

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

До захисту допущено

кафедрою електротехніки та електроенергетики протокол № _____ від _____

завідувач кафедри _____ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я, прізвище)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 19 МВт, 21 МВт,
17 МВт
(тема роботи)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

Здобувач _____ Дмитро ВОЛИНКІН
(підпис) (ім'я, прізвище)

Науковий керівник _____ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я, прізвище)

Рецензент _____ /Світлана АРТЮХ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2026

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

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Завідувач кафедри

Артем ЧЕРНЮК

(ім'я, прізвище)

(підпис)

«__» _____ 2026 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

Волинкіна Дмитра Сергійовича

(прізвище, ім'я, по батькові здобувача)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

1. Тема роботи: Проектування електричної мережі з вузлами навантаження
19 МВт, 21 МВт, 17 МВт

керівник роботи Олійник Юлія Сергіївна, к.пед.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по Університету від «15» грудня 2025 року, № 4801-5/4400

2. Строк подання здобувачем роботи: «20» червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи: технологічний процес, характеристика
електроприймачів, кількість та потужність електроприймачів напругою до 1 кВ

4. Перелік питань, які потрібно розробити:

1) Розрахунок варіантів схеми мереж; аналіз вихідних даних та
кліматичних умов району; визначення зарядної реактивної потужності ділянок
мережі; вибір схем підстанцій споживачів; вибір КУ та силових трансформаторів
підстанцій;

2) Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони; розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі; вибір проводів ділянок мережі; розрахунок втрат мережі; техніко економічне порівняння варіантів мережі;

3) Розрахунок оптимального варіанту схеми мережі; точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі; наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному та післяаварійному режимі;

5. План роботи

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району, складання варіантів схеми мережі, визначення відстаней ділянок мережі	20.01-30.01	
2	Визначення номінальної напруги мереж, визначення зарядної реактивної потужності дільниць мережі	01.02-27.02	
3	Вибір схем підстанцій споживачів, вибір компенсуючих пристроїв та силових трансформаторів підстанцій	01.03-15.03	
4	Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони, розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі	16.03-30.03	
5	Вибір проводів ділянок мережі, розрахунок втрат мережі, техніко економічне порівняння варіантів мережі	01.04-15.04	
6	Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі, наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному та в післяаварійному режимах	15.05-20.05	
7	Визначення рівнів напруги у вузлах мережі	21.05-30.05	
8	ОХОРОНА ПРАЦІ	01.06-14.06	
9	Оформлення пояснювальної записки, презентації	15.06-20.06	

6. Дата видачі завдання: «15» _____ грудня _____ 2025 року

Здобувач вищої освіти _____ Дмитро ВОЛИНКІН
(підпис) (ім'я, прізвище)

Керівник роботи _____ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

до бакалаврської роботи на тему

«Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 19 МВт, 21 МВт, 17 МВт»

ВОЛИНКИНА ДМИТРА

В бакалаврській роботі розглянуто питання проектування електричної мережі напругою 110 кВ для забезпечення надійного електропостачання вузлів навантаження потужністю 19 МВт, 21 МВт та 17 МВт.

В процесі виконання роботи проведено аналіз вихідних даних та природно-кліматичних умов району проектування, зокрема враховано вітрові й ожеледні навантаження відповідно до вимог нормативних документів.

Об'єктом дослідження є електрична мережа високої напруги, призначена для передачі та розподілу електроенергії між вузлами навантаження.

Предметом дослідження є процеси проектування та аналізу режимів роботи електричної мережі 110 кВ.

За результатами порівняння варіантів обрано кільцеву схему мережі, яка забезпечує підвищену надійність електропостачання споживачів I категорії та характеризується кращими техніко-економічними показниками. Для вибраного варіанта виконано розрахунок режимів роботи мережі в максимальному, мінімальному та післяаварійному режимах.

В роботі здійснено визначення потокорозподілення потужності, виконано розрахунок втрат активної та реактивної потужності, втрат напруги й електроенергії в ЛЕП. Проведено вибір номінальної напруги мережі, перерізів проводів ЛЕП.

Виконано вибір силових трансформаторів та компенсуючих пристроїв. Проведено розрахунок зарядної потужності ліній та оцінено вплив компенсації реактивної потужності на режими роботи електричної мережі.

Ключові слова: електрична мережа, електропостачання, лінія електропередавання, підстанція, трансформатор, потокорозподілення, втрати потужності, компенсація реактивної потужності, надійність електропостачання, режим роботи мережі, електроенергетична система

ABSTRACT

to the bachelor thesis on the topic

«Design of an electrical network with load nodes of 19 MW, 21 MW, 17 MW»

VOLYNKIN DMYTRO

The bachelor's thesis deals with the issue of designing an electrical network with a voltage of 110 kV to ensure reliable power supply of load nodes with a capacity of 19 MW, 21 MW and 17 MW.

In the process of performing the work, an analysis of the initial data and natural and climatic conditions of the design area was carried out, in particular, wind and ice loads were taken into account in accordance with the requirements of regulatory documents.

The object of the study is a high-voltage electrical network designed for the transmission and distribution of electricity between load nodes.

The subject of the study is the processes of designing and analyzing the operating modes of the 220 kV electrical network.

Based on the results of the comparison of options, a circular network scheme was chosen, which ensures increased reliability of electricity supply to consumers of the first category and is characterized by better technical and economic indicators. For the selected option, the calculation of network operation modes in the maximum, minimum and post-accident modes was performed.

In the work, power flow distribution was determined, active and reactive power losses, voltage and electricity losses in power transmission lines were calculated. The selection of the nominal voltage of the network, wire sections of overhead power lines.

A selection of power transformers and compensating devices. The charging power of the lines was calculated and the impact of reactive power compensation on the modes of operation of the electrical network was evaluated.

Key words: electrical network, power supply, power transmission line, substation, transformer, flow distribution, power losses, reactive power compensation, reliability of power supply, network operation mode, electric power system

3MICT

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	7
ВСТУП	8
1. РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ	10
1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району	10
1.2. Складання варіантів схеми мережі	13
1.3. Визначення відстаней ділянок мережі	14
1.4. Визначення номінальної напруги мереж	15
1.5. Визначення зарядної реактивної потужності ділянок мережі	16
1.6. Вибір схем підстанцій споживачів	17
1.7. Вибір компенсуючих пристроїв та силових трансформаторів підстанцій	19
1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони	21
1.9. Розрахунок потокорозподілення варіантів мережі	22
1.10. Вибір проводів ділянок мережі	23
1.11. Розрахунок втрат мережі	24
1.12. Техніко економічне порівняння варіантів мережі	27
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ	30
2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ	31
2.1. Точне потокорозподілення мережі в максимальному режимі	32
2.2. Наближене та точне потокорозподілення мережі у мінімальному режимі	32
2.3. Наближене та точне потокорозподілення мережі у післяаварійному режимі	34

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ								
					Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 19 МВт, 21 МВт, 17 МВт				Літ.		Маса	Масштаб	
												1	1 : 1
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					Арк.	5	Аркушів	44	
Розроб.		Волинкін Д.С.			Пояснювальна записка				ДЕА-Е22+Е23пр				
Перевір.		Олійник Ю.С.											
Т. Контр.													
Реценз.													
Н. Контр.													
Затверд.		Чернюк А.М.											

2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі	37
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ	38
3. ОХОРОНА ПРАЦІ	39
3.1. Загальні положення	39
3.2. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори	39
3.3. Заходи з охорони праці при експлуатації електроустановок	39
3.4. Електробезпека	40
3.5. Пожежна безпека	40
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ	41
ВИСНОВКИ	44
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	43

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ЕЕ – електроенергія

ЕЕС – електроенергетична система

ЕС – електрична станція

п/ст – підстанція

КП – компенсуючі пристрої

ПЛЕП – повітряна лінія електропередавання

К.З. – коротке замикання

min – мінімальний режим

max – максимальний режим

п/ав – післяаварійний режим

РП – реактивна потужність

КРП – компенсація реактивної потужності

ТЕП – техніко-економічне порівняння

ДЖ – джерело живлення

СВЧ – струмоведучі частини

РП – розподільчий пристрій високої

РПВН – розподільчий пристрій високої напруги

ЯЕЕ – якість електричної енергії

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

Сучасний розвиток промисловості, транспорту, комунального господарства та інших галузей економіки нерозривно пов'язаний із забезпеченням споживачів якісною та надійною електричною енергією. Електричні мережі є основною ланкою електроенергетичних систем, які забезпечують передачу та розподіл електроенергії від джерел генерації до кінцевих споживачів. Тому питання проектування електричних мереж, здатних забезпечити необхідний рівень надійності електропостачання, економічності та енергоефективності, є одним із пріоритетних напрямів розвитку електроенергетичної галузі.

В умовах постійного зростання електричних навантажень, підвищення вимог до якості електричної енергії та необхідності оптимізації витрат на будівництво й експлуатацію електричних мереж особливої актуальності набуває вибір раціональної схеми мережі, параметрів ліній електропередавання, трансформаторного обладнання та засобів компенсації реактивної потужності. Правильне проектування мережі дозволяє забезпечити нормативні показники режимів роботи, зменшити втрати електроенергії та підвищити ефективність функціонування енергосистеми в цілому.

Тема магістерської роботи присвячена проектуванню електричної мережі для електропостачання трьох вузлів навантаження потужністю 19 МВт, 21 МВт та 17 МВт. Під час виконання роботи розглядаються питання вибору структури мережі, визначення її основних параметрів, аналізу режимів роботи та оцінки техніко-економічних показників різних варіантів побудови мережі.

Об'єктом дослідження є електрична мережа напругою 110 кВ, призначена для передачі та розподілу електричної енергії між вузлами навантаження.

Предметом дослідження є методи та засоби проектування електричних мереж високої напруги, а також режими їх роботи за різних умов експлуатації.

Метою магістерської роботи є розроблення проекту електричної мережі, що забезпечує надійне та економічно доцільне електропостачання вузлів навантаження потужністю 19 МВт, 21 МВт та 17 МВт з дотриманням вимог щодо якості електричної енергії та надійності електропостачання.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		8

- ✓ виконати аналіз вихідних даних та характеристик споживачів електричної енергії;
- ✓ обґрунтувати вибір конфігурації електричної мережі;
- ✓ визначити оптимальний рівень номінальної напруги мережі;
- ✓ виконати вибір перерізів проводів та конструктивних параметрів повітряних ліній електропередавання;
- ✓ провести розрахунки усталених режимів роботи мережі в максимальному, мінімальному та післяаварійному режимах;
- ✓ визначити втрати активної та реактивної потужності, втрати напруги та електроенергії;
- ✓ виконати вибір силових трансформаторів, комутаційної апаратури та іншого електротехнічного обладнання підстанцій;
- ✓ розрахувати потребу в компенсації реактивної потужності та оцінити її вплив на технічні показники мережі;
- ✓ провести техніко-економічне обґрунтування прийнятих проєктних рішень.

Практичне значення роботи полягає у можливості використання отриманих результатів під час проєктування та модернізації електричних мереж регіонального рівня, спрямованих на підвищення надійності електропостачання споживачів та зниження експлуатаційних витрат.

Під час виконання роботи використано сучасні методи аналізу електричних мереж, нормативно-технічну документацію, довідкові матеріали та програмні засоби для розрахунку режимів роботи електроенергетичних систем.

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		9

1. РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ

1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району

Вихідними даними для проєктування електричної мережі є перелік споживачів електричної енергії, значення їхніх активних навантажень, коефіцієнти потужності (існуючий та нормативний), координати розташування підстанцій споживачів і можливих джерел живлення, відомості про категорії надійності електропостачання споживачів, а також природно-кліматичні характеристики району проєктування.

Зазначені дані є основою для вибору конфігурації електричної мережі, визначення її основних параметрів, вибору обладнання та проведення розрахунків нормальних і післяаварійних режимів роботи.

Особливе значення мають характеристики навантажень та категорія надійності споживачів, оскільки вони безпосередньо впливають на вимоги до резервування елементів мережі та забезпечення безперебійного електропостачання.

В дипломному проєкті всі споживачі належать до першої категорії за надійністю електропостачання. Це обумовлює необхідність застосування технічних рішень, які забезпечують безперервне живлення електроприймачів навіть у разі виникнення аварійних ситуацій або виходу з ладу окремих елементів мережі.

Кліматичні умови району проєктування відповідають умовам Харківської області, тому під час вибору конструктивних параметрів повітряних ліній електропередавання враховуються нормативні значення вітрових та ожеледних навантажень, характерні для даного регіону.

Інші вихідні дані, необхідні для виконання проєкту, наведені в таблиці 1.1. Просторове розташування вузлів навантаження та можливих джерел живлення представлено на карті-схемі району електрифікації (рисунок 1.1).

Наведені дані відповідають індивідуальному варіанту завдання на проєктування та використовуються для подальших технічних і техніко-економічних розрахунків.

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
						10
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1. - Вихідні данні на проєктування

Параметр	Одиниці виміру	Підстанція джерело живлення	Підстанції споживачі			Характерні точки	
		А	Б	В	Г	Н	М
$P_{\text{зад}}$	МВт	***	19	21	17		
$\cos\varphi$	в.о.	***	0,86	0,84	0,89		
координата Х	Мм	5	50	85	40	36	55
координата Y	Мм	60	30	45	70	54	50
масштаб	км/мм	0,25					

Для забезпечення надійної та безпечної роботи повітряних ліній електропередавання необхідно виконати аналіз кліматичних умов району проєктування. Кліматичні фактори мають суттєвий вплив на вибір конструкції ліній, типів опор, марок і перерізів проводів, а також на визначення механічних навантажень, що діють на елементи електричної мережі в процесі експлуатації.

Відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), розрахункові кліматичні умови для проєктування повітряних ліній повинні визначатися згідно з чинними нормами кліматичного районування території. За необхідності нормативні дані уточнюються на підставі результатів багаторічних метеорологічних спостережень за швидкістю вітру, інтенсивністю та масою ожеледно-паморозевих відкладень, температурою повітря та іншими кліматичними показниками в районі проходження траси лінії електропередавання.

Аналіз кліматичних умов є важливим етапом проєктування, оскільки вітрові та ожеледні навантаження належать до основних зовнішніх впливів, які визначають механічну міцність і надійність повітряних ліній. Недооцінка цих факторів може призвести до пошкодження проводів, опор та інших конструктивних елементів мережі.

Згідно з даними кліматичного районування, територія, на якій розташована проєктована ділянка мережі, належить до другого району за швидкісними напорами вітру. Тому під час подальших розрахунків механічної частини повітряних ліній необхідно враховувати нормативні значення вітрових навантажень, встановлені для

цього району. Найбільші нормативні значення швидкісного напору вітру на висоті 10 м над поверхнею землі приймаються відповідно до нормативних документів [1]. Основні кліматичні параметри, що використовуються в подальших розрахунках, наведено в таблиці 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 років	1 раз у 15 років
	35 (24)	40 (25)	55 (30)

Ожеледні навантаження, що діють на проводи та грозозахисні троси повітряних ліній електропередавання, визначаються на основі товщини стінки ожеледі, приведеної до еквівалентної циліндричної форми з питомою вагою 0,92 г/см³. Такий підхід дозволяє уніфікувати розрахунок механічних навантажень і врахувати вплив ожеледно-ізморозових відкладень на елементи повітряної лінії.

Відповідно до кліматичного районування, проєктована ділянка належить до третього району за інтенсивністю ожеледних навантажень. Це означає, що конструктивні елементи повітряної лінії повинні бути розраховані з урахуванням підвищених механічних впливів, характерних для даної кліматичної зони.

Таблиця 1.3. - Нормативна товщина стінки ожеледі

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

В районі, який розглядається при проєктуванні, час гроз складає 80-100 годин.

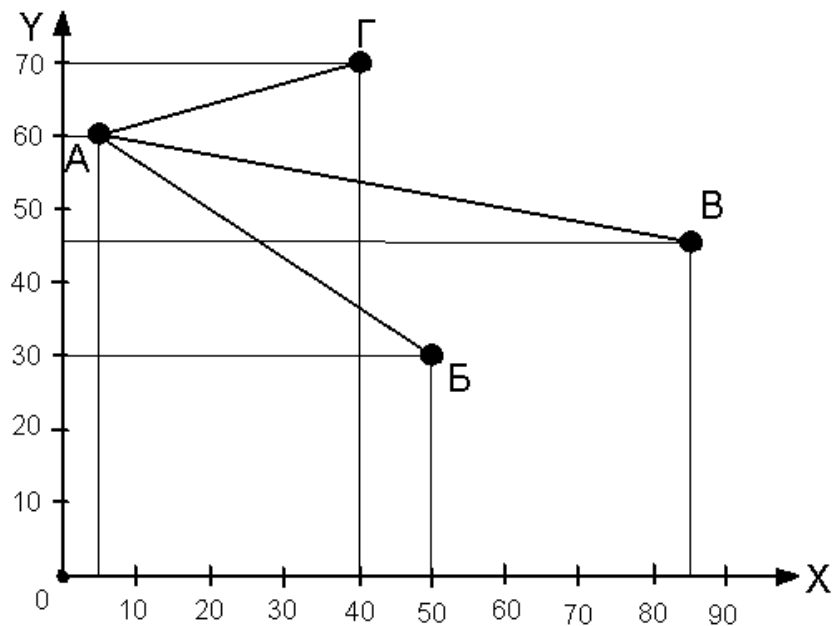


Рисунок 1.1. План – карта району

1.2. Складання варіантів схеми мережі

Для подальшого аналізу приймаються конфігурації електричної мережі, які забезпечують необхідний рівень надійності електропостачання споживачів підстанцій першої категорії. Це зумовлено підвищеними вимогами до безперервності живлення таких споживачів, для яких навіть короточасні перерви в електропостачанні є неприпустимими.

Із можливих варіантів схем електричних мереж до розгляду обрано найбільш поширені та конструктивно прості рішення, що також можуть розглядатися як базові елементи для формування більш складних мережевих структур. До таких належать радіальна, магістральна та кільцева схеми електричних мереж.

Зазначені типи схем забезпечують достатній рівень надійності електропостачання споживачів першої категорії, оскільки передбачають можливість живлення підстанцій по двох незалежних лініях електропередавання. У зв'язку з цим в подальших розрахунках вони приймаються як рівнонадійні варіанти з точки зору забезпечення безперервності електропостачання.

Схематичні зображення розглянутих варіантів конфігурації електричної мережі наведено на рисунках 1.2–1.4.

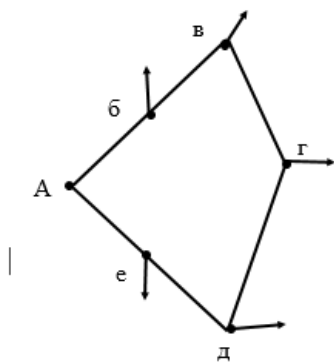


Рисунок 1.2. Радіальна схема мережі

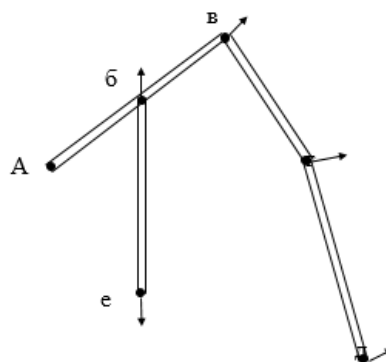


Рисунок 1.3. Магістральна схема мережі

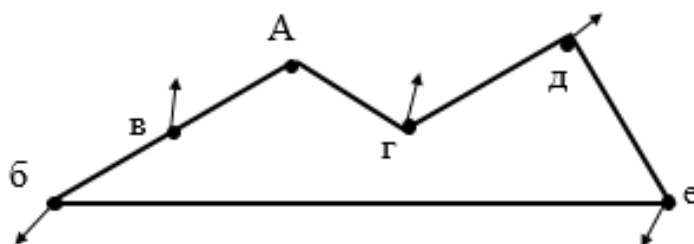


Рисунок 1.4. Кільцева схема мережі

1.3. Визначення відстаней ділянок мережі

Розрахункові довжини ділянок електричної мережі визначаються на основі план-карти району проєктування з урахуванням масштабу, наведеного у вихідних даних. Обчислення виконується за відповідною розрахунковою формулою:

$$L_{\text{роз.}} = L_{\text{вим.}} \cdot m + \Delta L, \text{ км} \quad (1.1)$$

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.

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		14

Таблиця 1.4. - Визначення відстаней ділянок мережі

Ділянка	$L_{\text{вим.}}, \text{мм}$	$L_{\text{вим.}}, \text{км}$	$\Delta L, \text{км}$	$L_{\text{роз.}}, \text{км}$
Радіальна схема мережі				
АБ	54,08	13,52	2,03	15,55
АВ	81,39	20,35	3,05	23,40
АГ	36,40	9,10	1,37	10,47
Магістральна схема мережі				
АН	31,58	7,89	1,18	9,08
НМ	19,42	4,85	0,73	5,58
МВ	30,41	7,60	1,14	8,74
НБ	27,78	6,95	1,04	7,99
МГ	25,00	6,25	0,94	7,19
Кільцева схема живлення				
АБ	54,08	13,52	2,03	15,55
БВ	38,08	9,52	1,43	10,95
ВГ	51,48	12,87	1,93	14,80

1.4. Визначення номінальної напруги мережі

Номінальна напруга електричної мережі визначається залежно від величини навантаження, що передається, та протяжності ліній електропередавання. При цьому враховується забезпеченість району проєктування джерелом живлення, яке здійснює електропостачання підстанцій споживачів на напругах 35–220 кВ.

Оптимальне значення напруги мережі може бути визначене за відповідною розрахунковою формулою:

$$U_{\text{ек}} = \frac{100}{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}} \quad (1.2.)$$

де L - довжина лінії, км;

P - передана активна потужність, МВт.

Визначення економічно доцільних напруг ділянок мережі та номінальних напруг варіантів мережі в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5. – Визначення оптимальної напруги мережі

Ділянка	$L_{\text{роз.}}, \text{ км}$	$P_{\text{діл.}}, \text{ МВт}$	$U_{\text{опт.}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.діл.}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.мер.}}, \text{ кВ}$
Радіальна схема мережі					
АБ	15,55	19	78,15	110	110
АВ	23,40	21	84,39	110	
АГ	10,47	17	71,64	110	
Магістральна схема мережі					
АН	9,08	57	100,54	110	110
НМ	5,58	38	80,23	110	
МВ	8,74	21	75,33	110	
НБ	7,99	19	71,76	110	
МГ	7,19	17	67,94	110	
Кільцева схема живлення					
АБ	15,55	26,98	89,51	110	110
БВ	10,95	7,98	52,78	110	
ВГ	14,80	13,02	66,55	110	
АГ	10,47	30,02	87,35	110	

1.5. Визначення зарядної реактивної потужності ділянок мережі

Зарядну потужність повітряних ліній електропередавання необхідно обов'язково враховувати під час виконання розрахунків поточкорозподілення в електричній мережі, а також при визначенні фактичних значень потужності, що передається по окремих ділянках. Нехтування даною складовою призводить до порушення балансу між виробленою та спожитою електричною енергією, а також до зниження точності розрахунку режимів роботи мережі.

Зарядна потужність обумовлена ємнісними властивостями повітряних ліній та залежить від їх довжини, конструктивних параметрів і номінальної напруги. У зв'язку з цим вона може суттєво впливати на режим роботи мережі, особливо в лініях великої протяжності та підвищеної напруги.

Далі виконується визначення зарядної потужності для всіх ділянок проєктованої електричної мережі за відповідною розрахунковою формулою:

$$Q_{зар} = U_{ном}^2 \cdot b_0 \cdot U_{ном} \cdot L_{розр}, \text{ Мвар}, \quad (1.3.)$$

де b_0 - питома зарядна потужність лінії в $\text{См } 10^{-4}$. На даному етапі проєкту, 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;

$L_{\text{розр}}$ - розрахункова довжина лінії в км.

Розрахунок виконаємо у таблиці 1.6.

Таблиця 1.6. - Визначення зарядної реактивної потужності ліній

Ділянка	$L_{\text{розр.}}$ км	$b_0, 10^{-4}, \text{См}$	$Q_{\text{зар.}}$ Мвар
Радіальна схема мережі			
АБ	15,55	2,66	0,50
АВ	23,40	2,66	1,51
АГ	10,47	2,66	0,67
Магістральна схема мережі			
АН	9,08	2,66	0,58
НМ	5,58	2,66	0,12
МВ	8,74	2,66	0,56
НБ	7,99	2,66	0,51
МГ	7,19	2,66	0,46
Кільцева схема живлення			
АБ	15,55	2,66	0,50
БВ	10,95	2,66	0,35
ВГ	14,80	2,66	0,48
АГ	10,47	2,66	0,34

1.6. Вибір схем підстанцій споживачів

На вибір схем електричних з'єднань підстанцій впливає комплекс технічних, експлуатаційних та економічних факторів. До найбільш визначальних із них належать: тип і функціональне призначення підстанції, її положення в структурі енергосистеми, кількість і потужність трансформаторів (або автотрансформаторів) та ліній електропередавання, рівень місцевого навантаження, а також категорійність споживачів за надійністю електропостачання. Важливими є також параметри суміжних електричних мереж, рівні струмів короткого замикання, доступність електрообладнання необхідних характеристик, допустимі економічні збитки від

недовідпуску електроенергії та погіршення її якості, а також наявність територіальних площ для розміщення обладнання.

Частина зазначених вихідних факторів задається в умовах дипломного проєкту. Водночас, з огляду на певну невизначеність щодо конкретних характеристик проєктованої підстанції, додатково враховуються узагальнені припущення, пов'язані з перспективами розвитку електричних мереж у районі її розташування, особливостями диспетчерського керування енергосистемою та організацією керування самою підстанцією. Також беруться до уваги можливі вимоги, що випливають із розрахунків динамічної стійкості, очікувані рівні внутрішніх перенапруг, а також прогнозована динаміка зростання навантажень мереж середньої та нижчої напруги. У зв'язку з цим окремі параметри приймаються на основі інженерного припущення з урахуванням загальних вимог до надійності електропостачання.

В усіх варіантах проєктування передбачається наявність споживачів усіх трьох категорій за надійністю електропостачання, що додатково впливає на вимоги до схем електричних з'єднань.

Розподільчий пристрій високої напруги (РПВН) призначений для приймання та розподілу електричної енергії, а також для забезпечення підключення ліній електропередавання та силових трансформаторів. Схема РПВН може виконуватися за різними варіантами залежно від конфігурації мережі та способу приєднання підстанції до енергосистеми, зокрема за схемою «два блоки трансформатор–лінія з перемичкою» або за схемою «містка з робочою та ремонтною перемичками».

В роботі як основні варіанти РПВН розглядаються: схема з робочою та ремонтною перемичками (для транзитної підстанції, включеної в розсічку лінії електропередавання, характерної для кільцевої схеми) та схема з однією ремонтною перемичкою (для тупикових підстанцій, що відповідає радіальній та магістральній схемам живлення).

Схеми РПВН, що використовуються в проєкті, наведено на рисунку 1.5.

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		18

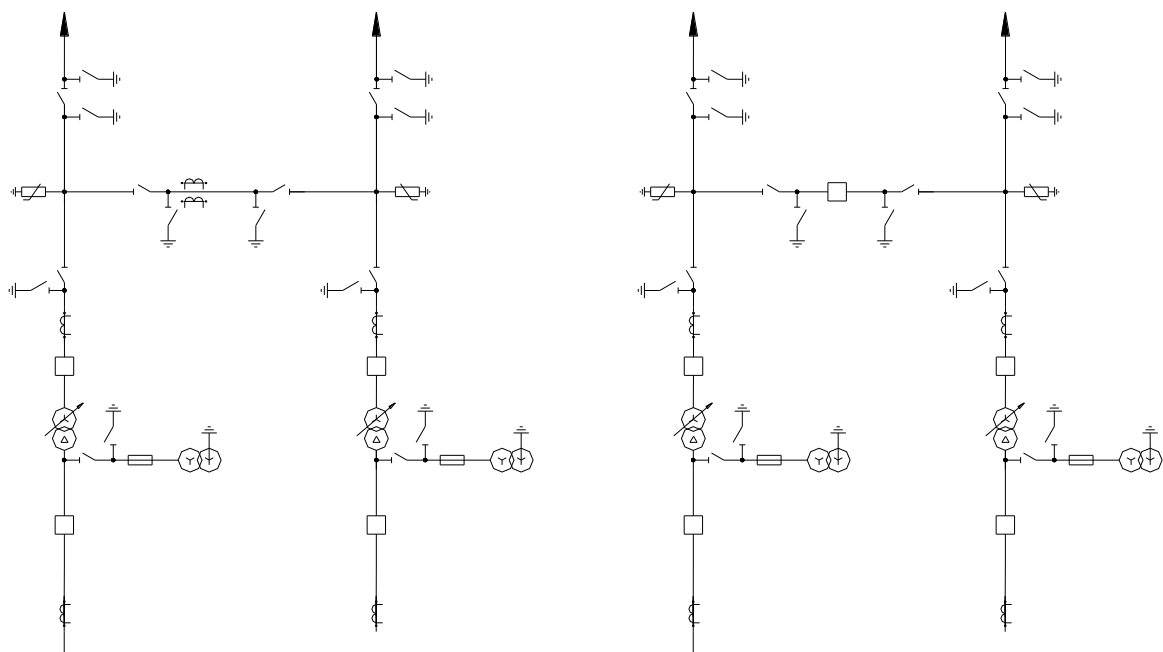


Рисунок 1.5. Варіанти схем РПВН підстанцій споживачів

1.7. Вибір компенсуючих пристроїв та силових трансформаторів підстанцій

Компенсуючі пристрої призначені для зниження обсягів реактивної потужності, що передається електричними мережами. Їх застосування дозволяє зменшити перетоки реактивної потужності по лініях електропередавання, що, у свою чергу, призводить до зменшення струмових навантажень у мережі. Зниження струму сприяє зменшенню втрат активної потужності, підвищенню ефективності передачі електроенергії та покращенню загальних режимних характеристик електричної мережі.

Компенсація реактивної потужності суттєво впливає на величину повного навантаження підстанцій, а отже - на вибір номінальної потужності силових трансформаторів, перерізів проводів повітряних і кабельних ліній, а також на рівні втрат напруги, потужності та електроенергії в елементах мережі. Таким чином, правильний вибір потужності компенсуючих пристроїв та їх раціональне розміщення є важливими факторами, що визначають техніко-економічні показники варіантів схем електричної мережі. Крім того, вони можуть впливати на обґрунтування номінальної напруги та вибір оптимальної конфігурації проєктованої системи електропостачання.

В розрахунках приймається припущення про збіг у часі максимумів активного та реактивного навантаження підстанцій. У зв'язку з цим визначення реактивної

потужності виконується на основі максимальних значень активних навантажень та заданих коефіцієнтів потужності.

Для забезпечення необхідного рівня компенсації реактивної потужності на шинах вторинної напруги підстанції передбачається встановлення батарей конденсаторів відповідної потужності. Їх підбір здійснюється з метою підвищення коефіцієнта потужності до значення 0,96, що дозволяє зменшити перетоки реактивної енергії та покращити техніко-економічні показники роботи мережі.

Орієнтовне значення потужності компенсуючих пристроїв, які встановлюються на шинах низької напруги підстанції, визначається за розрахунковими залежностями, наведеними в таблиці 1.7.

В проєкті на понижувальній підстанції приймається встановлення двох силових трансформаторів, що обумовлено вимогами надійності електропостачання. Така схема забезпечує безперервність живлення споживачів навіть у разі виходу з ладу одного з трансформаторів. При цьому враховується допустиме перевантаження трансформаторів у період максимуму навантаження до 40 %.

Номінальна потужність кожного з двох трансформаторів вибирається на рівні (0,65 – 0,7) від максимального навантаження підстанції. Це забезпечує можливість роботи в нормальному режимі при оптимальному завантаженні обладнання та гарантує резервування потужності в аварійних режимах.

За результатами розрахунків виконується вибір типу та номінальної потужності трансформаторів, а також обґрунтування прийнятих рішень. Отримані дані наведено в таблиці 1.7.

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

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$P_{\text{зад.}}, \text{МВт}$	19	21	17
$\cos\varphi_{\text{зад}}$	0,86	0,84	0,89
$\text{tg}\varphi_{\text{зад}}$	0,59	0,65	0,51
$Q_{\text{зад}} = P_{\text{зад.}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{зад}}, \text{МВар}$	11,27	13,56	8,71
$\cos\varphi_6$	0,96	0,96	0,96

$tg\varphi_6$		0,29	0,29	0,29
$Q_6 = P_{\text{зад.}} \cdot tg\varphi_6$, МВар		5,54	6,13	4,96
K_H		0,9	0,9	0,9
$Q_{\text{КП}} = K_H \cdot (Q_{\text{зад.}} - Q_6)$, МВар		5,16	6,70	3,38
S_6 , МВА		19,79	21,88	17,71
$S_6/_{1,4}$, МВА		14,14	15,63	12,65
$S_{\text{н.тр.}}$, МВА		16	16	16
Тип трансформатора		ТДН-16000/110	ТДН-16000/110	ТДН-16000/110
Параметри	$P_{\text{х.х.}}$, кВт	18	18	18
	$P_{\text{к.з.}}$, кВт	85	85	85
	$U_{\text{к.з.}}$, %	10,5	10,5	10,5
	$I_{\text{х.х.}}$, %	0,7	0,7	0,7

1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Приведення навантаження до сторони вищої напруги виконується з метою врахування втрат потужності в силових трансформаторах підстанцій, а також зарядної потужності повітряних та кабельних ліній електропередавання при розрахунку обраної схеми електричної мережі.

Таким чином, розрахункові значення навантаження, наведені до сторони вищої напруги, дозволяють більш точно оцінити режим роботи мережі та визначити фактичні потоки потужності в її елементах. Результати приведення навантаження виконуються за відповідними розрахунковими формулами та наведено в таблиці 1.8.

$$\Delta P_{\text{тр.}} = \Delta P_{\text{х.х.}} \cdot n + \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{n} \cdot \left(\frac{S_6}{S_{\text{н.тр.}}} \right)^2, \text{ кВт} \quad (1.4)$$

$$\Delta Q_{\text{тр.}} = \Delta Q_{\text{х.х.}} \cdot n + \frac{U_{\text{к.з.}}}{n \cdot 100} \cdot \frac{S_6^2}{S_{\text{н.тр.}}}, \text{ квар} \quad (1.5)$$

де $\Delta P_{\text{х.х.}}$ – втрати активної потужності холостого ходу трансформатора, кВт;

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

$\Delta Q_{\text{х.х.}}$ – втрати реактивної потужності холостого ходу трансформатора, квар;

S_6 – бажана повна потужність підстанції в МВА;

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

n – кількість трансформаторів підстанції;

$U_{к.з.}$ – 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			
$\Delta P_{тр.}, \text{МВт}$	101,03	115,44	88,06
$\Delta Q_{тр.}, \text{квар}$	225,29	225,57	225,03
$P', \text{МВт}$	19,10	21,12	17,09
$Q', \text{Мвар}$	5,77	6,35	5,18
$S', \text{МВА}$	19,95	22,05	17,86

1.9. Розрахунок потокорозподілення варіантів мережі

Розрахунки електричних мереж виконуються з метою визначення основних електричних та режимних параметрів, необхідних для обґрунтування вибору елементів системи електропостачання та оцінки її роботи в різних експлуатаційних режимах. Зокрема, вони дозволяють встановити ступінь завантаження елементів мережі та перевірити відповідність пропускної здатності ліній електропередавання очікуваним потокам потужності, тобто виконати розрахунок і аналіз потокорозподілення в мережі.

Крім того, результати розрахунків використовуються для вибору оптимальних перерізів проводів повітряних і кабельних ліній, що забезпечують необхідні умови за нагрівом, економічною доцільністю та допустимими втратами.

Важливим етапом є також визначення втрат активної та реактивної потужності ($\Delta P, \Delta Q$), втрат електроенергії (ΔW), а також втрат напруги (ΔU) в елементах електричної мережі, що дозволяє оцінити її енергоефективність і якість електропостачання споживачів.

Розрахунок потокорозподілення в кільцевій схемі.

$$P_{AB} = \frac{P'_{Г} \cdot L_{ГА} + P'_{В} \cdot (L_{ГВ} + L_{ГА}) + P'_{Б} \cdot (L_{БВ} + L_{ГВ} + L_{ГА})}{L_{БГ} + L_{ГВ} + L_{ВА} + L_{БА}}, \text{МВт}$$

$$P_{AB} = \frac{17,09 \cdot 10,47 + 21,12 \cdot (14,80 + 10,47) + 19,10 \cdot (10,95 + 14,8 + 10,47)}{15,55 + 10,95 + 14,80 + 10,47} = 27,12 \text{ МВт}$$

$$P_{AG} = \frac{P'_B \cdot L_{BA} + P'_B \cdot (L_{BA} + L_{BB}) + P'_G \cdot (L_{BA} + L_{BB} + L_{GB})}{L_{BG} + L_{GB} + L_{BA} + L_{BA}}, \text{ МВт}$$

$$P_{AG} = \frac{19,10 \cdot 15,55 + 21,12 \cdot (15,55 + 10,95) + 17,09 \cdot (15,55 + 10,95 + 14,80)}{15,55 + 10,95 + 14,80 + 10,47} = 30,18 \text{ МВт}$$

$$P_{BG} = P_{AG} - P'_G = 30,181 - 17,09 = 13,09 \text{ МВт}$$

$$P_{BB} = P_{AB} - P'_B = 27,12 - 19,10 = 8,02 \text{ МВт}$$

$$Q_{AB} = \frac{Q'_G \cdot L_{GA} + Q'_B \cdot (L_{GB} + L_{GA}) + Q'_B \cdot (L_{BB} + L_{GB} + L_{GA})}{L_{BG} + L_{GB} + L_{BA} + L_{BA}} - Q_{\text{зар}AB}, \text{ МВт}$$

$$Q_{AB} = \frac{5,18 \cdot 10,47 + 6,35 \cdot (14,80 + 10,47) + 5,77 \cdot (10,95 + 14,80 + 10,47)}{15,55 + 10,95 + 14,80 + 10,47} - 0,50 = 7,68 \text{ МВт}$$

$$Q_{AG} = \frac{Q'_B \cdot L_{BA} + Q'_B \cdot (L_{BA} + L_{BB}) + Q'_G \cdot (L_{BA} + L_{BB} + L_{GB})}{L_{BG} + L_{GB} + L_{BA} + L_{BA}} - Q_{\text{зар}AG}, \text{ МВт}$$

$$Q_{AG} = \frac{5,77 \cdot 15,55 + 6,35 \cdot (15,55 + 10,95) + 5,18 \cdot (15,55 + 10,95 + 14,80)}{15,55 + 10,95 + 14,80 + 10,47} - 0,34 = 8,78 \text{ Мвар}$$

$$Q_{BG} = Q_{AG} - Q'_G - Q_{\text{зар}BG} = 8,78 - 5,18 - 0,48 = 3,12 \text{ Мвар}$$

$$Q_{BB} = Q_{AB} - Q'_B - Q_{\text{зар}BB} = 7,68 - 5,77 - 0,35 = 1,56 \text{ Мвар}$$

$$S_{AG} = P_{AG} + jQ_{AG} = 30,18 + j8,78 = 31,43 \text{ МВА}$$

$$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} = 27,12 + j7,68 = 28,19 \text{ МВА}$$

$$S_{BG} = P_{BG} + jQ_{BG} = 13,09 + j3,12 = 13,46 \text{ МВА}$$

$$S_{BB} = P_{BB} + jQ_{BB} = 8,02 + j1,56 = 8,17 \text{ МВА}$$

1.10. Вибір проводів ділянок мережі

Відповідно до розрахованих струмових навантажень виконується вибір марки та перерізу проводів повітряних ліній електропередавання. Даний етап проєктування є одним із ключових, оскільки визначає як технічні, так і економічні показники роботи електричної мережі.

Основним критерієм вибору перерізу проводів у сучасній практиці є мінімум приведених витрат, що забезпечує економічну доцільність прийнятих рішень. Водночас у проєктуванні мереж масового будівництва вибір перерізів, як правило, не базується на детальних техніко-економічних розрахунках для кожного окремого випадку, а здійснюється з використанням узагальнених нормативних показників та рекомендацій.

Перехід до широкого впровадження уніфікованих опор для повітряних ліній електропередавання суттєво змінив співвідношення вартості будівництва ліній з

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
						23
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

різними перерізами проводів. У результаті встановлено, що в окремих випадках спорудження ліній з меншими перерізами проводів може бути економічно менш вигідним порівняно з використанням проводів більшого перерізу.

Вибір перерізу проводу на кожній ділянці лінії з проміжними опорами виконується на основі розрахункового навантаження відповідної ділянки. При цьому допускається застосування однакового перерізу для двох суміжних ділянок (за умови вибору більш протяжної ділянки), якщо їхні навантаження належать до одного або суміжних економічних інтервалів.

В проєкті вибір проводів здійснюється методом економічної щільності струму, яка для неізольованих алюмінієвих струмопровідних частин приймається рівною 1,1 А/мм². Додатково враховується обмеження щодо мінімально допустимого перерізу проводів з умови відсутності коронного розряду: для мережі напругою 110 кВ він становить не менше 120 мм², а для мережі 220 кВ — не менше 240 мм².

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{19,81}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 52,06 \text{ A}$$

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{21,66}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 56,92 \text{ A}$$

$$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{17,67}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 46,43 \text{ A}$$

$$q_{AB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{52,06}{1,1} = 47,33 \text{ мм}^2$$

$$q_{AB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{56,92}{1,1} = 51,75 \text{ мм}^2$$

$$q_{AG} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{46,43}{1,1} = 42,21 \text{ мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках

Ділянка	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

1.11. Розрахунок втрат мережі

На основі прийнятих типів проводів та їх основних електричних і конструктивних параметрів виконується подальший розрахунок режимних показників електричної

мережі. Зокрема, визначаються втрати активної та реактивної потужності, втрати електроенергії, а також втрати напруги в повітряних лініях електропередавання.

Такі розрахунки дозволяють оцінити ефективність роботи електричної мережі, перевірити відповідність допустимим нормативним значенням та уточнити режимні параметри в різних умовах навантаження. Обчислення виконуються за відповідними аналітичними залежностями з урахуванням характеристик обраних проводів і довжин ділянок ліній:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{л}}, \text{ кВт} \quad (1.6)$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot X_{\text{л}}, \text{ квар} \quad (1.7)$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{n \cdot U_{\text{ном}}^2}, \text{ кВ} \quad (1.8)$$

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P \cdot \tau, \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (1.9)$$

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

Q - реактивна потужність, передана по лінії в Мвар;

$U_{\text{н}}$ - номінальна напруга мережі в кВ;

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

$X_{\text{л}} = x \cdot l$, Ом/км - реактивний опір лінії в Ом;

n - кількість ланцюгів у лінії;

τ - річне число годин використання максимуму навантаження на рік.

Результати розрахунків представимо в таблиці 1.9.

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		25

Таблиця 1.9. - Розрахунок втрат варіантів мережі

Ділянка	L, км	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	I, А	Марка проводу	г ₀ , Ом /км	х ₀ , Ом /км	ΔР, МВт	ΔQ, Мвар	ΔU, кВ	ΔW, МВт · год	ΣΔW, МВт · год
Радіальна схема													
АБ	15,55	19,10	5,27	19,81	52,06	АС - 120	0,25	0,427	0,063	0,108	0,50	170,26	567,77
АВ	23,40	21,12	4,84	21,66	56,92	АС - 120	0,25	0,427	0,113	0,194	0,78	306,33	
АГ	10,47	17,09	4,51	17,67	46,43	АС - 120	0,25	0,427	0,034	0,058	0,29	91,17	
Магістральна схема													
АН	9,08	57,30	15,06	59,25	155,67	АС - 150	0,2	0,42	0,263	0,553	0,73	711,11	1222,52
НМ	5,58	38,20	10,39	39,59	104,02	АС - 120	0,25	0,427	0,090	0,154	0,35	244,05	
НБ	7,99	19,10	5,25	19,81	52,05	АС - 120	0,25	0,427	0,032	0,055	0,25	87,44	
МГ	7,19	17,09	4,72	17,73	82,58	АС - 120	0,25	0,427	0,023	0,040	0,21	63,01	
МВ	8,74	21,12	5,79	21,89	57,53	АС - 120	0,25	0,427	0,043	0,074	0,31	116,91	
Кільцева схема													
АБ	15,55	27,12	7,68	28,19	148,14	АС - 150	0,2	0,42	0,204	0,429	1,22	551,49	1203,27
БВ	10,95	8,02	1,56	8,17	42,95	АС - 120	0,25	0,427	0,015	0,026	0,27	40,81	
ВГ	14,80	13,09	3,12	13,46	70,73	АС - 120	0,25	0,427	0,055	0,095	0,62	149,56	
АГ	10,47	30,18	8,78	31,43	165,17	АС - 150	0,2	0,42	0,171	0,359	0,93	461,41	

1.12. Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Вибір найбільш економічно доцільного варіанта електричної мережі здійснюється шляхом порівняння приведених витрат для кожного з розглянутих варіантів. Оптимальним вважається той варіант, який забезпечує мінімальне значення приведених витрат за умови повного дотримання технічних вимог та нормативних показників.

До економічного порівняння допускаються лише ті варіанти, які відповідають встановленим вимогам щодо надійності електропостачання, якості електричної енергії та пропускної здатності мережі. Тому кожен із варіантів повинен бути детально опрацьований, включаючи вибір схем електричних з'єднань підстанцій, визначення параметрів основного обладнання, а також виконання розрахунків режимів роботи мережі, втрат потужності, втрат напруги та інших технічних показників.

Під час порівняння варіантів за критерієм приведених витрат у загальному випадку враховуються капітальні вкладення в будівництво ліній електропередавання, вартість комутаційного обладнання та розподільчих пристроїв, силових трансформаторів, компенсуючих пристроїв, а також іншого електротехнічного обладнання підстанцій. Крім початкових капітальних витрат, до складу приведених витрат включаються експлуатаційні витрати, зокрема амортизаційні відрахування, що дозволяє більш об'єктивно оцінити економічну ефективність кожного варіанта протягом усього терміну його експлуатації.

Варіанти схем електричної мережі вважаються економічно рівноцінними у випадку, якщо відмінність між значеннями їх приведених витрат не перевищує 5 %. За такої різниці жоден із варіантів не має суттєвої економічної переваги, тому остаточний вибір може здійснюватися з урахуванням додаткових технічних, експлуатаційних або перспективних факторів.

Основним економічним показником, який використовується для обґрунтування найбільш доцільного варіанта, є величина приведених витрат. Найвигіднішим вважається той варіант, для якого значення приведених витрат є мінімальним. Розрахунок цього показника виконується за відповідною формулою:

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
						27
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

$$З = К \cdot Е + I + З, \text{ тис. грн./рік} \quad (1.10)$$

де З - витрати на спорудження мережі;

К - 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);

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

З - очікуваний збиток від недовідпустки продукції при різній надійності.

Для подальших розрахунків приймається варіант схеми з найкращими техніко-економічними показниками та мінімальними приведеними витратами.

Результати техніко-економічного порівняння наведено в таблиці 1.10.

Якщо більш надійний варіант має приведені витрати, що перевищують витрати інших варіантів не більше ніж на 5 %, його рекомендується прийняти для подальшого розгляду.

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
						28
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.10. - Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Найменування показника	Одиниці вимірювання	Ціна	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
		тис. грн.	Кількість	Вартість	Кількість	Вартість	Кількість	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	25,75	337,33
АС-150	км	13,2		0,00		0,00	15,55	205,26
АС-185	км	13,8		0,00		0,00	10,47	144,49
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	49,42	1008,17	29,49	601,60		0,00
2 АС-150	км	22,2		0,00	9,08	201,58		0,00
2 АС-185	км	23,6		0,00		0,00		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 ПЛЕП (К _{пл})				1008,17		803,17		687,07
Одночасні капіталовкладення в мережі				1563,77		1173,57		1196,37
Приведені капіталовкладення				390,94		293,39		299,09
Витрати								
Витрати експлуатації підстанцій				83,34		33,34		45,84
Витрати експлуатації ПЛЕП				50,41		24,10		20,61
Вартість втрат електроенергії	МВт*Г	0,14	567,77	79,49	1222,52	171,15	1203,27	168,46
Сумарні витрати				213,24		228,58		234,91
Приведені загальні затрати				604,18		521,98		534,00

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

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

В розділі «Розрахунок варіантів схеми мереж» виконано комплексне проєктування електричної мережі з вузлами навантаження 19 МВт, 21 МВт та 17 МВт, що забезпечує надійне та економічно доцільне електропостачання споживачів.

На першому етапі проведено аналіз вихідних даних та кліматичних умов району проєктування, що дозволило врахувати вплив природно-кліматичних факторів на параметри електричної мережі та вибір її основних елементів.

Далі було виконано складання можливих варіантів схем електричної мережі з подальшим їх порівняльним аналізом. Визначено розрахункові відстані ділянок мережі на основі плану району електропостачання, що стало базою для подальших технічних розрахунків.

Здійснено обґрунтування та вибір номінальної напруги мережі з урахуванням потужностей, що передаються, і довжин ліній. Виконано визначення зарядної реактивної потужності ділянок мережі, що дозволило врахувати її вплив на режим роботи електричної системи.

На етапі формування структури мережі виконано вибір схем підстанцій споживачів, а також здійснено підбір компенсуючих пристроїв і силових трансформаторів, що забезпечують необхідні режимні параметри та підвищення коефіцієнта потужності. Проведено приведення навантаження підстанцій до вищої сторони для коректного розрахунку поточкорозподілення.

Виконано розрахунок поточкорозподілення для всіх варіантів мережі, що дозволило оцінити завантаження елементів та перевірити працездатність схем у різних режимах роботи. На основі розрахункових струмових навантажень здійснено вибір проводів ділянок мережі з урахуванням технічних та економічних критеріїв.

Також проведено розрахунок втрат активної та реактивної потужності, що дало можливість оцінити енергоефективність розглянутих варіантів мережі.

Завершальним етапом стало техніко-економічне порівняння варіантів схем, за результатами якого визначено найбільш доцільний варіант електричної мережі.

Отримані результати підтверджують правильність прийнятих технічних рішень і забезпечують формування надійної, економічно ефективної та технічно обґрунтованої електричної мережі.

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		30

2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ

Розрахунки режимів електричних мереж виконуються з метою визначення основних параметрів їх роботи в різних умовах експлуатації. Зокрема, вони дозволяють оцінити ступінь завантаження елементів мережі та перевірити відповідність їх пропускну здатності очікуваним потокам потужності.

В межах таких розрахунків визначаються також перерізи проводів і кабелів, потужності силових трансформаторів, а також рівні напруги у вузлах мережі. На основі отриманих результатів розробляються заходи щодо підтримання напруги в допустимих межах, а також оцінюються втрати активної та реактивної потужності й електроенергії, що дозволяє визначити економічність роботи мережі та ефективність заходів зі зниження втрат.

Для визначення найбільших значень розрахункових тривалих потоків потужності, як правило, достатньо розгляду характерних режимів роботи електричної мережі. Основним із них є режим максимальних навантажень у зимовий період, який характеризується найбільшим споживанням електроенергії та максимальною завантаженістю генеруючих потужностей енергосистеми.

Для визначення максимальних значень нерегулярних потоків потужності в першу чергу аналізується післяаварійний режим. Він виникає у разі відключення найбільш навантажених елементів мережі (ліній електропередавання, силових трансформаторів та автотрансформаторів), а також при аварійному виході з роботи значних генеруючих потужностей у певному вузлі або районі енергосистеми.

Мінімальний режим роботи мережі відповідає умовам зниження навантаження споживачів до приблизно 25 % від максимального значення.

Наближене визначення поточкорозподілення в режимі максимальних навантажень було виконано раніше. У подальшому здійснюється уточнений розрахунок поточкорозподілення з урахуванням втрат потужності в лініях електропередавання. На основі отриманих результатів визначаються значення переданих потужностей у характерних вузлах електричної мережі.

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		31

2.1. Точне потокорозподілення мережі в післяаварійному режимі

$$P_{\text{БВ}} = P'_{\text{Б}} = 19,10 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ВГ}} = P_{\text{БВ}} + P'_{\text{В}} = 19,10 + 21,12 = 40,22 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{АГ}} = P_{\text{ВГ}} + P'_{\text{Г}} = 40,22 + 17,09 = 57,30 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{БВ}} = Q'_{\text{Б}} - Q_{\text{зар БВ}} = 5,77 + 0,35 = 6,12 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ВГ}} = Q_{\text{БВ}} + Q'_{\text{В}} - Q_{\text{зар ВГ}} = 6,12 + 6,35 - 0,48 = 11,99 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{АГ}} = Q_{\text{ВГ}} + Q'_{\text{Г}} - Q_{\text{зар АГ}} = 11,99 + 5,18 - 0,34 = 16,84 \text{ МВт}$$

$$S_{\text{БВ}} = P_{\text{БВ}} + jQ_{\text{БВ}} = 20,06 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ВГ}} = P_{\text{ВГ}} + jQ_{\text{ВГ}} = 41,97 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{АГ}} = P_{\text{АГ}} + jQ_{\text{АГ}} = 59,73 \text{ МВА}$$

2.2. Наближене та точне потокорозподілення мережі в мінімальному режимі

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

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
$P_{\text{зад}}$	МВт	***	4,75	5,25	4,25
$\cos\varphi$	в.о.	***	0,86	0,89	0,9
координата Х	мм	10	25	70	55
координата Y	мм	20	50	20	5
масштаб	км/мм	0,23			

Таблиця 2.2. - Приведення навантаження до високої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр., кВт}$	40,06	40,97	39,25
$\Delta Q_{тр., квар}$	304,33	322,13	288,31
$P', МВт$	4,79	5,29	4,29
$Q', Мвар$	1,69	1,85	1,53
$S', МВА$	5,08	5,61	4,55

$$U_{\Gamma} = U_{дж} - \Delta U_{\Lambda\Gamma} = 115,00 - 0,93 = 114,07 \text{ кВ}$$

$$U_{B(A)} = U_{\Gamma} - \Delta U_{B\Gamma} = 114,07 - 0,62 = 113,46 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_{дж} - \Delta U_{\Lambda B} = 115,00 - 1,22 = 113,78 \text{ кВ}$$

$$U_{B(A')} = U_B - \Delta U_{BB} = 113,78 - 0,27 = 113,51 \text{ кВ}$$

$$U_B = \frac{(U_{B(A)} + U_{(A')})}{2} = \frac{113,46 + 113,5}{2} = 113,48 \text{ кВ}$$

$$U_{\Gamma} = U_{дж} - \Delta U_{\Lambda\Gamma} = 115,00 - 0,23 = 114,77 \text{ кВ}$$

$$U_{B(A)} = U_{\Gamma} - \Delta U_{B\Gamma} = 114,77 - 0,01 = 114,76 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_{дж} - \Delta U_{\Lambda B} = 115,00 - 0,33 = 114,67 \text{ кВ}$$

$$U_{B(A')} = U_B - \Delta U_{BB} = 114,67 - 0,07 = 114,60 \text{ кВ}$$

$$U_B = \frac{U_{B(A)} + U_{(A')}}{2} = \frac{114,76 + 114,60}{2} = 114,68 \text{ кВ}$$

$$U_{\Gamma} = U_{дж} - \Delta U_{\Lambda\Gamma} = 115,00 - 1,76 = 113,24 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_{\Gamma} - \Delta U_{B\Gamma} = 113,24 - 0,04 = 111,19 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_B - \Delta U_{BB} = 111,19 - 0,74 = 110,46 \text{ кВ}$$

Проведемо розрахунок точного поточкорозподілення в мінімальному режимі.

$$P_{AB} = \frac{P'_{\Gamma} \cdot L_{\Gamma A} + P'_{B'} \cdot (L_{\Gamma B} + L_{\Gamma A}) + P'_{B'} \cdot (L_{BB} + L_{\Gamma B} + L_{\Gamma A})}{L_{B\Gamma} + L_{\Gamma B} + L_{BA} + L_{BA}}, \text{ МВт}$$

$$P_{AB} = \frac{4,29 \cdot 10,47 + 5,29 \cdot (14,80 + 10,47) + 4,79 \cdot (10,95 + 14,8 + 10,47)}{15,55 + 10,95 + 14,80 + 10,47} = 6,8 \text{ МВт}$$

$$P_{\Lambda\Gamma} = \frac{P'_{B'} \cdot L_{BA} + P'_{B'} \cdot (L_{BA} + L_{BB}) + P'_{\Gamma} \cdot (L_{BA} + L_{BB} + L_{\Gamma B})}{L_{B\Gamma} + L_{\Gamma B} + L_{BA} + L_{BA}}, \text{ МВт}$$

$$P_{AG} = \frac{4,79 \cdot 15,55 + 5,29 \cdot (14,8 + 10,47) + 4,29 \cdot (15,55 + 10,95 + 14,8)}{15,55 + 10,95 + 14,80 + 10,47} = 7,44 \text{ МВт}$$

$$P_{BG} = P_{AG} - P'_{\Gamma} = 7,44 - 4,29 = 3,15 \text{ МВт}$$

$$P_{BB} = P_{AB} - P'_B = 6,8 - 4,79 = 2,01 \text{ МВт}$$

$$Q_{AB} = \frac{Q'_{\Gamma} \cdot L_{\Gamma A} + Q'_B \cdot (L_{\Gamma B} + L_{\Gamma A}) + Q'_B \cdot (L_{BB} + L_{\Gamma B} + L_{\Gamma A})}{L_{BG} + L_{\Gamma B} + L_{BA} + L_{BA}} - Q_{\text{зар}AB}, \text{ МВт}$$

$$Q_{AB} = \frac{1,53 \cdot 10,47 + 1,85 \cdot (14,8 + 10,47) + 1,69 \cdot (10,95 + 14,8 + 10,47)}{15,55 + 10,95 + 14,80 + 10,47} - 0,5 = 2,4 \text{ Мвар}$$

$$Q_{AG} = \frac{Q'_B \cdot L_{BA} + Q'_B \cdot (L_{BA} + L_{BB}) + Q'_{\Gamma} \cdot (L_{BA} + L_{BB} + L_{\Gamma B})}{L_{BG} + L_{\Gamma B} + L_{BA} + L_{BA}} - Q_{\text{зар}AG}, \text{ МВт}$$

$$Q_{AG} = \frac{1,69 \cdot 15,55 + 1,85 \cdot (14,8 + 10,47) + 1,53 \cdot (15,55 + 10,95 + 14,8)}{L_{BG} + L_{\Gamma B} + L_{BA} + L_{BA}}, \text{ МВт}$$

$$Q_{AG} = \frac{1,69 \cdot 15,55 + 1,85 \cdot (14,8 + 10,47) + 1,53 \cdot (15,55 + 10,95 + 14,80)}{15,55 + 10,95 + 14,80 + 10,47} - 0,34 = 2,29 \text{ Мвар}$$

$$Q_{BG} = Q_{AG} - Q'_{\Gamma} - Q_{\text{зар}BG} = 2,29 - 1,53 - 0,48 = 0,29 \text{ Мвар}$$

$$Q_{BB} = Q_{AB} - Q'_B - Q_{\text{зар}BB} = 2,40 - 1,69 - 0,35 = 0,35 \text{ Мвар}$$

$$S_{AG} = P_{AG} + jQ_{AG} = 7,44 + j2,29 = 7,79 \text{ МВА}$$

$$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} = 6,8 + j2,40 = 7,21 \text{ МВА}$$

$$S_{BG} = P_{BG} + jQ_{BG} = 3,15 + j0,29 = 3,17 \text{ МВА}$$

$$S_{BB} = P_{BB} + jQ_{BB} = 2,01 + j0,35 = 2,04 \text{ МВА}$$

2.3. Наближене та точне потокорозподілення мережі в післяаварійному режимі

Усі розрахунки виконуються за аналогією з режимом максимальних навантажень із урахуванням уже прийнятого електрообладнання та ліній електропередавання. Розглядається аварійна ситуація, що відповідає обриву одного проводу на головній ділянці А–Б. При цьому схема мережі переходить у магістральну з одnobічним живленням.

На підстанціях у зазначеному режимі залишаються в роботі два трансформатори завдяки наявності ремонтної перемички, що забезпечує можливість оперативних перемикачів та підтримання безперервного електропостачання.

Далі виконується розрахунок струмів у післяаварійному режимі.

$$I_{BB} = \frac{S_{MG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{20,06}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 52,07 \text{ А}$$

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		34

$$I_{\text{ВГ}} = \frac{S_{\text{МБ}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{41,97}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 110,26 \text{ A}$$

$$I_{\text{АГ}} = \frac{S_{\text{НБ}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{59,73}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 156,93 \text{ A}$$

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
						35
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.3. - Розрахунок втрат в післяаварійному 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 · год
БВ	10,95	19,10	6,12	20,06	52,70	АС - 120	0,25	0,427	0,091	0,155	0,74	245,69
ВГ	14,80	40,22	11,99	41,97	110,26	АС - 120	0,25	0,427	0,539	0,920	2,04	1454,09
АГ	10,47	57,30	16,84	59,73	156,93	АС - 150	0,2	0,42	0,617	1,296	1,76	1666,12

Розрахунок точного поточкорозподілення в післяаварійному режимі

$$P_{\text{БВ}} = P'_{\text{Б}} = 19,10 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ВГ}} = P_{\text{БВ}} + P'_{\text{Б}} = 19,10 + 21,12 = 40,22 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{АГ}} = P_{\text{ВГ}} + P'_{\text{Г}} = 40,22 + 17,09 = 57,30 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{БВ}} = Q_{\text{Б}} - Q_{\text{зарБВ}} = 5,77 + 0,35 = 6,12 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{ВГ}} = Q_{\text{БВ}} + Q'_{\text{Б}} - Q_{\text{зарВГ}} = 6,12 + 6,35 - 0,48 = 11,99 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{АГ}} = Q_{\text{ВГ}} + Q'_{\text{Г}} - Q_{\text{зарАГ}} = 11,99 + 5,18 - 0,34 = 16,84 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{БВ}} = P_{\text{БВ}} + jQ_{\text{БВ}} = 20,06 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ВГ}} = P_{\text{ВГ}} + jQ_{\text{ВГ}} = 41,97 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{АГ}} = P_{\text{АГ}} + jQ_{\text{АГ}} = 59,73 \text{ МВА}$$

2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

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

$$U_{\text{Г}} = U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АГ}} = 115,00 - 0,93 = 114,07 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{В(А)}} = U_{\text{Г}} - \Delta U_{\text{ВГ}} = 114,07 - 0,62 = 113,46 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{Б}} = U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АБ}} = 115,00 - 1,22 = 113,78 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{В(А')}} = U_{\text{Б}} - \Delta U_{\text{БВ}} = 113,78 - 0,27 = 113,51 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{В}} = \frac{U_{\text{В(А)}} + U_{\text{В(А')}}}{2} = \frac{113,46 + 113,51}{2} = 113,48 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{Г}} = U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АГ}} = 115,00 - 0,23 = 114,77 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{В(А)}} = U_{\text{Г}} - \Delta U_{\text{ВГ}} = 114,07 - 0,01 = 113,76 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{Б}} = U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АБ}} = 115,00 - 0,33 = 114,67 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{В}} = \frac{U_{\text{В(А)}} + U_{\text{В(А')}}}{2} = \frac{114,76 + 114,60}{2} = 114,68 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{Г}} = U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АГ}} = 115,00 - 1,76 = 113,24 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{Б}} = U_{\text{Г}} - \Delta U_{\text{ВГ}} = 113,24 - 2,04 = 111,19 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{Б}} = U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{БВ}} = 111,19 - 0,74 = 110,46 \text{ кВ}$$

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

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		37

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

В розділі «Розрахунок оптимального варіанту схеми мережі» відповідно до вихідного завдання було виконано проектування електричної мережі напругою 110 кВ для забезпечення надійного електропостачання заданих вузлів навантаження. За результатами техніко-економічного порівняння варіантів було обрано кільцеву схему мережі, яка забезпечує підвищену надійність живлення споживачів та характеризується найкращими техніко-економічними показниками.

Оптимальний варіант мережі визначено на основі розрахунків режиму максимальних навантажень. Додатково виконано розрахунки для мінімального та післяаварійного режимів роботи, що дозволило підтвердити працездатність і достатній рівень надійності електропостачання в усіх характерних умовах експлуатації.

В процесі проектування проведено аналіз кліматичних умов району будівництва та враховано нормативні вимоги щодо вітрових і ожеледних навантажень. На основі виконаних розрахунків здійснено вибір основного електротехнічного обладнання, зокрема силових трансформаторів, компенсуючих пристроїв, проводів повітряних ліній електропередавання та типів опор.

Отримані результати підтверджують правильність прийнятих технічних рішень і забезпечують надійну та економічно доцільну роботу електричної мережі 110 кВ.

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
						38
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

3. ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1. Загальні положення

В даній бакалаврській роботі розглядається проектування електричної мережі напругою 110 кВ з вузлами навантаження 19 МВт, 21 МВт та 17 МВт. Під час проектування та подальшої експлуатації електроенергетичних об'єктів особлива увага приділяється питанням охорони праці, оскільки електроустановки є об'єктами підвищеної небезпеки.

Основною метою розділу є забезпечення безпечних умов праці персоналу, запобігання ураженню електричним струмом, мінімізація виробничого травматизму та забезпечення пожежної безпеки на об'єктах електричної мережі.

3.2. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори

Під час експлуатації електричної мережі 110 кВ на персонал можуть впливати такі небезпечні та шкідливі фактори:

- ✓ наявність електричної напруги високого класу (110 кВ);
- ✓ можливість виникнення електричної дуги при комутаційних операціях;
- ✓ електромагнітні поля промислової частоти;
- ✓ підвищений рівень шуму від трансформаторів і обладнання підстанцій;
- ✓ вплив несприятливих метеорологічних умов (вітер, ожеледь, низькі температури);
- ✓ підвищена пожежна небезпека електроустановок.

3.3. Заходи з охорони праці при експлуатації електроустановок

Для забезпечення безпечної роботи персоналу передбачаються такі організаційні та технічні заходи:

- ✓ допуск до роботи лише персоналу, який пройшов спеціальне навчання та інструктаж;
- ✓ використання нарядів-допусків на виконання робіт в електроустановках;
- ✓ обов'язкове заземлення обладнання під час ремонтних робіт;
- ✓ застосування блокувальних пристроїв та попереджувальної сигналізації;

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
						39
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

- ✓ використання засобів індивідуального захисту (діелектричні рукавички, боти, штанги);
- ✓ дотримання безпечних відстаней до струмоведучих частин;
- ✓ регулярні перевірки стану ізоляції обладнання.

3.4. Електробезпека

Електроустановка напругою 110 кВ належить до об'єктів підвищеної небезпеки, тому основними заходами електробезпеки є:

- ✓ надійне захисне заземлення всіх металевих частин обладнання;
- ✓ використання автоматичних вимикачів та релейного захисту;
- ✓ застосування ізоляційних конструкцій підвищеної міцності;
- ✓ попереджувальні плакати та огороження небезпечних зон;
- ✓ контроль стану ізоляції та профілактичні випробування обладнання.

3.5. Пожежна безпека

Пожежна безпека електричної мережі забезпечується шляхом:

- ✓ використання негорючих ізоляційних матеріалів;
- ✓ встановлення систем автоматичного пожежогасіння на підстанціях;
- ✓ регулярного технічного огляду силових трансформаторів;
- ✓ контролю температурних режимів роботи обладнання;
- ✓ наявності первинних засобів пожежогасіння (вогнегасники, пісок, пожежні щити).

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
						40
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

Реалізація комплексу організаційних і технічних заходів з охорони праці є необхідною умовою безпечної та надійної експлуатації електричної мережі напругою 110 кВ. Дотримання вимог нормативних документів дозволяє суттєво знизити ризик ураження електричним струмом, виникнення аварійних режимів, пошкодження обладнання та виробничого травматизму персоналу.

Комплексний підхід до забезпечення безпеки охоплює всі етапи життєвого циклу електроенергетичного об'єкта - від проектування та вибору схем електричних з'єднань до монтажу, налагодження та подальшої експлуатації обладнання. Особлива увага приділяється правильній організації робіт в електроустановках, застосуванню засобів індивідуального та колективного захисту, а також впровадженню сучасних систем релейного захисту, автоматики та сигналізації.

Важливу роль у забезпеченні безпеки відіграє також регулярний контроль технічного стану обладнання, своєчасне проведення профілактичних випробувань та технічного обслуговування. Це дозволяє запобігати розвитку аварійних ситуацій і підвищує загальну надійність електропостачання.

Таким чином, дотримання вимог охорони праці є невід'ємною складовою безпечної експлуатації електричних мереж і сприяє підвищенню ефективності роботи електроенергетичних об'єктів, зменшенню виробничих ризиків та забезпеченню стабільного електропостачання споживачів.

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		41

ВИСНОВКИ

В бакалаврській роботі виконано комплексне проектування електричної мережі з вузлами навантаження 19 МВт, 21 МВт та 17 МВт, що дозволило отримати технічно обґрунтоване та економічно доцільне рішення для забезпечення надійного електропостачання споживачів.

На початковому етапі було проведено аналіз вихідних даних та кліматичних умов району проектування, що забезпечило врахування природних факторів під час подальших розрахунків. На основі отриманої інформації були складені та проаналізовані можливі варіанти схем електричної мережі.

В процесі проектування визначено розрахункові відстані ділянок мережі та виконано обґрунтування номінальної напруги, що забезпечує ефективну передачу електроенергії на задані відстані з мінімальними втратами. Додатково визначено зарядну реактивну потужність ділянок мережі, що дозволило врахувати її вплив на режимні параметри системи.

Було виконано вибір схем підстанцій споживачів, а також обґрунтовано вибір силових трансформаторів і компенсуючих пристроїв, що забезпечують необхідний рівень напруги та покращення коефіцієнта потужності. Проведено приведення навантажень підстанцій до вищої сторони для коректного виконання подальших розрахунків.

На основі отриманих даних виконано розрахунок потокорозподілення для всіх варіантів мережі, що дозволило оцінити завантаження елементів системи та перевірити їх працездатність у різних режимах. Додатково здійснено вибір проводів ділянок мережі з урахуванням економічних і технічних критеріїв, а також виконано розрахунок втрат активної та реактивної потужності.

Подальшим етапом стало техніко-економічне порівняння розглянутих варіантів, за результатами якого обрано найбільш ефективну схему електричної мережі. Для обраного варіанта виконано уточнені розрахунки потокорозподілення в максимальному, мінімальному та післяаварійному режимах, що підтвердило його працездатність і надійність.

Завершальним етапом проекту стало визначення рівнів напруги у вузлах мережі, що дозволило оцінити якість електропостачання та відповідність допустимим нормативним вимогам.

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
						42
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Також в роботі було розглянуто розділ охорони праці, де було розглянуто небезпечні та шкідливі виробничі фактори, заходи з охорони праці при експлуатації електроустановок, електробезпека. пожежна безпека.

В цілому виконана робота забезпечує комплексне вирішення задачі проектування електричної мережі та підтверджує правильність прийнятих технічних рішень, які гарантують надійне, економічне та безпечне електропостачання споживачів.

					ЕТ та ЕЕ 4815.069.000 ПЗ	Аркуш
						43
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. В.М. Сулейманов Електричні мережі та системи: підручн. [Текст]/ В.М. Сулейманов, Т.Л. Кацадзе. – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.;
2. Кацадзе Т.Л. Основи механічних розрахунків повітряних ліній електропередавання: підручник/Т.Л. Кацадзе. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2019. – 336 с.;
3. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Вилучено з <https://de.com.ua/uploads/0/1703-EnergyStrategy2030.pdf>
4. 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.;
5. 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;
6. Омельчук А.О. Електричні системи та мережі Київ: Видавничий центр НУБІП України, 2006 – 160 с.
7. Гаврилов Ф.А. Електричні системи та мережі. Навч. посібник. — Маріуполь: ПДТУ, 2002. — 172 с.;
8. 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>.;
9. Принц М.В. Електричні мережі: монтаж, обслуговування та ремонт: [підручник] /М.В. Принц, В.М. Цимбалістий – Львів: Оріяна-Нова, 2003. – 297 с.
10. 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/>]