д. Ліхван

ініціали, прізвище

Керівник роботи

підпис

І.Г. Кирисов

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 ділянок мережі.....	
1.4 Визначення номінальної напруги мережі.....	
1.5 Визначення зарядної реактивної потужності ділянок 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 ділянок 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.....	
ВИСНОВОК.....	
ЛІТЕРАТУРА.....	

					ЕТіЕЕ 4815.007.000 ПЗ							
Змн	Арк	П.І.Б.	Підпис	Дата								
Розроб.	Ліхван				Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 26 МВт, 12 МВт, 23 МВт				Літера	Аркуш	Аркушів	
Перевір.	Кирисов											
									гр. ДЕА-Е23пр			
Н. контр												
Затверд.	Чернюк											

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

КП – компенсуючі пристрої
ПЛЕП – повітряна лінія електропередач
К.З. – коротке замикання
ІТП – інженерно технічні працівники
min – мінімальний
max – максимальний
п/ав – після аварійний
КРП – компенсація реактивної потужності
ТЕП – техніко-економічне порівняння
ДЖ – джерело живлення
СВЧ – струмоведучі частини
ТП – трансформаторна підстанція
ПС – підстанція
ГЗП – головна знижувальна підстанція
ЯЕЕ – якість електричної енергії
ДЖ – джерело живлення
ККУ – комплектна конденсаторна установка
ДРП – джерело реактивної потужності
РП – реактивна потужність
КУ – конденсаторна установка

					ЕТ і ЕЕ 4815.007.000.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Енергетичний сектор формує базові умови для стабільного функціонування національної економіки та розвитку основних сфер суспільного виробництва. Особливе місце в його структурі займає електроенергетика, оскільки електрична енергія є невід'ємним ресурсом для функціонування промислових підприємств, транспортної інфраструктури, комунального господарства та інших галузей. Рівень розвитку електроенергетичної системи безпосередньо визначає можливості впровадження сучасних технологій, автоматизації виробничих процесів і підвищення їх ефективності.

Характерною особливістю електроспоживання є значна концентрація навантажень у межах міських агломерацій. На міських територіях припадає близько 75 % загального обсягу споживання електричної енергії, що зумовлює вагомий вплив міських систем електропостачання на формування структури та режими роботи загальної електричної мережі. У зв'язку з цим побудова міських мереж повинна забезпечувати узгоджену взаємодію між зовнішніми джерелами живлення, мережами різних класів напруги та безпосередніми споживачами електроенергії.

Зовнішня система електропостачання міст включає електричні мережі напругою 220 кВ і вище, які забезпечують електричний зв'язок міської системи з енергосистемою та іншими зовнішніми джерелами живлення. До її складу також належать підстанції відповідного класу напруги, від яких здійснюється живлення міських мереж 110 кВ, а також лінії електропередачі напругою 220 кВ і вище, призначені для забезпечення електричних зв'язків між такими підстанціями. Сукупність зазначених елементів утворює основу передачі та розподілу електричної енергії до міських споживачів.

Широке застосування електричної енергії пояснюється її універсальними властивостями, зокрема можливістю передачі на значні відстані, концентрації потужності у великих обсягах та ефективного

					ЕТ і ЕЕ 4815.007.000.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

використання для забезпечення різноманітних технологічних процесів. Важливою перевагою є також можливість комплексної автоматизації та керування виробничими операціями із застосуванням електричних засобів, що суттєво розширює сферу її використання та підвищує ефективність технологічних систем.

Сучасна система електропостачання повинна проєктуватися з урахуванням сукупності взаємопов'язаних технічних, експлуатаційних та економічних вимог. Основними з них є висока надійність електропостачання, економічна обґрунтованість прийнятих рішень, електробезпека, зручність технічного обслуговування та експлуатації, а також забезпечення належної якості електричної енергії. Окреме значення мають підтримання необхідного рівня напруги та стабільності частоти, оскільки ці параметри безпосередньо впливають на нормальне функціонування електроприймачів і технологічного обладнання.

Під час розроблення системи електропостачання необхідно враховувати не лише її роботу в усталених режимах, а й перспективи подальшого розвитку. Проєктні рішення повинні передбачати можливість скорочення тривалості будівельно-монтажних робіт, забезпечувати конструктивну та режимну гнучкість мережі, а також створювати умови для її подальшого розширення без суттєвого ускладнення початкової структури та значного збільшення капітальних витрат.

Таким чином, проєктування систем електропостачання є комплексним інженерним завданням, яке не обмежується виконанням окремих електричних розрахунків. Воно передбачає одночасне врахування технічних параметрів, надійності, економічної ефективності, умов експлуатації, можливостей розвитку та вимог до якості електричної енергії. Саме комплексний характер зазначених факторів визначає складність проєктних рішень порівняно із виконанням суто розрахункових задач.

					ЕТ і ЕЕ 4815.007.000.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	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 та на карті-схемі району, що електрифікується 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	***	26	12	23
cos ϕ	в.о.	***	0,9	0,91	0,89
координата Х	мм	20	50	60	40
координата Y	мм	20	50	40	15
масштаб	км/мм	0,2			

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.

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 г/см³.

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.

1.2. Складання варіантів схеми мережі

До розгляду приймаємо конфігурації мережі, що забезпечують необхіднену 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. 1.1 – 1.3

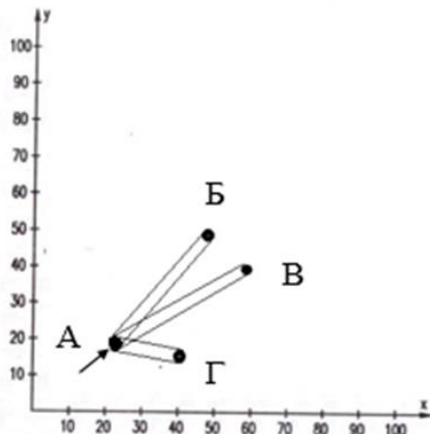


Рис. 1.1. Радіальна схема мережі

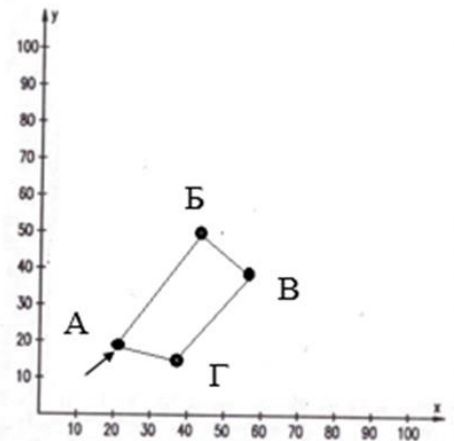


Рис. 1.3. Кільцева схема мережі

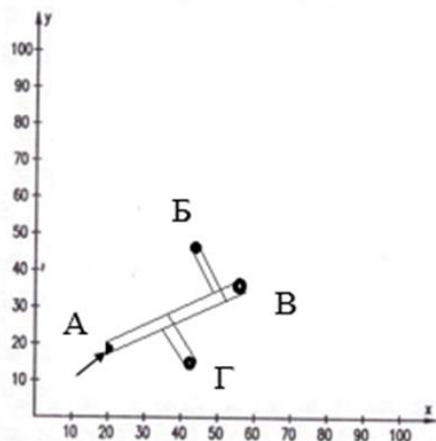


Рис. 1.2. Магістральна схема мережі

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ЕТ і ЕЕ 4815.007.000.ПЗ

Лист

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	42,43	8,49	1,27	9,76
АВ	44,72	8,94	1,34	10,29
АГ	20,62	4,12	0,62	4,74
Магістральна схема мережі				
АН	17,72	3,54	0,53	4,08
НМ	21,19	4,24	0,64	4,87
МВ	8,54	1,71	0,26	1,97
НБ	28,18	5,64	0,85	6,48
МГ	24,04	4,81	0,72	5,53
Кітцева схема живлення				
АБ	42,43	8,49	1,27	9,76
БВ	14,14	2,83	0,42	3,25
ВГ	32,02	6,40	0,96	7,36
АГ	20,62	4,12	0,62	4,74

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

Таблиця 1.5. Визначення оптимальної напруги мережі

Діляниця	Lрозр, км	Pділ., МВт	U опт., кВ	Uном.діл.,кВ	Uном.мер.,кВ
Радіальна схема мережі					
АБ	9,76	26	82,37	110	110
АВ	10,29	12	62,39	110	
АГ	4,74	23	68,34	110	
Магістральна схема мережі					
АН	4,08	61	78,17	110	110
НМ	4,87	35	75,81	110	
МВ	1,97	12	46,49	110	
НБ	6,48	26	75,96	110	
МГ	5,53	23	70,87	110	
Кільцева схема живлення					
АБ	9,76	26,02	82,39	110	110
БВ	3,25	0,02	3,11	35	
ВГ	7,36	11,98	60,12	110	
АГ	4,74	34,98	75,18	110	

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 $\text{См} \cdot 10^{-4}$. 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

Ділянка	$L_{\text{розр}}, \text{ км}$	$b_0, 10^{-4}, \text{ См}$	$Q_{\text{зар}}, \text{ Мвар}$
Радіальна схема мережі			
АБ	9,76	2,66	0,31
АВ	10,29	2,66	0,66
АГ	4,74	2,66	0,31
Магістральна схема мережі			
АН	4,08	2,66	0,26
НМ	4,87	2,66	0,12
МВ	1,97	2,66	0,13
НБ	6,48	2,66	0,42
МГ	5,53	2,66	0,36
Кільцева схема живлення			
АБ	9,76	2,66	0,31
БВ	3,25	2,66	0,10
ВГ	7,36	2,66	0,24
АГ	4,74	2,66	0,15

1.6. Вибір схем підстанцій споживачів

На вибір схем електричних з'єднань підстанцій впливає ряд факторів, серед яких найбільш істотними є: тип і призначення підстанції, її місце розташування в енергосистемі; число і потужність трансформаторів (автотрансформаторів) і ліній електропередач (ЛЕП), величина місцевого навантаження; категорійність споживачів, схеми і напруги прилягаючих мереж енергосистеми, рівень струмів К.З., наявність устаткування потрібних параметрів, величина збитку при недовипуску електроенергії споживачам і при погіршенні якості електроенергії, наявність площ і ін. Ряд цих факторів приведений у завданні на курсовий проект. Однак, з огляду на визначену неконкретність проектованої підстанції, також фактори, як перспектива розвитку електричних мереж району, де вона розташована, організація диспетчерського керування енергосистеми і керування даної підстанції, спеціальні вимоги до її схеми, що впливають з розрахунків динамічної стійкості, очікувані величини кратностей внутрішніх перенапруг, динаміка росту навантажень мережі середньої і нижчої напруги, не відомі, і тому приймати їхній впливає приблизно по розсуду. В усіх випадках варто припускати наявність споживачів усіх трьох категорій

РП високої напруги призначений для здійснення введення на підстанцію. РПВН може бути зібраний за схемою "два блоки трансформатор-лінія з перемичкою" чи за схемою "містка з робочою і ремонтною перемичкою" у залежності від способу підключення до ліній енергетичної системи.

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 РУВН, що використовуються в проекті приведені на Рис. 1.4

					ЕТ і ЕЕ 4815.007.000.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

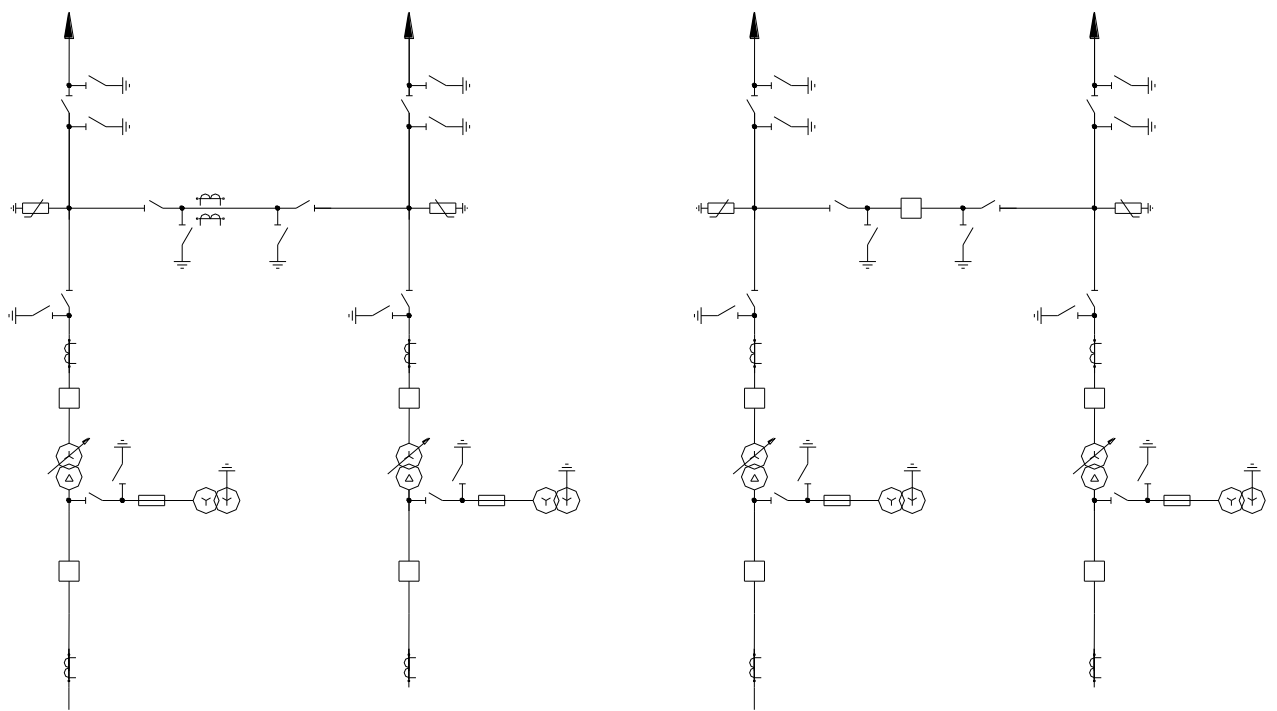


Рис. 1.4. Варіанти схем РПВН підстанцій споживачів

1.7. Вибір пристроїв що компенсують та силових трансформаторів підстанцій

Пристрої, що компенсують, виконуються для того, щоб реактивна потужність, передана по лінії, була мінімальною. При зменшенні переданої реактивної потужності по лінії, знижується струм, а при зменшенні струму зменшуються втрати активної потужності.

Компенсація реактивної потужності може істотно впливати на величину повних навантажень підстанцій, отже, і на обрані номінальні потужності трансформаторів, перетин проводів ліній електропередач, на втрати напруги, потужності й енергії. У підсумку вибір потужності пристроїв, що компенсують, і їхнє розміщення впливають на техніко-економічні показники варіантів схем мережі, а також можуть уплинути на правильність вибору величини номінальної напруги і схеми проекрованої мережі.

Умовно приймаємо збіг за часом періодів споживання активного і реактивного навантажень підстанції. Тому визначення реактивних навантажень

виробляється по найбільшим активним навантаженням і заданих значеннях коефіцієнта активної потужності .

Вибираємо батареї конденсаторів такої потужності, щоб підняти коефіцієнт активної потужності на шинах вторинної напруги підстанції до 0,96.

Приблизне значення потужності пристроїв що компенсують, установлюваних 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 розрахунковій потужності вибираємо тип і потужність трансформаторів. Дані вибору приведемо у таблиці 1.7.

					ET і EE 4815.007.000.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.7. Вибір пристроїв що компенсують та силових трансформаторів підстанцій

Підстанції		Б	В	Г
Параметри				
Р _{зад} , МВт		26	12	23
cos _ω зад		0,9	0,91	0,89
tg _ω зад		0,48	0,46	0,51
Q _{зад} =Р _{зад} *tg _ω зад, Мвар		12,59	5,47	11,78
cos _ω б		0,96	0,96	0,96
tg _ω б		0,29	0,29	0,29
Q _б = Р _{зад} *tg _ω б, Мвар		7,58	3,50	6,71
К _н		0,9	0,9	0,9
Q _{кп} =К _н (Q _{зад} -Q _б), Мвар		4,51	1,77	4,57
S _б , МВА		27,08	12,50	23,96
S _б /1,4, МВА		19,35	8,93	17,11
S _{н.тр} , МВА		25	10	25
Тип трансформатора		ТДН- 25000/110	ТДН- 10000/110	ТДН- 25000/110
Параметри трансф-ра	Р _х , кВт	25	14	25
	Р _{к.з.} , кВт	120	58	120
	U, к.з.,%	10,5	10,5	10,5
	I _{х.х.} ,%	0,65	0,9	0,65

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 .

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

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

- 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.

Таблиця 1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр}$, кВт	120,42	73,31	105,10
$\Delta Q_{тр}$, квар	326,54	180,82	326,21
P' , МВт	26,12	12,07	23,11
Q' , Мвар	7,91	3,68	7,03
S' , МВА	27,29	12,62	24,15

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 ΔP , ΔQ , ΔW , ΔU ;

Розрахунок потокорозподілення в радіальній схемі

$P_{AB} =$	$P'_B =$	26,12	МВт
$P_{AB} =$	$P'_B =$	12,07	МВт
$P_{AG} =$	$P'_G =$	23,11	МВт
$Q_{AB} =$	$Q'_B - Q_{зарAB} =$	7,91 - 0,31 = 7,60	Мвар
$Q_{AB} =$	$Q'_B - Q_{зарAB} =$	3,68 - 0,66 = 3,02	Мвар
$Q_{AG} =$	$Q'_G - Q_{зарAG} =$	7,03 - 0,31 = 6,73	Мвар
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB} =$	27,20	МВА
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB} =$	12,44	МВА
$S_{AG} =$	$P_{AG} + jQ_{AG} =$	24,07	МВА

Розрахунок потокорозподілення в магістральній схемі

$P_{MG} =$	$P'_G =$	23,11	МВт
$P_{MB} =$	$P'_B =$	12,07	МВт
$P_{NB} =$	$P'_B =$	26,12	МВт
$P_{NM} =$	$P'_B + P'_G =$	12,07 + 23,11 = 35,18	МВт
$P_{AN} =$	$P_{NM} + P'_B =$	35,18 + 26,12 = 61,30	МВт
$Q_{MG} =$	$Q'_G - Q_{зарMG} =$	7,03 - 0,36 = 6,68	Мвар
$Q_{MB} =$	$Q'_B - Q_{зарMB} =$	3,68 - 0,13 = 3,55	Мвар
$Q_{NB} =$	$Q'_B - Q_{зарNB} =$	7,91 - 0,42 = 7,49	Мвар
$Q_{NM} =$	$Q_{BM} + Q_{GM} - Q_{зарNM} =$	3,55 + 6,68 - 0,12 = 10,11	Мвар
$Q_{AN} =$	$Q_{NB} + Q_{NM} - Q_{зарAN} =$	7,49 + 10,11 - 0,26 = 17,34	Мвар
$S_{MG} =$	$P_{MG} + jQ_{MG} =$	36,69	МВА
$S_{MB} =$	$P_{MB} + jQ_{MB} =$	12,59	МВА
$S_{NB} =$	$P_{NB} + jQ_{NB} =$	27,17	МВА
$S_{NM} =$	$P_{NM} + jQ_{NM} =$	36,60	МВА
$S_{AN} =$	$P_{AN} + jQ_{AN} =$	63,71	МВА

Розрахунок потокорозподілення в кільцевій схемі

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

$$= \frac{23,11 \cdot 4,74 + 12,07 \cdot (7,36 + 4,74) + 26,12 \cdot (3,25 + 7,36 + 4,74)}{9,76 + 3,25 + 7,36 + 4,74} =$$

$$= \mathbf{26,15} \quad \text{МВт}$$

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

$$= \frac{26,12 \cdot 9,76 + 12,07 \cdot (9,76 + 3,25) + 23,11 \cdot (9,76 + 3,25 + 7,36)}{9,76 + 3,25 + 7,36 + 4,74} =$$

$$= \mathbf{35,15} \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ВГ}} = P_{AG} - P'_{\Gamma} = 35,15 - 23,11 = \mathbf{12,04} \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{БВ}} = P_{AB} - P'_{\text{Б}} = 26,15 - 26,12 = \mathbf{0,03} \quad \text{МВт}$$

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

$$= \frac{7,03 \cdot 4,74 + 3,68 \cdot (7,36 + 4,74) + 7,91 \cdot (3,25 + 7,36 + 4,74)}{9,76 + 3,25 + 7,36 + 4,74} -$$

$$- 0,31 = \mathbf{7,62} \quad \text{Мвар}$$

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

$$= \frac{7,91 \cdot 9,76 + 3,68 \cdot (9,76 + 3,25) + 7,03 \cdot (9,76 + 3,25 + 7,36)}{9,76 + 3,25 + 7,36 + 4,74} -$$

$$- 0,15 = \mathbf{10,53} \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{ВГ}} = Q_{AG} - Q'_{\Gamma} - Q_{\text{зар ВГ}} = 10,53 - 7,03 - 0,24 = \mathbf{3,26} \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{БВ}} = Q_{AB} - Q'_{\text{Б}} - Q_{\text{зар БВ}} = 7,62 - 7,91 - 0,10 = \mathbf{-0,39} \quad \text{Мвар}$$

$$S_{AG} = P_{AG} + jQ_{AG} = 35,15 + j10,53 = \mathbf{36,69} \quad \text{МВА}$$

$$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} = 26,15 + j7,62 = \mathbf{27,24} \quad \text{МВА}$$

$$S_{\text{ВГ}} = P_{\text{ВГ}} + jQ_{\text{ВГ}} = 12,04 + j3,26 = \mathbf{12,47} \quad \text{МВА}$$

$$S_{\text{БВ}} = P_{\text{БВ}} + jQ_{\text{БВ}} = 0,03 + j-0,39 = \mathbf{0,39} \quad \text{МВА}$$

1.10. Вибір проводів діляниць мережі

Відповідно до розрахованих струмових навантажень вибираємо марку і перетин проводу.

Критерієм для вибору перетину проводів повітряної лінії є мінімум приведених витрат. У практиці проектування ліній масового будівництва вибір перетину проводів виробляється не по складених техніко-економічних розрахунках у кожному конкретному випадку, а по узагальнених показниках.

Перехід до масового будівництва ПЛЕП на уніфікованих опорах істотно змінив співвідношення вартості ПЛЕП з різними перетинами проводів. Зокрема виявилось, що будівництво деяких ПЛЕП з меншими перетинами проводів обходиться дорожче, ніж ПЛЕП з великими перетинами.

Вибір перетину проводу на кожній ділянці лінії з проміжними опорами виробляється по розрахунковому навантаженню відповідного ділянки. При цьому допускається приймати однаковий перетин для двох суміжних ділянок (по більш протяжному), якщо їхні навантаження знаходяться в сусідніх економічних інтервалах.

У даному проекті вибір проводів будемо здійснювати методом економічної щільності струму, яка для неізованих алюмінієвих струмоведучих частин становить $1,1 \text{ А/мм}^2$. З умов відсутності корони не можна приймати проводи перетином менш ніж 120 мм^2 для мережі 110 кВ та проводи перетином менш ніж 240 мм^2 для мережі 220 кВ.

					ЕТ і ЕЕ 4815.007.000.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок струмів та вибір проводів в радіальній схемі

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{27,20}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 71,47 \text{ A}$$

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{12,44}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 32,70 \text{ A}$$

$$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{24,07}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 63,23 \text{ A}$$

$$q_{КАБ} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{71,47}{1,1} = 64,97 \text{ мм}^2$$

$$q_{КАВ} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{32,70}{1,1} = 29,73 \text{ мм}^2$$

$$q_{КАГ} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{63,23}{1,1} = 57,48 \text{ мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках

Діляниця	Марка проводу	r_0 , Ом /км	x_0 , Ом/км
АБ	АС- 120	0,25	0,427
АВ	АС- 120	0,25	0,427
АГ	АС- 120	0,25	0,427

Розрахунок струмів та вибір проводів в магістральній схемі

$I_{MГ} = \sqrt{\frac{S_{MГ}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{36,69}{3 \cdot 2 \cdot 110}} =$	96,40	A
$I_{MB} = \sqrt{\frac{S_{MB}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{12,59}{3 \cdot 2 \cdot 110}} =$	33,07	A
$I_{HБ} = \sqrt{\frac{S_{HБ}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{27,17}{3 \cdot 2 \cdot 110}} =$	71,40	A
$I_{HM} = \sqrt{\frac{S_{HM}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{36,60}{3 \cdot 2 \cdot 110}} =$	96,17	A
$I_{AH} = \sqrt{\frac{S_{AH}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{63,71}{3 \cdot 2 \cdot 110}} =$	167,38	A
$q_{екMГ} = \frac{I_{MГ}}{j_{ек}} = \frac{96,40}{1,1} =$	87,64	мм ²
$q_{екMB} = \frac{I_{MB}}{j_{ек}} = \frac{33,07}{1,1} =$	30,06	мм ²
$q_{екHБ} = \frac{I_{HБ}}{j_{ек}} = \frac{71,40}{1,1} =$	64,91	мм ²
$q_{екHM} = \frac{I_{HM}}{j_{ек}} = \frac{96,17}{1,1} =$	87,43	мм ²
$q_{екAH} = \frac{I_{AH}}{j_{ек}} = \frac{167,38}{1,1} =$	152,16	мм ²

Вибір марки проводів на ділянцях

Діляниця	Марка проводу	r_0 , Ом /км	X_0 , Ом/км
МГ	АС- 120	0,25	0,427
MB	АС- 120	0,25	0,427
HБ	АС- 120	0,25	0,427
HM	АС- 120	0,25	0,427
AH	АС- 185	0,16	0,413

Розрахунок струмів та вибір проводів в кільцевій схемі

$$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{36,69}{\sqrt{3} \cdot 110} = 192,80 \quad A$$

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{27,24}{\sqrt{3} \cdot 110} = 143,15 \quad A$$

$$I_{BG} = \frac{S_{BG}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{12,47}{\sqrt{3} \cdot 110} = 65,55 \quad A$$

$$I_{BB} = \frac{S_{BB}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,39}{\sqrt{3} \cdot 110} = 2,06 \quad A$$

$$q_{КАГ} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{192,80}{1,1} = 175,28 \quad \text{мм}^2$$

$$q_{КАБ} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{143,15}{1,1} = 130,14 \quad \text{мм}^2$$

$$q_{КВГ} = \frac{I_{BG}}{j_{ек}} = \frac{65,55}{1,1} = 59,59 \quad \text{мм}^2$$

$$q_{КВБ} = \frac{I_{BB}}{j_{ек}} = \frac{2,06}{1,1} = 1,87 \quad \text{мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках

Ділянка	Марка проводу	R_0 , Ом /км	X_0 , Ом/км
АГ	АС- 185	0,16	0,413
АБ	АС- 150	0,2	0,42
ВГ	АС- 120	0,25	0,427
ВБ	АС- 120	0,25	0,427

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;

$R_l = r_0 \cdot l$ - активний опір лінії в Ом;

$X_l = x_0 \cdot l$ - 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.

					ET і EE 4815.007.000.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Лист		
№ докум.		
Підпис		
Дата		
ET I EE 4815.007.000.ЛЗ		
Лист		

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	ΔW, МВт ч	ΣΔW МВт ч ч
Радіальна схема													
АБ	9,76	26,12	7,60	27,20	71,47	АС - 120	0,25	0,427	0,075	0,127	0,43	201,40	322,43
АВ	10,29	12,07	3,02	12,44	32,70	АС - 120	0,25	0,427	0,016	0,028	0,20	44,43	
АГ	4,74	23,11	6,73	24,07	63,23	АС - 120	0,25	0,427	0,028	0,048	0,19	76,59	
Магістральна схема													
АН	4,08	61,30	17,34	63,71	167,38	АС - 185	0,16	0,413	0,109	0,282	0,31	295,26	708,77
НМ	4,87	35,18	10,11	36,60	96,17	АС - 120	0,25	0,427	0,067	0,115	0,29	182,13	
НБ	6,48	26,12	7,49	27,17	71,40	АС - 120	0,25	0,427	0,049	0,084	0,29	133,48	
МГ	5,53	23,11	6,68	24,05	96,40	АС - 120	0,25	0,427	0,033	0,056	0,22	89,22	
МВ	1,97	12,07	3,55	12,59	33,07	АС - 120	0,25	0,427	0,003	0,005	0,04	8,68	
Кільцева схема													
АБ	9,76	26,15	7,62	27,24	143,15	АС - 150	0,2	0,42	0,120	0,251	0,75	323,18	615,02
БВ	3,25	0,03	-0,39	0,39	2,06	АС - 120	0,25	0,427	0,000	0,000	0,00	0,03	
ВГ	7,36	12,04	3,26	12,47	65,55	АС - 120	0,25	0,427	0,024	0,040	0,29	63,93	
АГ	4,74	35,15	10,53	36,69	192,80	АС - 185	0,16	0,413	0,084	0,218	0,43	227,89	

1.12. Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Вибір економічно вигідного варіанта виробляється шляхом порівняння приведених розрахункових витрат таким чином, коли з варіантів, що залишилися, вибирається той, у якого менше приведені витрати. При цьому кожний з варіантів, що залишилися для аналізу, повинний відповідати всім технічним вимогам, тобто повинний бути ретельно розроблений з вибором схем усіх підстанцій, з розрахунком утрат потужності, напруги і так далі.

При порівнянні варіантів по приведених витратах у загальному випадку повинні враховуватися: вартість ліній електропередач, комірок комутаційних апаратів, трансформаторів, пристроїв що компенсують і іншого устаткування. Також враховуються і відрахування на амортизацію.

Варіанти схем можна вважати економічно рівноцінними, якщо різниця в приведених витратах не перевищує 5%.

Економічним критерієм для визначення найбільш вигідного варіанту є мінімум приведених витрат, що обчислюються по формулі:

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

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 різній надійності.

Найбільш економічну схему приймаємо для подальшого розрахунку.

Техніко економічне порівняння здійснимо у таблиці 1.10.

Для подальшого розрахунку приймаємо варіант схеми **№3 (кільцева схема)**

					ЕТ і ЕЕ 4815.007.000.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблица 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	110						
Комірка вимикача ВРП	компл.	46,3	12	555,6	8	370,4	11	509,3
Капіталовкладення в підстанції (К п/с)				555,6		370,4		509,3
АС-120	км	13,1		0,00		0,00	10,61	138,99
АС-150	км	13,2		0,00		0,00	9,76	128,83
АС-185	км	13,8		0,00		0,00	4,74	65,41
АС-240	км	15,1		0,00		0,00		0,00
АС-300	км	18,2		0,00		0,00		0,00
2 АС-120	км	20,4	24,79	505,72	18,82	383,93		0,00
2 АС-150	км	22,2		0,00		0,00		0,00
2 АС-185	км	23,6		0,00	4,08	96,29		0,00
2 АС-240	км	25		0,00		0,00		0,00
2АС-300	км	31,2		0,00		0,00		0,00
Капіталовкладення в ПЛІП (К пл)				505,72		480,22		333,24
Одночасні капіталовкладення в мережі				1061,32		850,62		842,54
Приведені капіталовкладення				265,33		212,65		210,63
Витрати								
Витрати експлуатації підстанцій				83,34		33,34		45,84
Витрати експлуатації ПЛІП				25,29		14,41		10,00
Вартість втрат електроенергії	МВт*ч	0,14	322,43	45,14	708,77	99,23	615,02	86,10
Сумарні витрати				153,77		146,97		141,94
Приведені загальні затрати				419,10		359,62		352,57

Таблица 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	ΔP, МВт	ΔQ, Мвар	ΔU, кВ	ΔW, МВт ч
АБ	9,76	6,56	2,34	6,97	36,62	АС - 150	0,2	0,42	0,008	0,016	0,20	21,15
БВ	3,25	0,01	-0,08	0,08	0,42	АС - 120	0,25	0,427	0,000	0,000	0,00	0,00
ВГ	7,36	2,91	0,65	2,98	15,68	АС - 120	0,25	0,427	0,001	0,002	0,07	3,66
АГ	4,74	8,72	2,97	9,21	48,38	АС - 185	0,16	0,413	0,005	0,014	0,11	14,35

Таблица 2.4. Розрахунок втрат в післяаварійному режимі

Дільниця	L, км	P, МВт	Q,Мвар	S,МВА	I,А	Марка проводу	r0,Ом км	x0, Ом км	ΔP, МВт	ΔQ, Мвар	ΔU, кВ	ΔW, МВт ч
БВ	3,25	26,12	8,01	27,32	71,79	АС - 120	0,25	0,427	0,050	0,086	0,29	135,46
ВГ	7,36	38,19	11,46	39,88	104,77	АС - 120	0,25	0,427	0,242	0,413	0,97	653,16
АГ	4,74	61,30	18,34	63,98	168,11	АС - 185	0,16	0,413	0,257	0,663	0,75	693,04

2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ

Розрахунки режимів електричних мереж виконуються для визначення:

- завантаження елементів мережі, відповідності пропускної здатності мережі очікуваним потокам потужності;
- перетинів проводів і кабелів, потужності трансформаторів;
- рівня напруги у вузлах і елементів мережі і заходів, що забезпечують підтримки напруги в припустимих межах, втрат потужності й електроенергії для визначення економічності мережі й ефективності способів зниження втрат;
- інтегральних показників умов роботи мережі в цілому за тривалий період переданої енергії, середніх значень окремих параметрів режиму (напруги у вузлах, завантаження трансформаторів, щільності струму в лініях електропередач) чи діапазону змін значення якого-небудь параметра для розрахункових елементів мережі й інше.

При аналізі очікуваних у перспективі сталих режимів варто розрізняти розрахункові тривалі потоки потужності по мережі, що можуть мати місце в нормальних режимах роботи енергосистем, і розрахункові максимальні потоки, обумовлені випадковими відхиленнями від нормальних режимів.

Для виявлення найбільших значень розрахункових тривалих потоків потужності, як правило, досить обмежитися розглядом наступних характерних режимів:

- режим максимальних навантажень у зимовий час, коли виникають потоки потужності, зв'язані з найбільшим споживанням електроенергії і найбільш повному використанні потужності електростанцій;

Для виявлення максимальних значень нерегулярних потоків потужності необхідно в першу чергу розглянути післяаварійний режим, що виникає при відключенні найбільш завантажених ліній, трансформаторів і автотрансформаторів і аварійному виході у вузлі (районі) значної потужності, що генерує.

					ET i EE 4815.007.000.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Під мінімальним режимом розуміємо режим роботи мережі при зниженні навантаження споживачів до 25% від максимального.

Наближене поточкорозподілення мережі в максимальному режимі було розраховано раніше. Визначимо точне поточкорозподілення мережі тобто з урахуванням втрат у лініях. Запишемо значення переданих потужностей для характерних точок мережі.

2.1. Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі

Зробимо точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі

Кільцева схема

$$\begin{aligned}
 P_B &= P'_B = 12,07 \text{ МВт} \\
 P_\Gamma &= P_{B\Gamma} + P'_{\Gamma} + \Delta P_{B\Gamma} = 12,04 + 23,11 + 0,024 = 35,17 \text{ МВт} \\
 P_B &= P_{B\Gamma} + P'_{\Gamma} + \Delta P_{B\Gamma} = 0,03 + 26,12 + 0,000 = 26,15 \text{ МВт} \\
 P_A &= P_\Gamma + \Delta P_{A\Gamma} = 35,17 + 0,084 = 35,25 \text{ МВт} \\
 P_{A'} &= P_B + \Delta P_{AB} = 26,15 + 0,120 = 26,27 \text{ МВт} \\
 \\
 Q_B &= Q'_B = 3,68 \text{ МВар} \\
 Q_\Gamma &= Q_{B\Gamma} + Q'_{\Gamma} + \Delta Q_{B\Gamma} = 3,26 + 7,03 + 0,040 = 10,34 = \text{Мвар} \\
 Q_B &= Q_{B\Gamma} + Q'_{\Gamma} + \Delta Q_{B\Gamma} = -0,39 + 7,91 + 0,000 = 7,52 = \text{Мвар} \\
 Q_A &= Q_\Gamma + \Delta Q_{A\Gamma} = 10,34 + 0,218 = 10,56 \text{ МВар} \\
 Q_{A'} &= Q_B + \Delta Q_{AB} = 7,52 + 0,251 = 7,77 \text{ МВар} \\
 \\
 S_B &= P_B + jQ_B = 12,62 \text{ МВА} \\
 S_\Gamma &= P_\Gamma + jQ_\Gamma = 36,66 \text{ МВА} \\
 S_B &= P_B + jQ_B = 27,21 \text{ МВА} \\
 S_A &= P_A + jQ_A = 36,80 \text{ МВА} \\
 S_{A'} &= P_{A'} + jQ_{A'} = 27,40 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

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

Параметр	Одиниці виміру	Підстанція джерело живлення	Підстанції споживачі		
		А	Б	В	Г
$P_{зад}$	МВт	***	6,5	3	5,75

Приведемо навантаження до високої сторони підстанції у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. Приведення навантаження до високої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр}, \text{кВт}$	54,40	30,83	53,44
$\Delta Q_{тр}, \text{кВт}$	421,27	231,27	400,34
$P', \text{МВт}$	6,55	3,03	5,80
$Q', \text{Мвар}$	2,32	1,11	2,08
$S', \text{МВА}$	6,95	3,23	6,16

Проведемо розрахунок точного потокорозподілення в мінімальному режимі

Розрахунок потокорозподилення в мінімальному режимі

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

$$= \frac{5,80 \cdot 4,74 + 3,03 \cdot (7,36 + 4,74) + 6,55 \cdot (3,25 + 7,36 + 4,74)}{9,76 + 3,25 + 7,36 + 4,74} =$$

$$= \mathbf{6,56} \quad \text{МВт}$$

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

$$= \frac{6,55 \cdot 9,76 + 3,03 \cdot (7,36 + 4,74) + 5,80 \cdot (9,76 + 3,25 + 7,36)}{9,76 + 3,25 + 7,36 + 4,74} =$$

$$= \mathbf{8,72} \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ВГ}} = P_{\text{АГ}} - P'_{\Gamma} = 8,72 - 5,80 = \mathbf{2,91} \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{БВ}} = P_{\text{АБ}} - P'_{\text{Б}} = 6,56 - 6,55 = \mathbf{0,01} \quad \text{МВт}$$

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

$$= \frac{2,08 \cdot 4,74 + 1,11 \cdot (7,36 + 4,74) + 2,32 \cdot (3,25 + 7,36 + 4,74)}{9,76 + 3,25 + 7,36 + 4,74} -$$

$$- 0,31 = \mathbf{2,34} \quad \text{Мвар}$$

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

$$= \frac{2,32 \cdot 9,76 + 1,11 \cdot (7,36 + 4,74) + 2,08 \cdot (9,76 + 3,25 + 7,36)}{9,76 + 3,25 + 7,36 + 4,74} -$$

$$- 0,15 = \mathbf{2,97} \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{ВГ}} = Q_{\text{АГ}} - Q'_{\Gamma} - Q_{\text{зар ВГ}} = 2,97 - 2,08 - 0,24 = \mathbf{0,65} \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{БВ}} = Q_{\text{АБ}} - Q'_{\text{Б}} - Q_{\text{зар БВ}} = 2,34 - 2,32 - 0,10 = \mathbf{-0,08} \quad \text{Мвар}$$

$$S_{\text{АГ}} = P_{\text{АГ}} + jQ_{\text{АГ}} = 8,72 + j 2,97 = \mathbf{9,21} \quad \text{МВА}$$

$$S_{\text{АБ}} = P_{\text{АБ}} + jQ_{\text{АБ}} = 6,56 + j 2,34 = \mathbf{6,97} \quad \text{МВА}$$

$$S_{\text{ВГ}} = P_{\text{ВГ}} + jQ_{\text{ВГ}} = 2,91 + j 0,65 = \mathbf{2,98} \quad \text{МВА}$$

$$S_{\text{БВ}} = P_{\text{БВ}} + jQ_{\text{БВ}} = 0,01 + j -0,08 = \mathbf{0,08} \quad \text{МВА}$$

Розрахунок струмів у мінімальному режимі

$$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{9,21}{\sqrt{3} \cdot 110} = 48,38 \text{ A}$$

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6,97}{\sqrt{3} \cdot 110} = 36,62 \text{ A}$$

$$I_{BG} = \frac{S_{BG}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2,98}{\sqrt{3} \cdot 110} = 15,68 \text{ A}$$

$$I_{BB} = \frac{S_{BB}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,08}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,42 \text{ A}$$

Розрахунок втрат мережі здійснимо у таблиці 2.3.

$$P_B = P'_B = 3,03 \text{ МВт}$$

$$P_G = P_{BG} + P'_G + \Delta P_{BG} = 2,91 + 5,80 + 0,001 = 8,72 \text{ МВт}$$

$$P_B = P_{BB} + P'_B + \Delta P_{BB} = 0,01 + 6,55 + 0,000 = 6,56 \text{ МВт}$$

$$P_A = P_G + \Delta P_{AG} = 8,72 + 0,005 = 8,72 \text{ МВт}$$

$$P_{A'} = P_B + \Delta P_{AB} = 6,56 + 0,008 = 6,57 \text{ МВт}$$

$$Q_B = Q'_B = 1,11 \text{ Мвар}$$

$$Q_G = Q_{BG} + Q'_G + \Delta Q_{BG} = 0,65 + 2,08 + 0,002 = 2,73 \text{ Мвар}$$

$$Q_B = Q_{BB} + Q'_B + \Delta Q_{BB} = -0,08 + 2,32 + -0,080 = 2,16 \text{ Мвар}$$

$$Q_A = Q_G + \Delta Q_{AG} = 2,73 + 2,966 = 5,70 \text{ МВт}$$

$$Q_{A'} = Q_B + \Delta Q_{AB} = 2,16 + 0,016 = 2,17 \text{ МВт}$$

$$S_B = P_B + jQ_B = 3,23 \text{ МВА}$$

$$S_G = P_G + jQ_G = 9,13 \text{ МВА}$$

$$S_B = P_M + jQ_M = 6,91 \text{ МВА}$$

$$S_A = P_B + jQ_B = 10,42 \text{ МВА}$$

$$S_{A'} = P_{H'} + jQ_{H'} = 6,92 \text{ МВА}$$

2.3. Наближене та точне потокорозподілення мережі у післяаварійному режимі

					ЕТ і ЕЕ 4815.007.000.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Усі розрахунки здійснюються аналогічно максимальному режиму у відповідності до вже вибраного електрообладнання та ліній електропередач при умові обриву одного проводу на головній ділянці АН. При цьому усі лінії мережі стають одно ланцюговими а на підстанціях залишаються в роботі два трансформатори внаслідок роботи ремонтної перемички, що дозволяє шляхом оперативних перемикачів залиши в роботі два трансформатори.

Розрахунок поточкорозподілення в п/ав режимі

$$\begin{aligned} P_{БВ} &= P'_{БВ} = 26,12 \text{ МВт} \\ P_{ВГ} &= P_{БВ} + P'_{ВГ} = 26,12 + 12,07 = 38,19 \text{ МВт} \\ P_{АГ} &= P_{ВГ} + P'_{АГ} = 38,19 + 23,11 = 61,30 \text{ МВт} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{БВ} &= Q'_{БВ} - Q_{зар\ БВ} = 7,91 + 0,10 = 8,01 \text{ МВт} \\ Q_{ВГ} &= Q_{БВ} + Q'_{ВГ} - Q_{зар\ ВГ} = 8,01 + 3,68 - 0,24 = 11,46 \text{ МВт} \\ Q_{АГ} &= Q_{ВГ} + Q'_{АГ} - Q_{зар\ АГ} = 11,46 + 7,03 - 0,15 = 18,34 \text{ МВт} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{БВ} &= P_{БВ} + jQ_{БВ} = 27,32 \text{ МВА} \\ S_{ВГ} &= P_{ВГ} + jQ_{ВГ} = 39,88 \text{ МВА} \\ S_{АГ} &= P_{АГ} + jQ_{АГ} = 63,98 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{БВ} &= \frac{S_{МГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{27,32}{\sqrt{3} \cdot 110} = 71,79 \text{ А} \\ I_{ВГ} &= \frac{S_{МВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{39,88}{\sqrt{3} \cdot 110} = 104,77 \text{ А} \\ I_{АГ} &= \frac{S_{НБ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63,98}{\sqrt{3} \cdot 110} = 168,11 \text{ А} \end{aligned}$$

Розрахунок точного поточкорозподілення в п/ав. режимі

$$P_B = P'_B = 26,12 \text{ МВт}$$

$$P_B = P'_B + P_{B\Delta} P_{BB} = 12,07 + 26,12 + 0,050 = 38,24 \text{ МВт}$$

$$P_\Gamma = P'_\Gamma + P_B + \Delta P_{B\Gamma} = 23,11 + 38,24 + 0,242 = 61,59 \text{ МВт}$$

$$P_A = P_\Gamma + \Delta P_{A\Gamma} = 61,59 + 0,26 = 61,85 \text{ МВт}$$

$$Q_B = Q'_B = 7,91 \text{ МВт}$$

$$Q_B = Q'_B + Q_{B\Delta} Q_{BB} = 3,68 + 7,91 + 0,086 = 11,68 \text{ МВт}$$

$$Q_\Gamma = Q'_\Gamma + Q_B + \Delta Q_{B\Gamma} = 7,03 + 11,68 + 0,413 = 19,12 \text{ МВт}$$

$$Q_A = Q_\Gamma + \Delta Q_{A\Gamma} = 19,12 + 0,66 = 19,79 \text{ МВт}$$

$$S_B = P_B + jQ_B = 27,29 \text{ МВА}$$

$$S_B = P_\Gamma + jQ_\Gamma = 39,99 \text{ МВА}$$

$$S_\Gamma = P_M + jQ_M = 64,49 \text{ МВА}$$

$$S_A = P_M + jQ_M = 64,94 \text{ МВА}$$

2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

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

Максимальний режим

$$\begin{aligned}
 U_{\Gamma} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АГ}} = 115,00 - 0,43 = 114,57 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В(А)}} &= U_{\Gamma} - \Delta U_{\text{ВГ}} = 114,57 - 0,29 = 114,28 \text{ кВ} \\
 U_{\text{Б}} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АБ}} = 115,00 - 0,75 = 114,25 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В(А')}} &= U_{\text{Б}} - \Delta U_{\text{БВ}} = 114,25 - 0,00 = 114,26 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В}} &= (U_{\text{В(А)}} + U_{\text{В(А')}}) / 2 = \frac{114,28 + 114,26}{2} = 114,27 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Мінімальний режим

$$\begin{aligned}
 U_{\Gamma} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АГ}} = 115,00 - 0,11 = 114,89 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В(А)}} &= U_{\Gamma} - \Delta U_{\text{ВГ}} = 114,89 - 0,00 = 114,88 \text{ кВ} \\
 U_{\text{Б}} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АБ}} = 115,00 - 0,20 = 114,80 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В(А')}} &= U_{\text{Б}} - \Delta U_{\text{БВ}} = 114,80 - 0,00 = 114,80 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В}} &= (U_{\text{В(А)}} + U_{\text{В(А')}}) / 2 = \frac{114,88 + 114,80}{2} = 114,84 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Післяаварійний режим

$$\begin{aligned}
 U_{\Gamma} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АГ}} = 115,00 - 0,75 = 114,25 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В}} &= U_{\Gamma} - \Delta U_{\text{ВГ}} = 114,25 - 0,97 = 113,28 \text{ кВ} \\
 U_{\text{Б}} &= U_{\text{В}} - \Delta U_{\text{ВБ}} = 113,28 - 0,29 = 112,99 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

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

ВИСНОВОК

В результаті проектування згідно завдання була спроектована електрична мережа напругою 110 кВ. Мережа має кільцеву схему живлення споживачів, яка забезпечує достатню надійність та має найкращі техніко економічні показники.

Оптимальний варіант мережі був обраний серед інших розглянутих варіантів на підставі розрахунку максимального режиму роботи. Оптимальний варіант мережі був також розрахований у мінімальному та післяаваріному режимах, що дає змогу зробити висновок про достатньо надійну роботу мережі в усіх випадках.

Під час проектування був проведений аналіз кліматичного району, на підставі необхідних розрахунків були вибрані компенсуючі пристрої підстанції споживачів, силові трансформаторі, проводи повітряних ліній електропередач, тип опор та т. ін.

					ET i EE 4815.007.000.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ЛІТЕРАТУРА

1. Правила улаштування електроустановок. – 5-те вид., перероблене і доповнене . – Міненерговугілля України, 2017. - 617 с.
2. Кирик В.В. Електричні мережі та системи: Підручник – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Видавництво «Політехніка», 2021. -324 с.
3. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. - 488 с.
4. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Навчальний посібник – Київ: Видавництво «Політехніка», 2014.
5. Сегеда М.С., Бахор З.М., Яцейко Я.А.. Проєктування ліній електричних мереж: Навчальний посібник – Львівська політехніка:, 2020.-200 с.
6. Бардик Є.І., Лукаш М.П. Електрична частина станцій та підстанцій: Навчальний посібник - Київ: НТУУ «КПІ», 2011.

					ET i EE 4815.007.000.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		