

Міністерство освіти і науки  
України  
Національний технічний  
університет  
«Дніпровська політехніка»

Інститут Електроенергетики  
(інститут)

Електротехнічний  
факультет  
(факультет)

Кафедра електроенергетики  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА  
ЗАПИСКА**

кваліфікаційної роботи ступеню магістра  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Воропа Дмитра Олександровича  
(ПІБ)

академічної групи 141М-21-1  
(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код і назва спеціальності)

**спеціалізації**

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка  
та

електромеханіка

на тему Розробка ефективних режимів електричної мережі високої

напруги з виконанням вимог якості напруги  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи				
розділів:				
<b>Технологічний</b>	Півняк Г.Г.			
<b>Спеціальний</b>	Півняк Г.Г.			
<b>Економічний</b>	Тимошенко Л.В.			
<b>Рецензент</b>	Щебленко Є.Ю.			
<b>Нормоконтролер</b>	Олішевський Г.С.			

Дніпро НТУ «ДП»

2022

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри

електроенергетики  
(повна назва)

Папаїка Ю.А.

(підпис)(прізвище, ініціали)

«\_\_\_\_\_»

\_\_\_\_\_ 20\_\_ 22 року

**ЗАВДАННЯ**  
**на**  
**кваліфікаційну**  
**роботу ступеню**  
**Магістра**

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Воропу Д.О. академічної групи 141М-21-1  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка спеціалізації

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Розробка ефективних режимів електричної мережі високої напруги  
з виконанням вимог якості напруги

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.09.22  
№918-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
<b>Технологічний</b>	Теоретична інформація, щодо виникнення відхилень у показниках якості напруги та методи їх підтримки. Методи підтримки ефективного режиму роботи. Огляд об'єкту дипломного проекту.	
<b>Спеціальний</b>	Практичні розрахунки параметрів електричної мережі, вибір обладнання для підтримки ефективного режиму роботи мережі з вимогами якості напруги. Визначення способу регулювання напруги.	
<b>Економічний</b>	Економічне обґрунтування впроваджених методів, визначення показників економічної ефективності.	

Завдання видано \_\_\_\_\_

(підпис керівника)

Півняк Г.Г.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі \_\_\_\_\_

Дата подання до екзаменаційної комісії \_\_\_\_\_

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_

(підпис студента)

Вороп Д.О.

(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 63 стор., 12 рис., 10 табл., 1 додаток., 8 джерел.

Об'єкт дипломного проекту: високовольтна лінія електропередачі 150 кВ.

Мета дипломного проекту: розробка ефективного режиму роботи електричної мережі високої напруги з виконанням вимог якості напруги.

У основній частині було розглянуто проблеми та методи вирішення підтримки ефективного режиму роботи мережі та якості напруги, проаналізована мережа обрана для дослідження, зроблені розрахунки, що дали змогу вирішити які методи будуть підтримки ефективного режиму роботи мережі та якості напруги задіяні, визначені типи компенсаторних установок, які будуть встановлені, розраховані напруги на шинах підстанцій та визначені відгалуження на яких будуть працювати трансформатори.

Економічне обґрунтування проекту виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію проекту, визначені показники економічної ефективності.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** ЕФЕКТИВНІСТЬ, ЯКІСТЬ НАПРУГИ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, ТРАНСФОРМАТОР, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, АКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ.

## Зміст

Вступ.....	5
1 Основна частина.....	6
1.1 Теоретична частина.....	6
1.1.1 Високовольтні лінії України.....	6
1.1.2 Проблеми підтримки вимог якості напруги у ЛЕП.....	8
1.1.3 Методи для підтримки ефективного режиму роботи та якості напруги.....	11
1.1.4 Оцінювання ефективності застосування пристроїв регулювання реактивної потужності.....	13
1.1.5 Огляд електричної мережі обраної для розробки ефективного режиму роботи.....	16
1.1.6 Аналіз та вибір методів підтримки ефективного режиму роботи обраної мережі.....	20
1.2 Практична частина.....	21
1.2.1 Створення схеми заміщення електричної мережі, визначення точки токорозподілу, визначення опорів в мережі.....	21
1.2.2 Визначення потужності джерела, потужності, що протікає та струмів на кожній ділянці електричної мережі у максимальному режимі.....	24
1.2.3 Перевірка провідів на витримку у нормальному та після аварійному режимах.....	27
1.2.4 Визначення потужності у мінімальному режимі на підстанціях та втрат активної потужності у мінімальному режимі в мережі.....	35
1.2.5 Вибір керованих пристроїв компенсації реактивної потужності.....	41
1.2.6 Визначення напруги на шинах підстанції в усіх режимах та вибір способів регулювання напруги.....	43
2 Економічна частина.....	53
2.1 Розрахунок капітальних інвестицій.....	54
2.2. Розрахунок експлуатаційних витрат.....	56
2.3. Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення.....	58
2.4. Визначення та аналіз показників економічної ефективності.....	58
Висновок за результатами економічної частини.....	61
Висновок.....	62
Список використаних джерел.....	63
Додаток А.....	64

## Вступ

Електричні мережі – важлива складова частина електроенергетики. Сучасна електроенергетика являє собою сукупність електричних станцій і підстанцій, ліній електропередачі та споживачів об'єднаних практично одночасністю процесів виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії. Для ефективного керування суб'єктами енергетики об'єднані в енергетичні системи та компанії. Зв'язуючою ланкою між джерелами енергії і споживачами є електричні мережі, що вказує на їх важливе місце в електроенергетиці.

Тема кваліфікаційної роботи була обрана на фоні сьогоденної ситуації з енергосистемою України, на жаль уся енергосистема постраждала від масованих ракетних обстрілів країни – терориста, тому метою кваліфікаційної роботи став розгляд майбутніх практичних та теоретичні заходів збереження надійності та якості електропостачання.

Кожен електроприймач розрахований на нормальну роботу, яку називають номінальною. За такої напруги забезпечується найекономічніша робота електрообладнання та приймачів електричної енергії. Генератори, синхронні компенсатори, трансформатори й автотрансформатори розраховують на таку номінальну напругу, за якої забезпечується оптимальна робота споживачів електроенергії при мінімальних відхиленнях напруги від номінальної. Усі номінальні напруги електричних мереж трифазного змінного струму стандартизовані. З метою компенсації втрат в електричній мережі генераторної напруги номінальну напругу генераторів приймають на 5% вищою за номінальну напругу мережі.

Номінальна напруга первинних обмоток для підвищувальних трансформаторів дорівнює номінальній напрузі генераторів, а для знижувальних трансформаторів – номінальній напрузі мережі.

## 1 Основна частина

### 1.1 Теоретична частина

#### 1.1.1 Високовольтні лінії України

Енергетична система України складається з 8 регіональних електроенергетичних систем — Дніпровську, Донбаську, Західну, Кримську, Південну, Південно-Західну, Північну і Центральну, пов'язаних між собою системоутворювальними та міждержавними високовольтними лініями електропередач.

Загальна довжина магістральних ліній електропередач по регіонам наведена у таблиці 1.1

Таблиця 1.1 – Довжина магістральних ліній України

Південно-Західна електроенергетична система	2196 км
Західна електроенергетична система	3678.91 км
Центральна електроенергетична система	2400 км
Північна електроенергетична система	2191.91 км
Донбаська електроенергетична система	3800 км
Дніпровська електроенергетична система	4307.47 км
Південна електроенергетична система	2420 км
Кримська електроенергетична система	1353 км

Сьогодні більшість ліній електропередачі та обладнання на підстанціях (силові автотрансформатори та трансформатори, вимірювальні трансформатори, вимикачі) застаріли та потребують заміни, також до цієї проблеми додалися масовані ракетні обстріли країни – терориста.

Так, 13 тис. км повітряних ліній електропередачі напругою 220-330 кВ експлуатуються 40 і більше років (64,45% від загальної довжини). Через зношеність 1124 км ліній напругою 220-800 кВ (4,95% від загальної довжини) потребують повної заміни або реконструкції. Також підлягають капітальному ремонту, реконструкції та заміні розподільні електромережі - 316 тис. км повітряних ліній напругою 0,4-110 (150) кВ та 24 тис. км кабельних ліній електропередачі напругою 0,4-35 (110) кВ.

61% основного обладнання спрацювало свій розрахунковий технічний ресурс (25 років і більше).

На рисунку 1.1 наведено схематичне розташування ліній електропередачі, які існували до широкомасштабного вторгнення Росії.

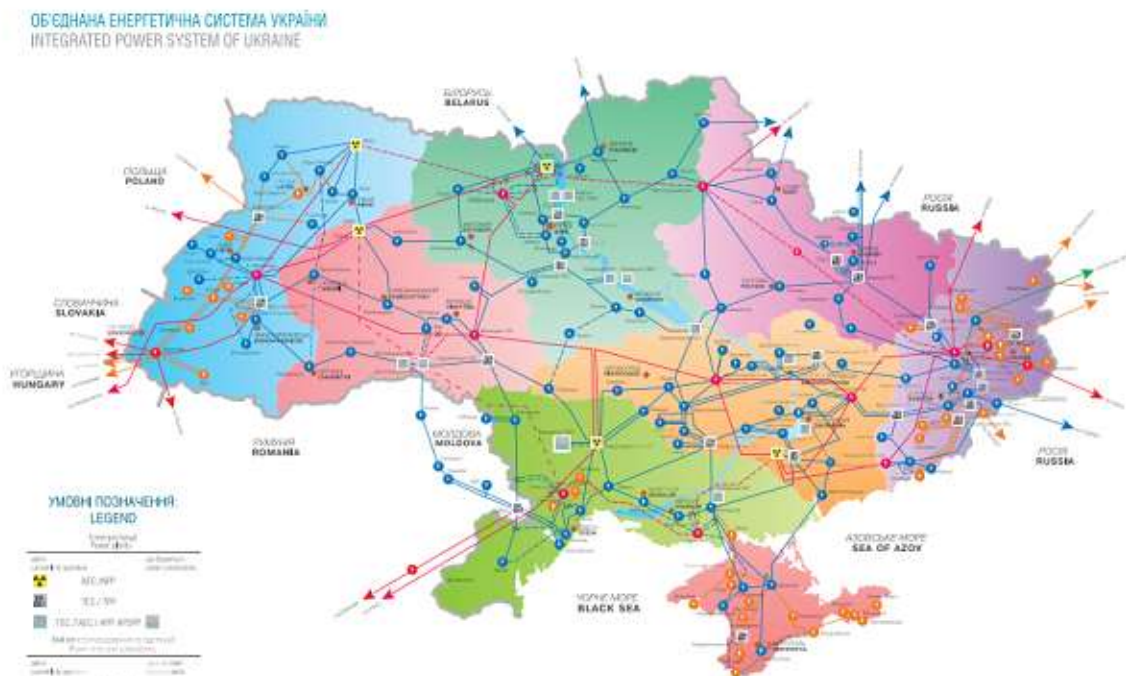


Рисунок 1.1 – Об’єднана енергетична система України

### 1.1.2 Проблеми підтримки вимог якості напруги у ЛЕП

Спочатку розберемо що саме ми маємо на увазі за поняттям “якість електричної енергії”, це сукупність властивостей електричної енергії відповідно до встановлених стандартів, які визначають ступінь її придатності для використання за призначення.

Основні показники якості електричної енергії визначені у пунктах 11.4.7 – 11.4.12 глави 11.4 розділу XI Кодексу систем розподілу.

Показники якості електричної енергії для мереж середньої та високої напруги, методи випробування та інші характеристики якості електроенергії наведені у ДСТУ EN 50160:2014.

Розглянемо основні параметри якості електричної енергії та наслідки, які можуть спричинити вихід за норму показників якості електричної енергії.

Зміна напруги не повинна перевищувати  $\pm 10 \%$  від величини номінальної напруги.

Частота напруги електропостачання для мереж низької напруги має бути в межах:

- 1) для систем, які синхронно приєднані до ОЕС України -  $50 \text{ Гц} \pm 1 \%$  протягом 99,5 % часу за рік та  $50 \text{ Гц} + 4 \%$  ( - 6 %) протягом 100 % часу;
- 2) для систем без синхронного приєднання до ОЕС України -  $50 \text{ Гц} \pm 2 \%$  протягом 99,5 % часу за рік та  $50 \text{ Гц} \pm 15 \%$  протягом 100 % часу.

Показник довготривалого флікера (мерехтіння), спричиненого коливанням напруги, для мереж низької напруги має бути меншим або рівним 1 для 95 % часу спостереження[1].

95 % середньоквадратичних значень складника зворотної послідовності напруги електропостачання, усереднених на 10-хвилинному проміжку, для мереж низької напруги мають бути в межах від 0 % до 2 % від складника напруги прямої послідовності[1].



95 % середньоквадратичних значень напруги кожної гармоніки, усереднених на 10-хвилинному проміжку, для мереж низької напруги мають бути меншими або рівними наступним значенням[1]:

Таблиця 1.2 - норма значень напруги кожної гармоніки

Непарні гармоніки				Парні гармоніки	
не кратні 3		кратні 3			
порядок	відносна амплітуда	порядок	відносна амплітуда	порядок	відносна амплітуда
5	6.0%	3	5.0%	2	2.0%
7	5.0%	9	1.5%	4	1.0%
11	3.5%	15	1.5%	6..24	0.5%
13	3.0%	21	0.5%		
17	2.0%				
19	1.5%				
23	1.5%				
25	1.5%				

Сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень напруги електропостачання, урахуваючи всі гармоніки до 40-ї включно, для мереж низької напруги має бути меншим чи рівним 8 %.

Гармоніки можуть викликати такі проблеми, як телефонні завади, перегрівання двигунів і трансформаторів, перегорання плавких запобіжників конденсаторів, збільшення струмів нейтральних провідників, проблеми в електронних системах керування.

Також до якісних характеристик належить безперебійність подача електричної енергії, у нормальних ситуаціях тимчасова перерва електропостачання може виникати від КЗ, природних явищ таких як блискавка, але нажаль до них додалися ракетні атаки країни – агресора, зазвичай для захисту використовують вимикачі з АПВ(автоматичним

повторним увімкненням), але при виходу з лади участку мережі від обстрілу потрібна, як правило, заміна обладнання або взагалі побудова нової підстанції, вимикачі допоможуть локалізувати пошкоджену мережу.

Один из найважливіших параметрів є величина напруги, перенапруга або навпаки її падіння можуть повністю вивести з ладу обладнання споживачів підключених до мережі, короткотривала перенапруга може виникати при однофазному КЗ у лінії, знижена напруга навіть більше негативно діє на мережу, з основних порушень можливо виділити:

- збільшення струмів і втрат у мережі;
- зниження енергоефективності;
- перегрівання і зменшення обладнання;
- неправильну роботу систем керування.

З юридичного боку, скарги, заяви, звернення тощо, розглядає Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

### 1.1.3 Методи підтримки ефективного режиму роботи та якості напруги

Для підтримки ефективного режиму роботи та якості напруги важливо зменшити втрати у мережі до мінімально можливого ступеню, адже величина втрат є одною з найбільш важливих параметрів якості постачання електричної енергії.

Всі заходи щодо зниження втрат електроенергії в енергосистемах можуть бути класифіковані за різноманітними ознаками але на практиці заходи зазвичай поділяють на технічні й організаційні залежно від того, потребують вони чи ні додаткових матеріальних витрат для своєї реалізації.

Розглянемо організаційні заходи, основною перевагою першочергового впровадження саме організаційного типу заходів є відсутня або дуже мала кількість додаткових матеріальних втрат.

Першим, та найбільш популярнішим заходом можна віднести оптимізацію місць розмикання розподільних ліній, захід є одним з найефективніших але застосовується лише у лініях 6 – 35 кВ.

Другий організаційний метод стосується промислових підприємств з власною генерацією, а саме використання генераторів електростанцій у режим синхронного компенсатора.

Наступні два методи застосовуються для зменшення втрат холостого ходу трансформатора або навпаки для уникнення перевантажень - вирівнювання графіків навантаження споживачів електричної енергії та оптимізація режиму напруг в електричних мережах.

Також важливо розглянути заходи, які несуть малий вклад у підтримку якості, але при загальному використанні можуть значно покращити якість електропостачання, а саме:

- усунення неякісних з'єднань проводів ліній;
- зменшення термінів технічного обслуговування та ремонтів устаткування електричних мереж;
- виконання робіт без зняття напруги.

Перейдемо до технічних заходів, вони значно більше підвищують ефективність та якість електропостачання, але потребують значні матеріальні витрати.

Перші заходи можливо винести в окрему класифікацію, а саме заходи, які потребують заміни обладнання, можливо виділити наступні:

- заміна перерізів проводів перевантажених ліній;
- заміна перевантажених силових трансформаторів;
- заміна недовантажених силових трансформаторів.

Усі ці заходи передбачають великі капітальні витрати, тому впровадження таких рішень можливо лише на основі техніко-економічних розрахунків, в огляду на перспективи зростання чи навпаки падіння потужності на цьому участку мережі.

Наступні заходи, як правило потребують встановлення нового обладнання, або доповнення старого, з них можливо виділити:

- введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях;
- переведення мереж на більш високу номінальну напругу;
- автоматизація й оптимізація управління режимами електричних мереж;
- впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності;
- впровадження пристроїв автоматичного регулювання потужності.

З представлених вище заходів можливо виділити переведення мереж на більшу номінальну напругу та впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності, вони є дуже ефективними, але у випадку з переведенням мережі на більшу напругу захід є дуже капіталовмістким, його можливо розглядати, якщо у мережі є наступні показники: стрімке зростання навантаження, підвищення пропускної здатності та надійності, зниження втрат енергії та напруги тощо, коли інші заходи не дають бажаного ефекту. Про компенсацію реактивної потужності можливо сказати, що вона є у перспективі найбільш ефективною. Більш докладно було розглянуто у наступному розділі.

#### 1.1.4 Оцінювання ефективності застосування пристроїв регулювання реактивної потужності

Компенсація реактивної потужності розглядається як один із найефективніших комплексних заходів, що впливає на ефективну роботу всього електроенергетичного комплексу (зниження втрат електричної енергії, забезпечення її якості, підвищення техніко-економічних показників роботи ЕП тощо).

Як було розглянуто у минулих розділах, основною проблемою якості електропостачання можна рахувати втрати активної енергії, так як тільки активна потужність й активна енергія можуть виконувати роботу та перетворюватися в інші види енергії. Реактивна потужність не виконує роботу та не перетворюється в інші види енергії. Тому, строго кажучи, вона називається потужністю умовно та слугує в основному для створення магнітного й електричного полів. Тому для нормальної роботи електричної мережі повинен бути баланс між генеруванням і споживанням реактивної потужності, але у на відміну від реактивної потужності, яка може генеруватися лініями електропередачі та іншими джерелами, активна може створюватися лише генераторами електростанцій.

Таким чином для компенсації реактивної потужності використовують конденсаторні батареї, але спочатку для розрахунку розраховується баланс реактивної потужності, наприклад за наступній формулі:

$$Q_{Г} + Q_{Л} + Q_{КП} = Q_{сп} + \Delta Q + Q_{ВП} , \quad (1.1)$$

де  $Q_{Г}$  – реактивна потужність, яка генерується на електростанціях;

$Q_{Л}$  – реактивна потужність, яка генерується лініями електропередачі (ЛЕП);

$Q_{КП}$  – реактивна потужність, яка генерується компенсуючим пристроєм;

$Q_{сп}$  – потужність, яка споживається ЕП;

$\Delta Q$  – втрати реактивної потужності;

$Q_{ВП}$  – витрата реактивної потужності на власні потреби.

Важливо також привести до уваги, що зменшення потреби реактивної потужності можлива не тільки встановленням компенсуючого обладнання, можливо винести наступні заходи:

- заміну малозавантажених АД двигунами меншої потужності;
- зниження напруги малозавантажених низьковольтних двигунів;
- оптимізацію завантаження електродвигунів і трансформаторів, шляхом обмеження холостого ходу, що може бути ефективним засобом, наприклад, на підприємствах і з технологічними процесами, де можливі тривалі проміжки часу роботи устаткування на холостому ходу;
- відключення одного з паралельно працюючих трансформаторів на період, коли їх навантаження не перевищує 25 % від номінальної потужності, якщо це допускається з технічних міркувань, насамперед, з огляду на надійність електропостачання;
- заміна АД СД , якщо це припустимо за технічними умовами, наприклад, за умовами пуску. Така заміна може бути проведена при комплексній реконструкції технологічного устаткування, беручи до уваги, що СД дорожчий АД. Отже, обґрунтування такої заміни потребуватиме врахування додаткових переваг застосування СД.

В дипломному проекті, як компенсаторний пристрій розглядаються конденсаторні батареї, конденсатори випускаються на номінальну напругу 230 В–10,5 кВ і допускають при своїй роботі перевантаження по струму (до 30 %) та по напрузі (до 10 %). Група конденсаторів, з'єднаних між собою паралельно, послідовно або за деякою змішаною схемою називають КБ. КБ, обладнані комутаційною апаратурою, засобами керування та захисту являють собою КУ.

Реактивна потужність, яка генерується конденсатором, визначається за формулою:

$$Q_k = \omega C U^2 \quad (1.2)$$

Низьковольтні (до 1000 В) КУ складаються з конденсаторів, включених паралельно «у трикутник». У цьому випадку в (1.2) при обчисленні реактивної потужності, яка генерується, використовується значення лінійної напруги. Постійно включені активні опори або трансформатори напруги слугують для автоматичного розрядження конденсатора у випадку його відключення від мережі. Для їх захисту від КЗ і перевантаження використовують запобіжники.

Високовольтні КУ (вище 1000 В) у багатьох випадках формуються з однофазних конденсаторів, включених паралельно. Однак багато сучасних високовольтних КУ вже використовують трифазні поліпропіленові конденсатори, що самовідновлюються. Це у порівнянні зі старими однофазними забезпечує меншу кількість з'єднань, а отже – і більш високу їх надійність.

Важливо зауважити, що конденсаторні установки дуже важливо запроваджувати в регулюванням, адже реактивна потужність не є постійною тому гнучке налаштування дуже важливе.

Конденсаторну установку обирають з урахуванням підтримки найбільш можливого  $\cos\phi$  у мережі.

### 1.1.5 Огляд електричної мережі обраної для розробки ефективного режиму роботи

Об'єктом дослідження та розробки ефективного режиму роботи з виконанням вимог якості напруги була обрана повітряна лінія 150 кВ, замкнутого типу, яка живить чотири підстанції.

На рисунку 1.2 зображена однолінійна схема мережі.

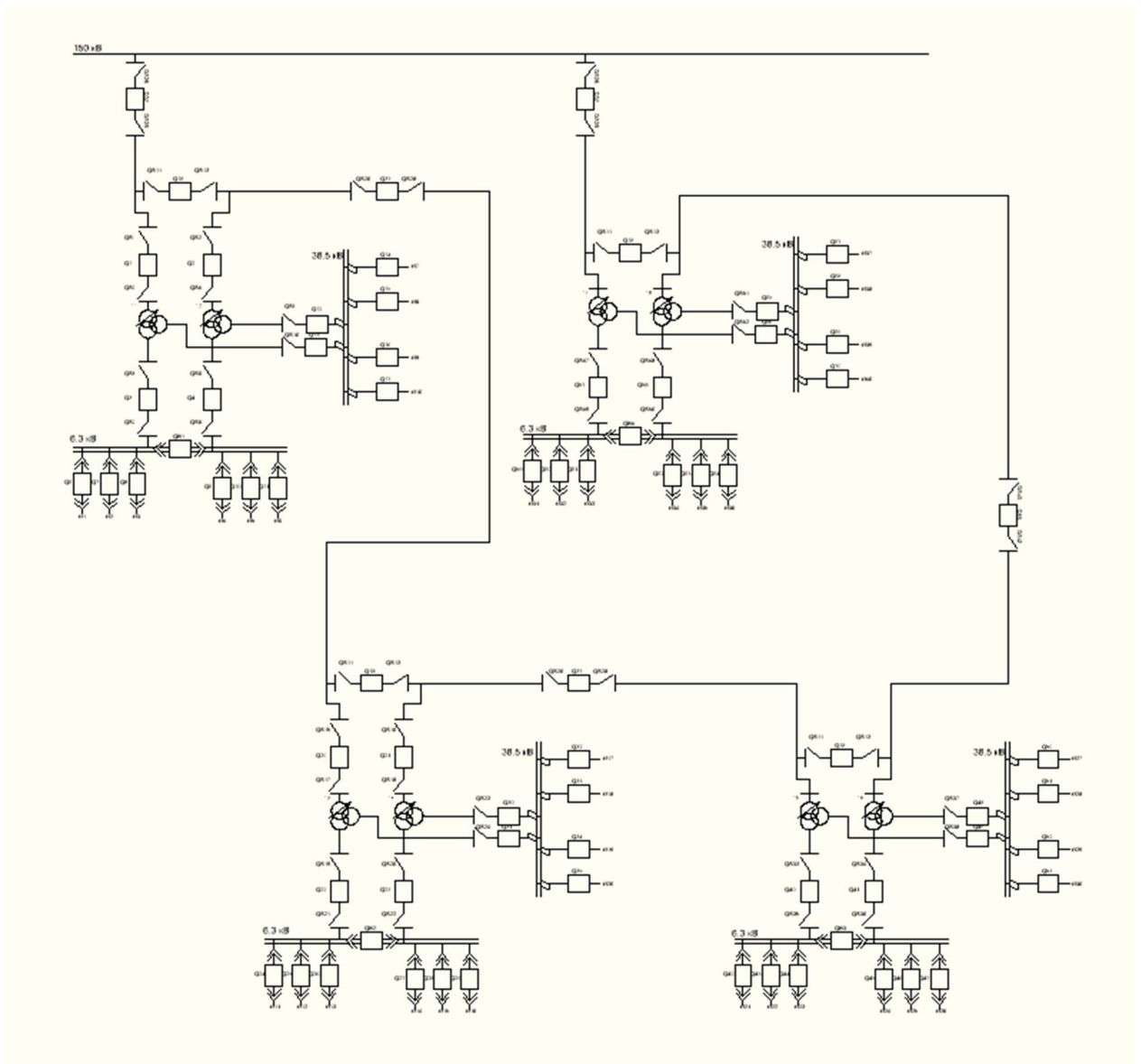


Рисунок 1.2 - Однолінійна схема мережі 150 кВ, що досліджується



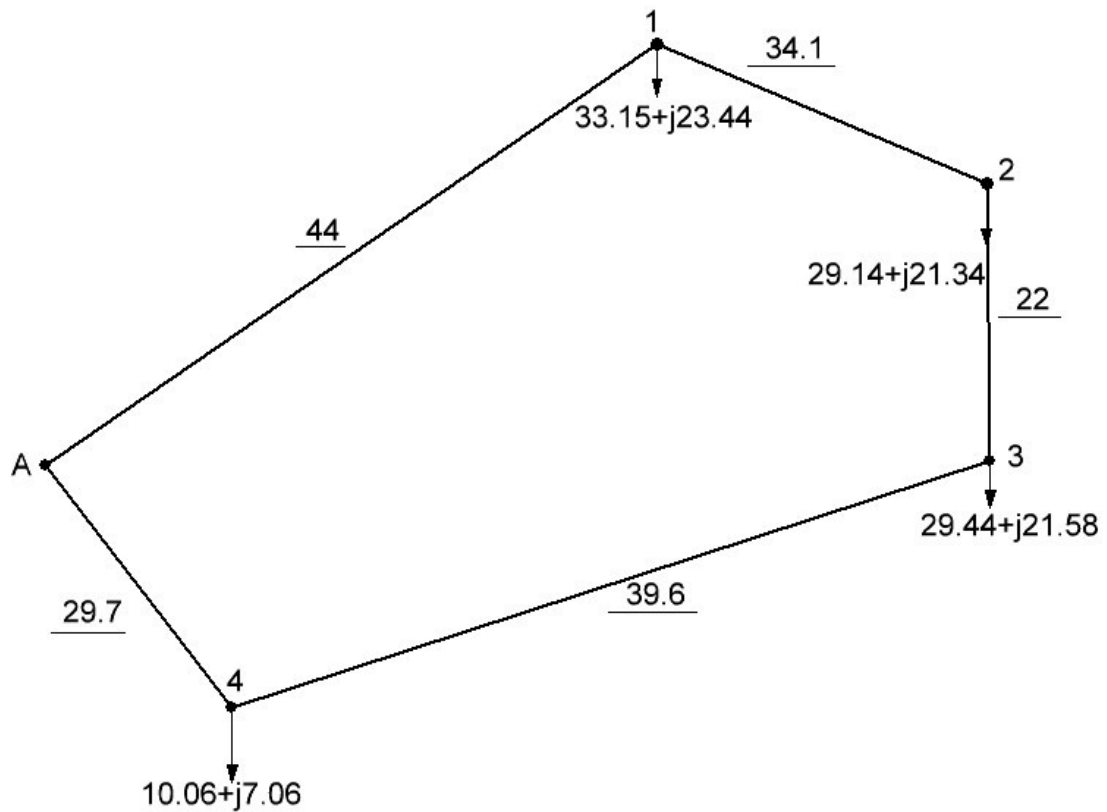


Рисунок 1.3 – Ситуаційний план мережі, що досліджується

Загальна довжина лінії та довжина між підстанціями вказана у таблиці 1.3

Таблиця 1.3 – Відстань між підстанціями ЛЕП, що досліджується

Номери підстанцій	Довжина між підстанціями, км
A - I	44
I - II	34.1
II - III	22
III - IV	39.6
IV - A'	29.7
Загальна довжина	169.4

На підстанціях встановлені трансформатори наступних типів:

I підстанція – ТДТН-40000/150 – трифазний триобмотковий, масляне охолодження з дуттям з пристроєм РПН , потужністю 40000 кВ\*А, напруга 150 кВ

II підстанція – ТДТН-25000/150 – трифазний триобмотковий, масляне охолодження з дуттям з пристроєм РПН , потужністю 25000 кВ\*А, напруга 150 кВ

III підстанція – ТДТН-25000/150 – трифазний триобмотковий, масляне охолодження з дуттям з пристроєм РПН , потужністю 25000 кВ\*А ,напруга 150 кВ

IV підстанція – ТДТН-16000/150 – трифазний триобмотковий, масляне охолодження з дуттям з пристроєм РПН , потужністю 16000 кВ \*А, напруга 150 кВ

Паспортні данні трансформаторів вказані у таблиці 1.4

Таблиця 1.4 - Паспортні данні трансформаторів на підстанціях

Трансформатор	Середня номінальна напруга, кВ	Uкз, %			ΔРкз, кВТ	ΔРхх, кВТ	Iхх
		ВС	ВН	СН			
ТДТН-16000/150	158/38,5/6,6(11)	10.5	18	6	96	25	1.0
ТДТН-25000/150	158/38,5/6,6(11)	10.5	18	6	145	34	0.9
ТДТН-40000/150	158/38,5/6,6(11)	10.5	18	6	185	53	0.8

Приведені навантаження на кожній підстанції:

I підстанція –  $33.15 + j23.44$  (МВ · А)

II підстанція –  $29.14 + j21.34$  (МВ · А)

III підстанція –  $29.44 + j21.58$  (МВ · А)

IV підстанція –  $10.06 + j7.06$  (МВ · А)

$\cos\varphi = 0.85$

Повітряна лінія, яка об'єднує чотири підстанції виконана з сталев-алюмінієвого проводу АС - 120 та АС – 240, марки проводів використаних для підключення підстанцій приведені у таблиці 1.5

Таблиця 1.5 – Марки проводів прокладених між підстанціями

Номери підстанцій	Марка проводу
А - I	АС – 240
I - II	АС – 120
II - III	АС – 120
III - IV	АС – 240
IV - А'	АС – 240

### 1.1.6 Аналіз та вибір методів підтримки ефективного режиму роботи обраної мережі

Згідно з темою кваліфікаційної роботи потрібно для обраної лінії електропостачання розробити умови для ефективного режиму роботи та підтримки якості електропостачання.

У минулих розділах були розглянуті різні методи досягнення поставленої задачі, але для остаточного прийняття рішення, щодо впровадження методів підтримки ефективного режиму роботи, потрібно більше детально проаналізувати лінію електропостачання. Було запропоновано зробити наступні розрахунки для визначення, які методи будуть впровадженні:

- 1) створення схеми заміщення та знаходження точки токорозподілу для спрощення наступних розрахунків
- 2) визначення потужності джерела та струмів на підстанціях для розрахунку можливих втрат у лінії та перевірки проводів на витримку
- 3) перевірка проводів по допустимому току знайденому раніше та розрахунок післяаварійного режиму для остаточного прийому марки проводу або його заміни
- 4) визначення потужностей на підстанціях для визначення втрат та наступного прийняття рішення, щодо встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності
- 5) вибір пристроїв компенсації реактивної потужності, якщо підтвердиться потреба за розрахунками минулого розділу
- 6) Визначення напруги на підстанціях для вибору методу регулювання напруги у мережі

Усі впровадженні методи також будуть обґрунтовані з техніко-економічного боку у економічній частині кваліфікаційної роботи.

## 1.2 Практична частина

### 1.2.1 Створення схеми заміщення електричної мережі, визначення точки токорозподілу, визначення опорів в мережі

Так як обрана електрична мережа є замкненою, для початку потрібно знайти точку розподілу, а вже потім побудувати схему заміщення для спрощення майбутніх розрахунків.

Представимо замкнену електричну мережу, як мережу з двостороннім живленням:

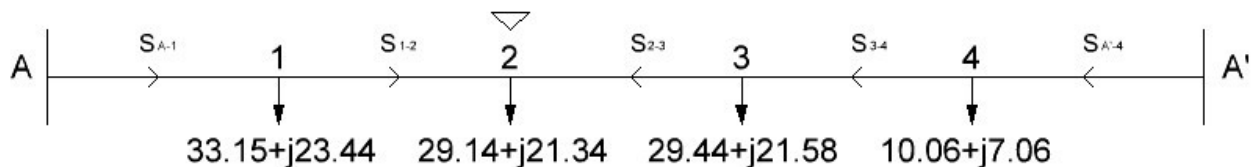


Рисунок 1.3 – Перетворена замкнена схема мережі

Попередньо обираємо точкою розподілу підстанцію 2.

Перед початком побудови схеми заміщення потрібно визначити, як виглядає загальна схема заміщення для ліній 150 кВ, за методичною літературою[2] визначаємо, що схема має наступний вигляд:

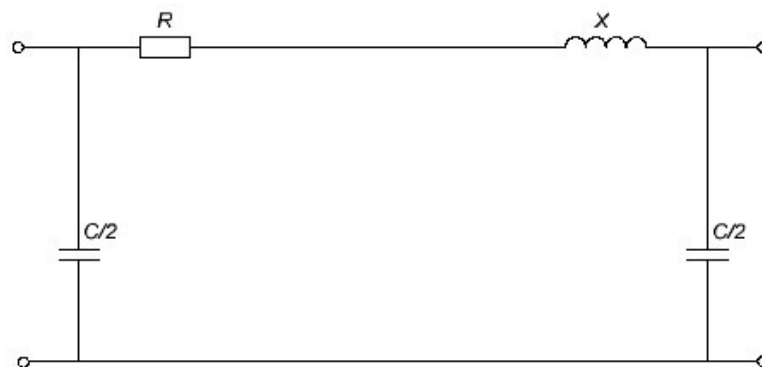


Рисунок 1.4 – Загальна схема заміщення для лінії 150 кВ

Так як лінія на напругу 150 кВ, зарядну потужність компенсувати не потрібно, виносимо на схему заміщення активні та реактивні опори.

Побудуємо схему заміщення для усієї схеми:

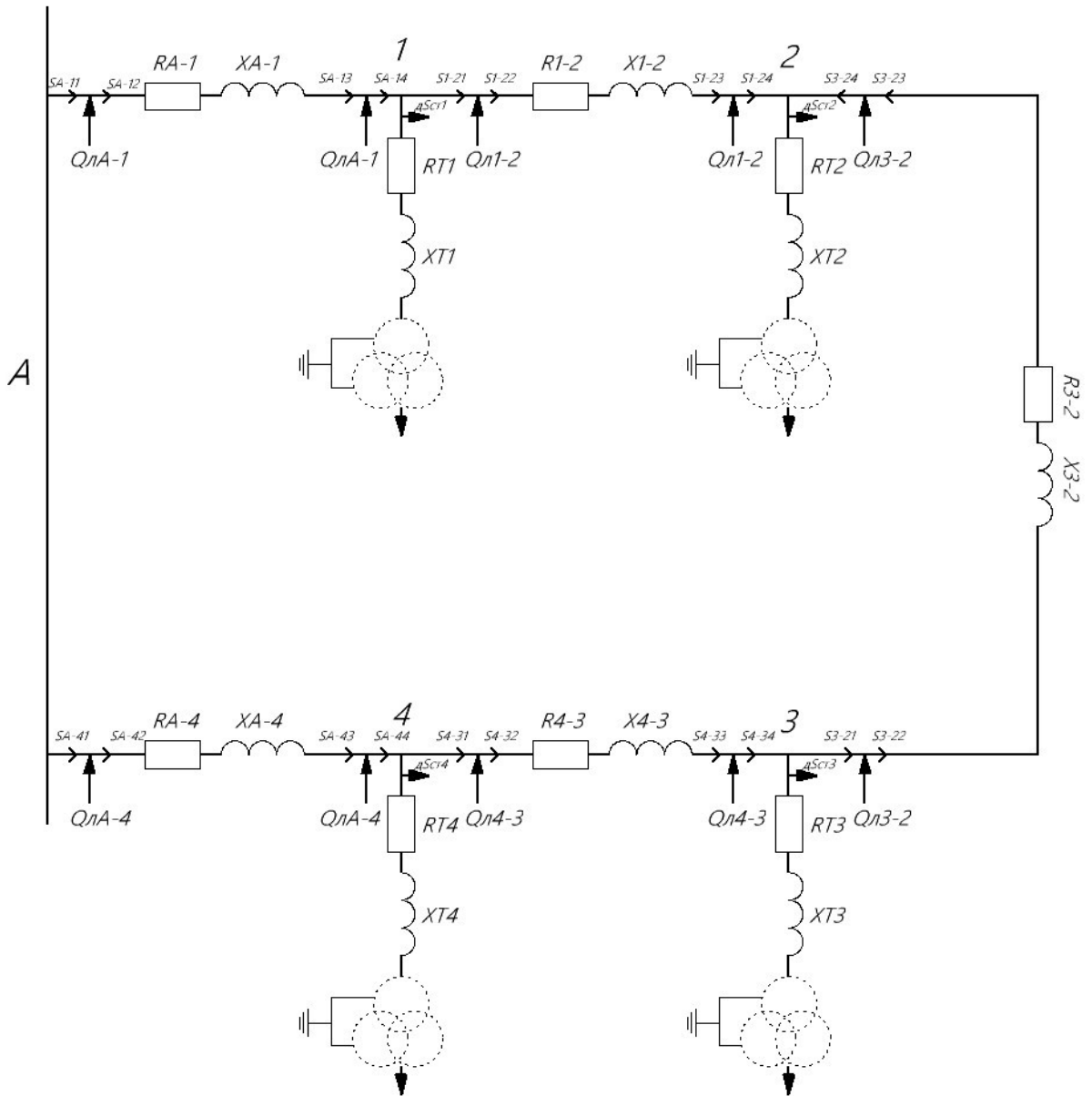


Рисунок 1.5 – Схема заміщення

Визначимо активні та реактивні опори мережі, та провідність лінії, розрахунки виконуємо за формулами:

$$R = r_0 \cdot l, [\text{Ом}] \quad (1.3)$$

де  $r_0$  – питомий активний опір, Ом/км

$$X = x_0 \cdot l, [\text{Ом}] \quad (1.4)$$

де  $x_0$  – питомий реактивний опір, Ом/км

$$B = b_0 \cdot l, [\text{См}] \quad (1.5)$$

де  $b_0$  – питома реактивна провідність, См·10<sup>-6</sup>/км

Дані для розрахунку представлені у таблиці 1.6

Таблиця 1.6 – Питомі опори проводів АС-120 та АС-249

Тип проводу	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км
АС-120	0.25	0.44
АС-240	0.121	0.42

$$R_{A-1} = 0.121 \cdot 44 = 5.32 \text{ (Ом)}$$

$$R_{1-2} = 0.25 \cdot 34.1 = 8.52 \text{ (Ом)}$$

$$R_{3-2} = 0.25 \cdot 22 = 5.5 \text{ (Ом)}$$

$$R_{4-3} = 0.121 \cdot 39.6 = 4.8 \text{ (Ом)}$$

$$R_{A-4} = 0.121 \cdot 29.7 = 3.6 \text{ (Ом)}$$

$$X_{A-1} = 0.42 \cdot 44 = 18.48 \text{ (Ом)}$$

$$X_{1-2} = 0.44 \cdot 34.1 = 15 \text{ (Ом)}$$

$$X_{3-2} = 0.44 \cdot 22 = 9.68 \text{ (Ом)}$$

$$X_{4-3} = 0.42 \cdot 39.6 = 16.63 \text{ (Ом)}$$

$$X_{A-4} = 0.42 \cdot 29.7 = 12.47 \text{ (Ом)}$$

$$B_{A-1} = 2.85 \cdot 10^{-6} \cdot 44 = 1.254 \cdot 10^{-4} \text{ (См)}$$

$$B_{1-2} = 2.61 \cdot 10^{-6} \cdot 34.1 = 0.89 \cdot 10^{-4} \text{ (См)}$$

$$B_{3-2} = 2.61 \cdot 10^{-6} \cdot 22 = 0.574 \cdot 10^{-4} \text{ (См)}$$

$$B_{4-3} = 2.85 \cdot 10^{-6} \cdot 39.6 = 1.128 \cdot 10^{-4} \text{ (См)}$$

$$B_{A-4} = 2.85 \cdot 10^{-6} \cdot 29.7 = 0.846 \cdot 10^{-4} \text{ (См)}$$

1.2.2 Визначення потужності джерела, потужності, що протікає та струмів на кожній ділянці електричної мережі у максимальному режимі

Для подальшого розрахунку розраховуємо потужність, яка віддається від джерела, розподіл потужності у мережі та струми, які протікають у мережі у максимальному режимі. За результатами розрахунку буде прийнято рішення, щодо доцільності заміни кабелів.

Розраховуємо потужність джерела  $S_{A-1}$  та  $S_{A'-4}$  за формулою:

$$\dot{S}_r = \frac{S_{H6n}(l_n + l_m) + S_{H6m}(l_m)}{\sum l_i}, [\text{МВ} \cdot \text{А}] \quad (1.6)$$

$$\begin{aligned} S_{A-1} &= \frac{33.15 + j23.44(44) + 29.14 + j21.34(78.1) + 29.44 + j21.58(100.1) + 10.06 + j7.06(139.7)}{169.4} \\ &= 47.7 + j34.5(\text{МВ} \cdot \text{А}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{A'-4} &= \frac{10.06 + j7.06(29.7) + 29.44 + j21.58(69.3) + 29.14 + j21.34(91.3) + 33.15 + j23.44(125.4)}{169.4} \\ &= 54.05 + j38.92(\text{МВ} \cdot \text{А}) \end{aligned}$$

Для розрахунку потужностей, які протікають у лінії умовно розділемо лінію у місці токорозподілу:

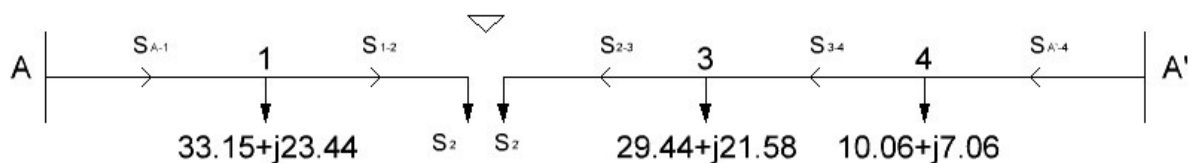


Рисунок 1.6 - Розділена схема мережі



Визначимо потужності на нових ділянках:

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_{4A} - \dot{S}_4, [\text{МВ} \cdot \text{А}] \quad (1.7)$$

$$\dot{S}_{3-4} = 54.05 + j38.92 - 10.06 + j7.06 = 43.99 + j31.86, (\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{3-4} - \dot{S}_3, [\text{МВ} \cdot \text{А}] \quad (1.8)$$

$$\dot{S}_{2-3} = 43.99 + j31.86 - 29.44 + j10.06 = 14.55 + j21.8, (\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$\dot{S}_{1-2} = \dot{S}_{A1} - \dot{S}_1, [\text{МВ} \cdot \text{А}] \quad (1.9)$$

$$\dot{S}_{1-2} = 47.7 + j34.5 - 33.15 + j23.44 = 14.55 + j11.06, (\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$\dot{S}_{2'} = \dot{S}_{1-2}, [\text{МВ} \cdot \text{А}] \quad (1.10)$$

$$\dot{S}_{2'} = 14.55 + j11.06, (\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$\dot{S}_{2''} = \dot{S}_{2-3}, [\text{МВ} \cdot \text{А}] \quad (1.11)$$

$$\dot{S}_{2''} = 14.55 + j21.8, (\text{МВ} \cdot \text{А})$$

За розрахованими даними проводимо перевірку правильності знаходження точки розподілу, а саме сума потужностей яка витікає з джерела повинна рівнятися сумі потужностей споживачів, умова виконується.

Визначаємо струми навантаження у мережі при максимальних навантаженнях за формулою:

$$I_H = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \cdot 10^3 [\text{A}] \quad (1.12)$$

де,  $U_H$ -лінійна напруга при максимальних навантаженнях(1.06 від номінальної),кВ

$$I_{maxA-1} = \frac{\sqrt{47.7^2 + 34.5^2}}{\sqrt{3} \cdot 158} \cdot 10^3 = 215 \text{ (A)}$$

$$I_{max1-2} = \frac{\sqrt{14.58^2 + 11.06^2}}{\sqrt{3} \cdot 158} \cdot 10^3 = 67 \text{ (A)}$$

$$I_{max2-3} = \frac{\sqrt{14.56^2 + 10.28^2}}{\sqrt{3} \cdot 158} \cdot 10^3 = 65 \text{ (A)}$$

$$I_{max3-} = \frac{\sqrt{44^2 + 31.86^2}}{\sqrt{3} \cdot 158} \cdot 10^3 = 198 \text{ (A)}$$

$$I_{max4-A1} = \frac{\sqrt{54.6^2 + 38.92^2}}{\sqrt{3} \cdot 158} \cdot 10^3 = 245 \text{ (A)}$$

### 1.2.3 Перевірка провідів на витримку у нормальному та після аварійному режимах

Для підтримки якості та ефективності електропостачання потрібна стабільна робота усієї мережі, а саме безперебійна або максимально коротке відключення електричної енергії при аварії, для цього проводи у лінії потрібно перевірити у післяаварійному режимі, для кільцевої лінії найбільш критичною аварією є відключення однієї із сторін з'єднання з генерацією.

Також важливо перевірити проводи у нормальному режимі, для прийняття рішення, щодо заміни або модернізації наявної лінії електропостачання.

Усі розрахунки проводяться у максимальному режимі навантаження.

Перевірка проводу проводиться методом перевірки економічної густини.

Економічну густину для кожній ділянці мережі знаходимо за формулою:

$$F_{ек} = \frac{I_{max}}{j_{ек}}, [мм^2] \quad (1.13)$$

де  $j_{ек}$  – економічна густина струму, що визначається в залежності від матеріалу струмоведучого провідника, конструкції лінії і часу використання максимальних навантажень, А/мм<sup>2</sup>;

Час максимального використання мережі становить  $T = 4500$  години, згідно [2.табл.6.17] для сталевалюмінієвого проводу економічна густина струму складає  $j_{ек}=1.1$  [А/мм<sup>2</sup>].

$$F_{\text{екA-1}} = \frac{215}{1.1} = 195 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$F_{\text{ек1-2}} = \frac{67}{1.1} = 61 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$F_{\text{ек2-3}} = \frac{65}{1.1} = 59 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$F_{\text{ек3-4}} = \frac{198}{1.1} = 180 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$F_{\text{ек4-A'}} = \frac{245}{1.1} = 223 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Проведемо перевірку наявних проводів згідно економічній густині:

- 1) лінія А – 1 з проводом АС – 240 відповідає вимогам роботи у нормальному режимі, заміни не потребує;
- 2) лінія 1 – 2 з проводом АС – 120 відповідає вимогам роботи у нормальному режимі, заміни не потребує;
- 3) лінія 2 – 3 з проводом АС – 120 відповідає вимогам роботи у нормальному режимі, заміни не потребує;
- 4) лінія 3 – 4 з проводом АС – 240 відповідає вимогам роботи у нормальному режимі, заміни не потребує;
- 5) лінія 4 – А' з проводом АС – 240 відповідає вимогам роботи у нормальному режимі, заміни не потребує;

Для повної впевненості у недоцільності заміни проводів у наявній лінії електропостачання проведемо розрахунки у після аварійному режимі, а саме при обриві(відключенні) ділянок А – 1 та 4 – А’.

Побудуємо спрощенні схеми після аварійного режиму.

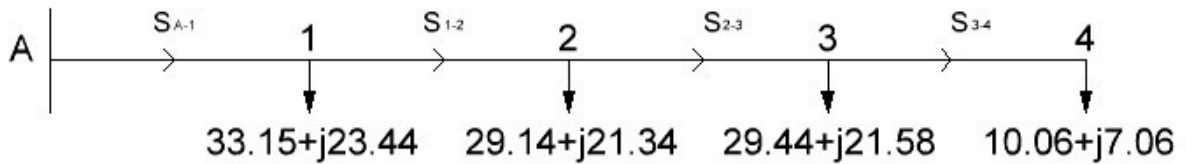


Рисунок 1.7 – Післяаварійна схема при пошкодженні ділянки 4 – А’

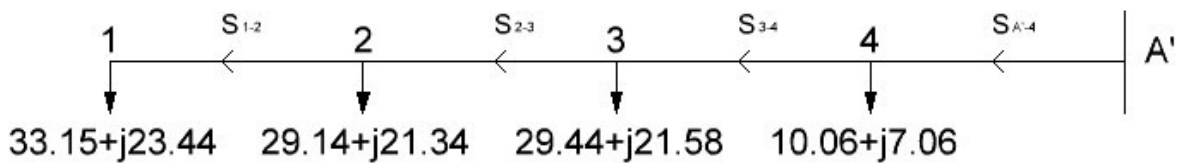


Рисунок 1.8 – Післяаварійна схема при пошкодженні ділянки А – 1

Почнемо розрахунок з ситуації відключення ділянки 4 – А’, розрахуємо нові протікаючі потужності та токи у мережі:

1) Нові протікаючі потужності знаходимо за формулою (1.14) та виносимо на схему:

$$\dot{S}_{n-m} = \dot{S}_m + \dot{S}_n, [\text{МВ} \cdot \text{А}] \quad (1.14)$$

$$\dot{S}_{2-3(1)} = 10.06 + j7.06 + 29.44 + j21.58 = 39.5 + j28.64, (\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$\dot{S}_{1-2(1)} = 39.5 + j28.64 + 29.14 + j21.34 = 68.04 + j49.98, (\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$\dot{S}_{A-1(1)} = 68.04 + j49.98 + 33.15 + j23.44 = 101.76 + j73.47, (\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$\dot{S}_{3-4(1)} = 10.06 + j7.06, (\text{МВ} \cdot \text{А})$$

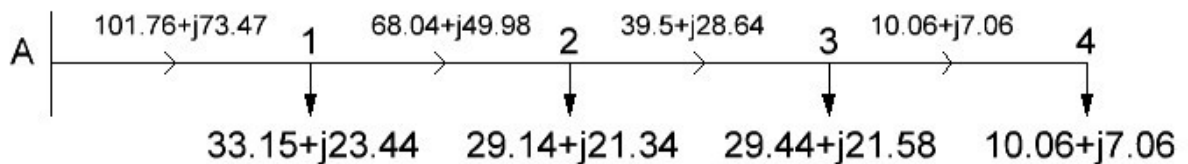


Рисунок 1.9 - Післяаварійна схема при пошкодженні ділянки 4 – А' з новими протікаючими потужностями

2) Розрахуємо струми для перевірки максимально допустимого тривалого струму за формулою:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \cdot 10^3 [\text{А}] \quad (1.15)$$

$$I_{\max A-1(1)} = \frac{\sqrt{101.76^2 + 73.47^2}}{\sqrt{3} \cdot 158} \cdot 10^3 = 459 \text{ (A)}$$

$$I_{\max 1-2(1)} = \frac{\sqrt{68.04^2 + 49.98^2}}{\sqrt{3} \cdot 158} \cdot 10^3 = 310 \text{ (A)}$$

$$I_{\max 2-3(1)} = \frac{\sqrt{39.5^2 + 28.64^2}}{\sqrt{3} \cdot 158} \cdot 10^3 = 178 \text{ (A)}$$

$$I_{\max 3-4(1)} = \frac{\sqrt{10.06^2 + 7.06^2}}{\sqrt{3} \cdot 158} \cdot 10^3 = 45 \text{ (A)}$$

3) З таблиці [2,6.8] вибираємо допустимий тривалий струм для неізолюваних проводів з алюмінію для кожного вибраного перерізу проводу,

$I_{\text{доп}} > I_{\text{роз}}$ ,  $605 > 459$  умова виконується, залишаємо АС-240 для лінії А-1;

$I_{\text{доп}} > I_{\text{роз}}$ ,  $390 > 310$  умова виконується, залишаємо АС-120 для лінії 1-2;

$I_{\text{доп}} > I_{\text{роз}}$ ,  $390 > 178$  умова виконується, залишаємо АС-120 для лінії 2-3;

$I_{\text{доп}} > I_{\text{роз}}$ ,  $605 > 45$  умова виконується, залишаємо АС-240 для лінії 3-4;

Розраховуємо післяаварійну ситуацію з відключення ділянки А – 1, розрахуємо нові протікаючі потужності та токи у мережі:

1) Нові протікаючі потужності знаходимо за формулою (1.14) та виносимо на схему:

$$\dot{S}_{2-3(2)} = 33.15 + j23.44 + 29.14 + j21.34 = 62.29 + j44.78, \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

$$\dot{S}_{3-4(2)} = 62.29 + j44.78 + 29.44 + j21.58 = 91.73 + j66.36, \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

$$\dot{S}_{A'-4(2)} = 91.73 + j66.36 + 10.06 + j7.06 = 101.76 + j73.47, (\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$\dot{S}_{1-2(2)} = 33.15 + j23.44, (\text{МВ} \cdot \text{А})$$

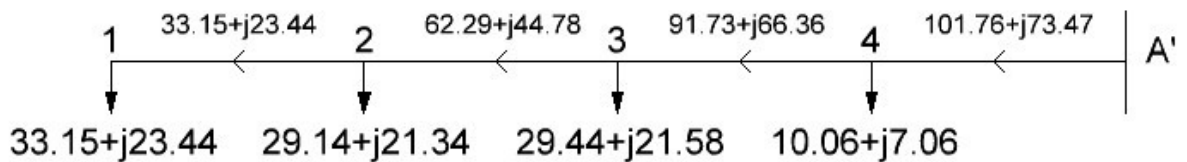


Рисунок 1.9 - Післяаварійна схема при пошкодженні ділянки А – 1 з новими протікаючими потужностями

2) Розрахуємо струми для перевірки максимально допустимого тривалого струму за формулою(1.15):

$$I_{\max A'}(2) = \frac{\sqrt{101.76^2 + 73.47^2}}{\sqrt{3} \cdot 158} \cdot 10^3 = 459 (\text{А})$$

$$I_{\max 3-4(2)} = \frac{\sqrt{91.73^2 + 66.36^2}}{\sqrt{3} \cdot 158} \cdot 10^3 = 414 (\text{А})$$

$$I_{\max 2-3(2)} = \frac{\sqrt{62.29^2 + 44.78^2}}{\sqrt{3} \cdot 158} \cdot 10^3 = 280 (\text{А})$$

$$I_{\max 1-2(2)} = \frac{\sqrt{33.15^2 + 23.44^2}}{\sqrt{3} \cdot 158} \cdot 10^3 = 148 (\text{А})$$



3) З таблиці [2,6.8] вибираємо допустимий тривалий струм для неізолюваних проводів з алюмінію для кожного вибраного перерізу проводу,

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{роз}}, 390 > 148 \text{ умова виконується, залишаємо АС-120 для лінії 1-2;}$$

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{роз}}, 390 > 280 \text{ умова виконується, залишаємо АС-120 для лінії 2-3;}$$

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{роз}}, 605 > 414 \text{ умова виконується, залишаємо АС-240 для лінії 3-4;}$$

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{роз}}, 605 > 459 \text{ умова виконується, залишаємо АС-240 для лінії 4-А' ;}$$

Як висновок можна сказати, що заміна проводів на більший переріз не є доцільним, так як, наявні марки проводу встановлені у мережі відповідають всім запитам та забезпечують надійну роботу при відключенні однієї з ділянок замкнутої мережі.

Після остаточного прийняття рішення, щодо кабелів потрібно розрахувати втрати активної енергії для розрахунку та вибору пристроїв компенсації реактивної енергії.

Знаходимо втрати потужності при максимальних навантаженнях на кожній лінії:

$$\Delta P_{\text{лсп}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} \cdot R \cdot 10^3, [\text{кВт}] \quad (1.16)$$

$$\Delta Q_{\text{лсп}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} \cdot X \cdot 10^3, [\text{кВт}] \quad (1.17)$$

$$\Delta P_{\text{А-1}} = \frac{47.7^2 + 34.5^2}{158^2} \cdot \frac{5.32}{2} \cdot 10^3 = 369 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta P_{\text{1-2}} = \frac{14.58^2 + 11.06^2}{158^2} \cdot \frac{8.52}{2} \cdot 10^3 = 57 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta P_{\text{2-3}} = \frac{14.56^2 + 10.28^2}{158^2} \cdot \frac{5.5}{2} \cdot 10^3 = 35 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta P_{3-4} = \frac{44^2 + 31.86^2}{158^2} \cdot \frac{4.8}{2} \cdot 10^3 = 283.5 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta P_{4-A'} = \frac{54.06^2 + 38.92^2}{158^2} \cdot \frac{3.6}{2} \cdot 10^3 = 320 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_{A-1} = \frac{47.7^2 + 34.5^2}{158^2} \cdot \frac{18.48}{2} \cdot 10^3 = 1282.7 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_{1-2} = \frac{14.58^2 + 11.06^2}{158^2} \cdot \frac{15}{2} \cdot 10^3 = 100.6 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_{2-3} = \frac{14.56^2 + 10.28^2}{158^2} \cdot \frac{9.68}{2} \cdot 10^3 = 61.4 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_{3-4} = \frac{44^2 + 31.86^2}{158^2} \cdot \frac{16.63}{2} \cdot 10^3 = 983 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_{4-A'} = \frac{54.06^2 + 38.92^2}{158^2} \cdot \frac{12.47}{2} \cdot 10^3 = 1108 \text{ (кВт)}$$

Загальні розрахункові параметри вношу до таблиці 1.7

Таблиця 1.7 – параметри ЛЕП

ЛЕП	Передана потужність	Марки проводу	l,км	r0,ом /км	x0,о м/к м	R,о м	X,ом	ΔP, кВт
A-1	47.7+j34.5	АС-240	44	0.121	0.42	5.32	18.48	369
1-2	14.58+j11.06	АС-120	34.1	0.25	0.44	8.52	15	57
2-3	14.56+j10.28	АС-120	22	0.25	0.44	5.5	9.68	35
3-4	44+j31.86	АС-240	39.6	0.121	0.42	4.8	16.65	283
4-A'	54.06+j38.92	АС-240	29.7	0.121	0.42	3.6	12.47	320

#### 1.2.4 Визначення потужності у мінімальному режимі на підстанціях та втрат активної потужності у мінімальному режимі в мережі

Проводимо розрахунки потужностей та втрат у мінімальному режимі роботи мережі, для наступного розрахунку та вибору обладнання для компенсації реактивної потужності та визначення методу регулювання напруги, що значно збільшить ефективний режим роботи мережі, також це дає змогу підтримувати напругу у максимально близьких до якісних показників мережі.

Першим чином знаходимо потужності, які споживаються у мінімальному режимі, дані для розрахунку беруться з параметрів системи, що досліджується:

$$S_{\min} = \frac{P_n}{\cos\varphi}, [\text{МВ} \cdot \text{А}] \quad (1.18)$$

$$P_{\min} = P_{\text{CH}} + P_{\text{HH}}, [\text{МВт}] \quad (1.19)$$

$$S_{\min 1} = \frac{24}{0.85} = 28.2(\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$S_{\min 2} = \frac{21}{0.85} = 24.7(\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$S_{\min \text{CH3}} = \frac{13}{0.85} = 15.3(\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$S_{\min \text{CH3}} = \frac{6.7}{0.85} = 7.9(\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$S_{\min 3} = 15.3 + 7.9 = 23.2(\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$S_{\min 4} = \frac{7}{0.85} = 8.2(\text{МВ} \cdot \text{А})$$

Визначимо реактивну потужність за формулою:

$$Q_{\min} = \sqrt{S_{\min}^2 - P_{\min}^2}, [\text{Мвар}] \quad (1.20)$$

$$Q_{\min 1} = \sqrt{28.2^2 - 24^2} = 14.8 \text{ (Мвар)}$$

$$Q_{\min 2} = \sqrt{24.7^2 - 21^2} = 13 \text{ (Мвар)}$$

$$Q_{\min 3} = \sqrt{23.2^2 - 19.7^2} = 12.2 \text{ (Мвар)}$$

$$Q_{\min 4} = \sqrt{8.2^2 - 7^2} = 4.3 \text{ (Мвар)}$$

Визначимо повну потужність на кожній підстанції у комплексній формі:

$$S_{\text{повн}(min)} = P_{min} + jQ_{min}, [\text{МВ} \cdot \text{А}] \quad (1.21)$$

$$S_{\text{повн}(min)1} = 24 + j14.8 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

$$S_{\text{повн}(min)2} = 21 + j13 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

$$S_{\text{повн}(min)3} = 19.7 + j12.2 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

$$S_{\text{повн}(min)4} = 7 + j4.3 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

$$S_{\text{повн.}min.n} = \left( P_n + 2\Delta Q_{n.x} \cdot 10^{-3} + \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot \frac{R_{\text{TP}}}{2} \right) + j \left( Q_n + \Delta Q_{n.x} \cdot 10^{-3} + \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot \frac{X_{\text{TP}}}{2} \right), [\text{MB} \cdot \text{A}] \quad (1.22)$$

$$S_{\text{повн.}min1} = \left( 24 + 2 \cdot 53 \cdot 10^{-3} + \frac{24^2 + 14.8^2}{150^2} \cdot \frac{1.45}{2} \right) + j \left( 14.8 + 2 \cdot 320 \cdot 10^{-3} + \frac{24^2 + 14.8^2}{150^2} \cdot \frac{70}{2} \right) = 24.13 + j16.8 (\text{MB} \cdot \text{A})$$

$$S_{\text{повн.}min2} = \left( 21 + 2 \cdot 34 \cdot 10^{-3} + \frac{21^2 + 13^2}{150^2} \cdot \frac{2.9}{2} \right) + j \left( 13 + 2 \cdot 225 \cdot 10^{-3} + \frac{21^2 + 13^2}{150^2} \cdot \frac{112.5}{2} \right) = 21.1 + j14.97 (\text{MB} \cdot \text{A})$$

$$S_{\text{повн.}min3} = \left( 19.7 + 2 \cdot 34 \cdot 10^{-3} + \frac{19.7^2 + 12.2^2}{150^2} \cdot \frac{2.9}{2} \right) + j \left( 12.2 + 2 \cdot 225 \cdot 10^{-3} + \frac{19.7^2 + 12.2^2}{150^2} \cdot \frac{112.5}{2} \right) = 19.8 + 13.99 (\text{MB} \cdot \text{A})$$

$$S_{\text{повн.}min4} = \left( 7 + 2 \cdot 25 \cdot 10^{-3} + \frac{7^2 + 4.3^2}{150^2} \cdot \frac{4.7}{2} \right) + j \left( 4.3 + 2 \cdot 160 \cdot 10^{-3} + \frac{7^2 + 4.3^2}{150^2} \cdot \frac{176}{2} \right) = 7.06 + j4.88 (\text{MB} \cdot \text{A})$$

Визначимо потужність, яка витікає з джерела на ділянки А – 1 та 4 – А’:

$$S_{N-M} = \frac{(P_1 + jQ_1) \cdot l_1 + (P_2 + jQ_2) \cdot l_2 + (P_3 + jQ_3) \cdot l_3}{l_{\text{заг}}}, [\text{кВ} \cdot \text{А}] \quad (1.23)$$

$$\begin{aligned} S_{A-1min} &= \frac{(24.13 + j16.8) \cdot 44 + (21.1 + j14.97) \cdot 78.1 + (19.8 + j13.99) \cdot 100.1}{169.4} \\ &+ \frac{(7.06 + j4.88) \cdot 139.7}{169.4} = 33.59 + j23.55 \text{ (кВ} \cdot \text{А)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{4-Amin} &= \frac{(7.06 + j4.88) \cdot 29.7 + (19.8 + j13.99) \cdot 69.3 + (21.1 + j14.97) \cdot 91.3}{169.4} \\ &+ \frac{(24.13 + j16.8) \cdot 125.4}{169.4} = 38.57 + j27.08 \text{ (кВ} \cdot \text{А)} \end{aligned}$$

Побудуємо спрощену схему та винесемо потужності:

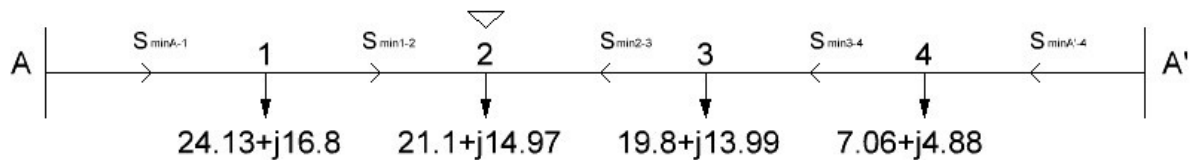


Рисунок 1.10 – Схема з двосторонім живленням при мінімальному навантаженні

Для розрахунку втрат активної потужності при мінімальних навантаженнях у мережі знайдемо нові протікаючі потужності на ділянках, умовно поділемо мережу навпіл у точці 2:

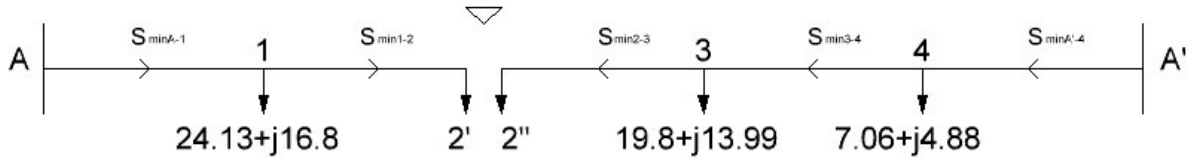


Рисунок 1.11 – Розділена схема з двостороннім живленням при мінімальному навантаженні

$$\dot{S}_{3-4min} = \dot{S}_{4Amin} - \dot{S}_{4min} , [\text{MB} \cdot \text{A}] \quad (1.24)$$

$$\dot{S}_{3-4mi} = 38.57 + j27.08 - 7.06 + j4.88 = 31.51 + j22.2 , (\text{MB} \cdot \text{A})$$

$$\dot{S}_{2-3mi} = \dot{S}_{3-4mi} - \dot{S}_{3min} , [\text{MB} \cdot \text{A}] \quad (1.25)$$

$$\dot{S}_{2-3mi} = 31.51 + j22.2 - 19.8 + j13.99 = 11.71 + j8.21, (\text{MB} \cdot \text{A})$$

$$\dot{S}_{1-2mi} = \dot{S}_{A1min} - \dot{S}_{1min} , [\text{MB} \cdot \text{A}] \quad (1.26)$$

$$\dot{S}_{1-2mi} = 33.59 + j23.55 - 24.13 + j16.8 = 9.46 + j6.75, (\text{MB} \cdot \text{A})$$

$$\dot{S}_{2'min} = \dot{S}_{1-2min} , [\text{MB} \cdot \text{A}] \quad (1.27)$$

$$\dot{S}_{2'min} = 9.46 + j6.75, (\text{MB} \cdot \text{A})$$

$$\dot{S}_{2''min} = \dot{S}_{2-3min} , [\text{MB} \cdot \text{A}] \quad (1.28)$$

$$\dot{S}_2^{min} = 11.71 + j8.21, (\text{МВ} \cdot \text{А})$$

Визначимо втрати активної та реактивної потужності в ЛЕП у мінімальному режимі за формулою :

$$\Delta P_{\text{ЛЕП}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \cdot 10^3, [\text{кВт}] \quad (1.29)$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} \cdot X \cdot 10^3, [\text{кВт}] \quad (1.30)$$

$$\Delta P_{A-1} = \frac{33.59^2 + 23.55^2}{154^2} \cdot \frac{5.32}{2} \cdot 10^3 = 188.7 (\text{кВт})$$

$$\Delta P_{1-2} = \frac{9.46^2 + 6.75^2}{154^2} \cdot \frac{8.52}{2} \cdot 10^3 = 24.2 (\text{кВт})$$

$$\Delta P_{2-3} = \frac{11.71^2 + 8.21^2}{154^2} \cdot \frac{5.5}{2} \cdot 10^3 = 23.7 (\text{кВт})$$

$$\Delta P_{3-4} = \frac{31.51^2 + 22.2^2}{154^2} \cdot \frac{4.8}{2} \cdot 10^3 = 150.3 (\text{кВт})$$

$$\Delta P_{4-A'} = \frac{38.57^2 + 27.08^2}{154^2} \cdot \frac{3.6}{2} \cdot 10^3 = 168.5 (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_{A-1} = \frac{33.59^2 + 23.55^2}{154^2} \cdot \frac{18.48}{2} \cdot 10^3 = 655.6 (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_{1-2} = \frac{9.46^2 + 6.75^2}{154^2} \cdot \frac{15}{2} \cdot 10^3 = 42.7 (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_{2-3} = \frac{11.71^2 + 8.21^2}{154^2} \cdot \frac{9.68}{2} \cdot 10^3 = 41.7 (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_{3-4} = \frac{31.51^2 + 22.2^2}{154^2} \cdot \frac{16.63}{2} \cdot 10^3 = 520.9 (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_{4-A'} = \frac{38.57^2 + 27.08^2}{154^2} \cdot \frac{12.47}{2} \cdot 10^3 = 583.89 (\text{кВт})$$



### 1.2.5 Вибір керованих пристроїв компенсації реактивної потужності

За розрахунками минулих розділів проведемо розрахунок доцільності встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності, як було розглянуто раніше компенсація реактивної потужності є однією з найкращих заходів підтримки ефективної роботи мережі, а також якості електропостачання в мережі.

Спочатку проведемо розрахунок ділянок А – 1, 1 – 2'.

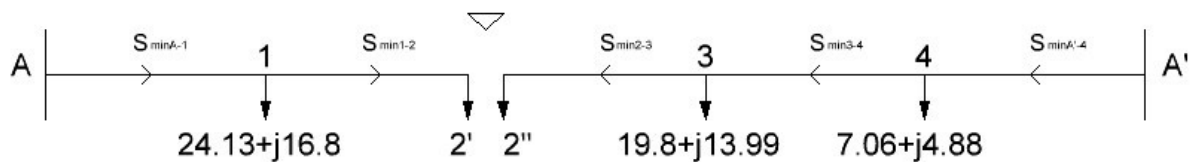


Рисунок 1.12 – Розрахунок реактивної потужності

1. Знайдемо реактивну потужність, що споживається на ділянці А-1:

$$Q_{1-2'} = 11060 \text{ квар}$$

$$Q_0 = Q_{A-1} - Q_{1-2'} \text{ квар} \quad (1.31)$$

$$Q_{A-1} = 11060 - 34500 = -23440 \text{ квар}$$

2. Знаходимо еквівалентний опір:

$$R_{eA-1} = R_{T1} \quad (1.32)$$

$$R_{eA-1} = 2.54 \text{ Ом}$$

$$R_{e1-2'} = \frac{(R_{T2} + R_{1-2'}) \cdot R_{T1}}{(R_{T1} + R_{T2} + R_{A-1})} \quad (1.33)$$

$$R_{e0} = \frac{(2.54 + 8.52) \cdot 2.54}{(2.54 + 2.54 + 5.32)} = 2.7 \text{ (Ом)}$$

3. Вирахуємо потужність у споживача яку потрібно компенсувати:

$$Q_{eE-2} = (Q_{E-2} - (Q_{2-5'} - 10000)) \cdot \frac{R_{e0}}{R_{eA-1}}, [\text{квар}] \quad (1.34)$$

$$Q_{eE-2} = (-23440 - (11060 - 10000)) \cdot \frac{2.7}{2.54} = -26043 \text{ (квар)}$$

$$Q_{e4-A'} = (Q_{3-4} - (Q_{3-2''} - 10000)) \cdot \frac{R_{e0}}{(R_{T3-2''} + R_{3-2''})}, [\text{квар}] \quad (1.35)$$

$$Q_{e4-A'} = (31860 - (21800 - 10000)) \cdot \frac{5.3}{(2.54 + 5.5)} = 13223 \text{ квар}$$

$$Q_{e4-3} = (Q_{3-2''} - (Q_{2''} - 10000)) \cdot \frac{R_{e0}}{(R_{T2''} + R_{3-2''})}, [\text{квар}] \quad (1.36)$$

$$Q_{e4-3} = (21800 - (21800 - 10000)) \cdot \frac{5.3}{(2.54 + 5.5)} = 6592 \text{ квар}$$

4. Для ділянки 1-2', А-1 споживача 2' не враховуємо, так як кількість реактивної енергії, що генерується в лініях, перевищує реактивну енергію яка споживається.

5. Остаточо приймаємо типи комплектних конденсаторних установок та заносимо дані до таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Розрахунок компенсації реактивної потужності

№ ділянки	Q, кВар	R <sub>екв</sub> , Ом	Q <sub>ку</sub> , кВар	Q <sub>ку.кат</sub> , кВар	ККУ
1-2'	11060	2.7	0		-
А-1	-23440	2.54	0		-
3-2''	21800	2.8	0		-
3-4	31860	8.04	6592	6750	6хУКРМ-6,3-1125 УЗ
А'-4	38920	2.54	13223	13500	12хУКРМ-6,3-1125 УЗ

### 1.2.6 Визначення напруги на шинах підстанції в усіх режимах та вибір способів регулювання напруги

Величина напруги, як було розглянуто раніше, є однією з найбільш важливих параметрів у мережі, для постійного підтримання номінальних значень напруги у мережі потрібно ввести регулювання напруги, у кваліфікаційній роботі було обрано методом регулювання використання трансформаторів з пристроями РПН, але для коректної їх роботи потрібно розрахувати відгалуження на яких будуть працювати трансформатори.

Початок розрахунку починається з визначення напруг на підстанціях.

Маючи на увазі, що компенсування реактивної потужності впливає на величину напруги, розраховуємо напругу до, та після компенсації.

Визначимо падіння напруги в ЛЕП у максимальному режимі:

$$\Delta U_{A-n(\max)} = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} - j \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U}, [\text{кВ}] \quad (1.37)$$

$$\text{де, } \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} = \Delta U \text{ і } \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U} = \delta U$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{A-1(\max)} &= \frac{47.7 \cdot 5.32 + 34.5 \cdot 18.48}{158} - j \frac{47.7 \cdot 18.48 - 34.5 \cdot 5.32}{158} \\ &= 5.64 - j4.41(\text{кВ}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{1-2(\max)} &= \frac{14.58 \cdot 8.52 + 11.06 \cdot 15}{158} - j \frac{14.58 \cdot 15 - 11.06 \cdot 8.52}{158} \\ &= 1.83 - j0.78(\text{кВ}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{2-3(\max)} &= \frac{14.56 \cdot 5.5 + 10.28 \cdot 9.68}{158} - j \frac{14.56 \cdot 9.68 - 10.28 \cdot 5.5}{158} \\ &= 1.13 - j0.53(\text{кВ}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{3-4(\max)} &= \frac{44 \cdot 4.8 + 31.86 \cdot 16.63}{158} - j \frac{44 \cdot 16.63 - 31.86 \cdot 4.8}{158} \\ &= 4.69 - j3.66(\text{кВ}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{4-A1(\max)} &= \frac{54.06 \cdot 3.6 + 38.92 \cdot 12.47}{158} - j \frac{54.06 \cdot 12.47 - 38.92 \cdot 3.6}{158} \\ &= 4.3 - j3.37(\text{кВ}) \\ \Delta U_{3-4(\max)\text{комп}} &= \frac{44 \cdot 4.8 + 25.3 \cdot 16.63}{158} - j \frac{44 \cdot 16.63 - 25.3 \cdot 4.8}{158} \\ &= 3.99 - j3.86(\text{кВ}) \\ \Delta U_{4-A1(\max)\text{комп}} &= \frac{54.06 \cdot 3.6 + 25.7 \cdot 12.47}{158} - j \frac{54.06 \cdot 12.47 - 25.7 \cdot 3.6}{158} \\ &= 3.2 - j3.68(\text{кВ}) \end{aligned}$$

Відповідно вираз повздовжньої і поперечної складових комплексу падіння напруги, кВ

$$\begin{aligned} U_n &= U_{\max} - \Delta U_{A-n} \text{ [кВ]} & (1.38) \\ U_1 &= 158 - 5.64 - j4.41 = 152.36 - j4.41(\text{кВ}) \\ U_2 &= 158 - 1.83 - j0.78 = 156.17 - j0.78(\text{кВ}) \\ U_3 &= 158 - 1.13 - j0.53 = 156.87 - j0.53(\text{кВ}) \\ U_4 &= 158 - 4.69 - j3.66 = 153.31 - j3.66(\text{кВ}) \\ U_5 &= 158 - 4.3 - j3.37 = 153.7 - j3.37(\text{кВ}) \\ U_{4\text{комп}} &= 158 - 3.99 - j3.86 = 154.01 - j3.86(\text{кВ}) \\ U_{5\text{комп}} &= 158 - 3.2 - j3.68 = 154.8 - j3.68(\text{кВ}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_{\text{ПС1}} &= \sqrt{152.36^2 - 4.41^2} = 152.29(\text{кВ}) \\ U_{\text{ПС2}} &= \sqrt{156.17^2 - 0.78^2} = 156.16(\text{кВ}) \\ U_{\text{ПС3}} &= \sqrt{156.87^2 - 0.53^2} = 156.86(\text{кВ}) \\ U_{\text{ПС4}} &= \sqrt{153.31^2 - 3.66^2} = 153.26(\text{кВ}) \\ U_{\text{ПС5}} &= \sqrt{153.7^2 - 3.37^2} = 153.66(\text{кВ}) \\ U_{\text{ПС4комп}} &= \sqrt{154.01^2 - 3.86^2} = 153.96(\text{кВ}) \\ U_{\text{ПС5комп}} &= \sqrt{154.8^2 - 3.68^2} = 154.7(\text{кВ}) \end{aligned}$$

Визначаємо падіння напруги в ЛЕП у мінімальному режимі:

$$\Delta U_{A-n(\min)} = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} - j \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U}, [\text{кВ}] \quad (1.39)$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{A-1(\min)} &= \frac{14.7 \cdot 5.32 + 10.33 \cdot 18.48}{154} - j \frac{14.7 \cdot 18.48 - 10.33 \cdot 5.32}{154} \\ &= 1.74 - j1.4(\text{кВ}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{1-2(\min)} &= \frac{9.43 \cdot 8.52 + 6.47 \cdot 15}{154} - j \frac{9.43 \cdot 15 - 6.47 \cdot 8.52}{154} \\ &= 1.15 - j0.56(\text{кВ}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{2-3(\min)} &= \frac{30.53 \cdot 5.5 + 21.44 \cdot 9.68}{154} - j \frac{30.53 \cdot 9.68 - 21.44 \cdot 5.5}{154} \\ &= 2.4 - j1.15(\text{кВ}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{3-4(\min)} &= \frac{50.33 \cdot 4.8 + 35.43 \cdot 16.63}{154} - j \frac{50.33 \cdot 16.63 - 35.43 \cdot 4.8}{154} \\ &= 5.39 - j4.33(\text{кВ}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{4-A1(\min)} &= \frac{57.39 \cdot 3.6 + 40.31 \cdot 12.47}{154} - j \frac{57.39 \cdot 12.47 - 40.31 \cdot 3.6}{154} \\ &= 4.6 - j3.7(\text{кВ}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{3-4(\min)\text{комп}} &= \frac{50.33 \cdot 4.8 + 28.83 \cdot 16.63}{154} - j \frac{50.33 \cdot 16.63 - 28.83 \cdot 4.8}{154} \\ &= 4.68 - j4.54(\text{кВ}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{4-A1(\min)\text{комп}} &= \frac{57.39 \cdot 3.6 + 27.1 \cdot 12.47}{154} - j \frac{57.39 \cdot 12.47 - 27.1 \cdot 3.6}{154} \\ &= 3.53 - j4(\text{кВ}) \end{aligned}$$

Відповідно вираз повздовжньої і поперечної складових комплексу падіння напруги, кВ

$$U_n = U_{min} - \Delta U_{A-n} \text{ [кВ]} \quad (1.40)$$

$$U_1 = 154 - 1.74 - j1.4 = 152.26 - j1.4 \text{ (кВ)}$$

$$U_2 = 154 - 1.15 - j0.56 = 152.85 - j0.56 \text{ (кВ)}$$

$$U_3 = 154 - 2.4 - j1.15 = 151.6 - j1.15 \text{ (кВ)}$$

$$U_4 = 154 - 5.39 - j4.33 = 148.61 - j4.33 \text{ (кВ)}$$

$$U_5 = 154 - 4.3 - j3.37 = 149.4 - j3.7 \text{ (кВ)}$$

$$U_{4\text{КОМП}} = 154 - 4.68 - j4.54 = 149.31 - j4.54 \text{ (кВ)}$$

$$U_{5\text{КОМП}} = 154 - 3.53 - j4 = 150.47 - j4 \text{ (кВ)}$$

$$U_{\text{ПС1}} = \sqrt{152.26^2 - 1.4^2} = 152.25 \text{ (кВ)}$$

$$U_{\text{ПС2}} = \sqrt{152.85^2 - 0.56^2} = 152.84 \text{ (кВ)}$$

$$U_{\text{ПС3}} = \sqrt{151.6^2 - 1.15^2} = 151.5 \text{ (кВ)}$$

$$U_{\text{ПС4}} = \sqrt{148.61^2 - 4.33^2} = 148.54 \text{ (кВ)}$$

$$U_{\text{ПС5}} = \sqrt{149.4^2 - 3.7^2} = 149.35 \text{ (кВ)}$$

$$U_{\text{ПС4КОМП}} = \sqrt{149.31^2 - 4.54^2} = 149.24 \text{ (кВ)}$$

$$U_{\text{ПС5КОМП}} = \sqrt{150.47^2 - 4^2} = 150.41 \text{ (кВ)}$$

Визначаємо можливість регулювання рівня напруги трансформатора на підстанціях:

$$U_{max}' = U_{max} - \Delta U_T - j\delta U_T \text{ [кВ]} \quad (1.41)$$

$$\Delta U_T = \frac{P \cdot \frac{R_T}{2} + Q \cdot \frac{X_T}{2}}{U} \text{ [кВ]} \quad (1.42)$$

$$\delta U_T = \frac{P \cdot \frac{X_T}{2} - Q \cdot \frac{R_T}{2}}{U} \text{ [кВ]} \quad (1.43)$$

$$\Delta U_{T1} = \frac{33.15 \cdot \frac{1.45}{2} + 23.44 \cdot \frac{70}{2}}{158} = 5.3 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T2} = \frac{29.14 \cdot \frac{2.9}{2} + 21.34 \cdot \frac{112.5}{2}}{158} = 8.5 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T3} = \frac{29.44 \cdot \frac{2.9}{2} + 21.58 \cdot \frac{112.5}{2}}{158} = 7.9 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T4} = \frac{10.06 \cdot \frac{4.7}{2} + 7.06 \cdot \frac{176}{2}}{158} = 4.08 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T1} = \frac{33.15 \cdot \frac{70}{2} - 23.44 \cdot \frac{1.45}{2}}{158} = 7.2 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T2} = \frac{29.14 \cdot \frac{112.5}{2} - 21.34 \cdot \frac{2.9}{2}}{158} = 10.1 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T3} = \frac{29.44 \cdot \frac{112.5}{2} - 21.58 \cdot \frac{2.9}{2}}{158} = 10.2 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T4} = \frac{10.06 \cdot \frac{176}{2} - 7.06 \cdot \frac{4.7}{2}}{158} = 5.4 \text{ (кВ)}$$

$$\begin{aligned}
 U_{max'1} &= 158 - 5.3 - j7.2 = 152.7 - j7.2 \text{ (кВ)} \\
 U_{max'2} &= 158 - 8.5 - j10.1 = 149.5 - j10.1 \text{ (кВ)} \\
 U_{max'3} &= 158 - 7.9 - j10.2 = 150.1 - j10.2 \text{ (кВ)} \\
 U_{max'4} &= 158 - 4.08 - j5.4 = 153.9 - j5.4 \text{ (кВ)}
 \end{aligned}$$

Визначаємо номінальний коефіцієнт трансформації

$$\begin{aligned}
 K_T &= \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \\
 K_T &= \frac{150}{6.3} = 23.8
 \end{aligned} \tag{1.44}$$

Визначаємо максимальний коефіцієнт

$$\begin{aligned}
 K_{\text{баз нб}} &= \frac{U_{max'}}{U_{НН}} \\
 K_{\text{баз нб1}} &= \frac{152.7 - 7.2}{6.3} = 23.09 \\
 K_{\text{баз нб2}} &= \frac{149.5 - 10.1}{6.3} = 22.12 \\
 K_{\text{баз нб3}} &= \frac{150.1 - 10.2}{6.3} = 22.2 \\
 K_{\text{баз нб4}} &= \frac{153.9 - 5.4}{6.3} = 23.57
 \end{aligned} \tag{1.45}$$



Визначаємо максимальне відхилення у відсотках:

$$E_{\text{Віх.мах}} = \left( \frac{K_{T\text{мах}}}{K_{\text{ТН}}} - 1 \right) \cdot 100 \% \quad (1.46)$$

$$E_{\text{Віх.мах1}} = \left( \frac{23.09}{23.8} - 1 \right) \cdot 100 = -2.9 \%$$

$$E_{\text{Віх.мах2}} = \left( \frac{22.12}{23.8} - 1 \right) \cdot 100 = -7 \%$$

$$E_{\text{Віх.мах3}} = \left( \frac{22.2}{23.8} - 1 \right) \cdot 100 = -6.7 \%$$

$$E_{\text{Віх.мах4}} = \left( \frac{23.57}{23.8} - 1 \right) \cdot 100 = -0.9 \%$$

Знаходимо  $U_{\text{min}}$  на кожній підстанції

$$U_{\text{min}'} = U_{\text{min}} - \Delta U_T - j\delta U_T \text{ [кВ]} \quad (1.47)$$

$$\Delta U_T = \frac{P \cdot \frac{R_T}{2} + Q \cdot \frac{X_T}{2}}{U} \text{ [кВ]} \quad (1.48)$$

$$\delta U_T = \frac{P \cdot \frac{X_T}{2} + Q \cdot \frac{R_T}{2}}{U} \text{ [кВ]} \quad (1.49)$$

$$\Delta U_{T1} = \frac{24.13 \cdot \frac{1.45}{2} + 16.8 \cdot \frac{70}{2}}{154} = 3.9 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T2} = \frac{21.1 \cdot \frac{2.9}{2} + 14.97 \cdot \frac{112.5}{2}}{154} = 5.6 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T3} = \frac{19.8 \cdot \frac{2.9}{2} + 13.99 \cdot \frac{112.5}{2}}{154} = 5.2 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T4} = \frac{7.06 \cdot \frac{4.7}{2} + 4.88 \cdot \frac{176}{2}}{154} = 2.8 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T1} = \frac{24.13 \cdot \frac{70}{2} - 16.8 \cdot \frac{1.45}{2}}{154} = 5.56 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T2} = \frac{21.1 \cdot \frac{112.5}{2} - 14.97 \cdot \frac{2.9}{2}}{154} = 7.84 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T3} = \frac{19.8 \cdot \frac{112.5}{2} - 13.99 \cdot \frac{2.9}{2}}{154} = 7.36 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T4} = \frac{7.06 \cdot \frac{176}{2} - 4.88 \cdot \frac{4.7}{2}}{154} = 4.1 \text{ (кВ)}$$

$$U_{min'1} = 154 - 3.9 - j5.56 = 150.1 - j5.56 \text{ (кВ)}$$

$$U_{min'2} = 154 - 5.6 - j7.84 = 148.4 - j7.84 \text{ (кВ)}$$

$$U_{min'3} = 154 - 5.2 - j7.36 = 148.8 - j7.36 \text{ (кВ)}$$

$$U_{min'4} = 154 - 2.8 - j4.1 = 151.2 - j4.1 \text{ (кВ)}$$

Визначаємо мінімальний коефіцієнт трансформатора:

$$K_{\text{бaj нн}} = \frac{U_{min'}}{U_{\text{нн}}} \quad (1.50)$$

$$K_{\text{бaj нн1}} = \frac{150.1 - 5.56}{6,3} = 22.9$$

$$K_{\text{бaj нн2}} = \frac{148.4 - 7.84}{6,3} = 22.3$$

$$K_{\text{бaj нн3}} = \frac{148.8 - 7.36}{6,3} = 22.4$$

$$K_{\text{бaj нн4}} = \frac{151.2 - 4.1}{6,3} = 23.3$$

Визначаємо максимальне відхилення у відсотках:

$$E_{\text{вix.min}} = \left( \frac{K_{Tmin}}{K_{TH}} - 1 \right) \cdot 100 \% \quad (1.51)$$

$$E_{\text{вix.min1}} = \left( \frac{22.9}{23.8} - 1 \right) \cdot 100 = -3.7 \%$$

$$E_{\text{вix.min2}} = \left( \frac{22.3}{23.8} - 1 \right) \cdot 100 = -6.3 \%$$

$$E_{\text{вix.min3}} = \left( \frac{22.4}{23.8} - 1 \right) \cdot 100 = -5.8 \%$$

$$E_{\text{вix.min4}} = \left( \frac{23.3}{23.8} - 1 \right) \cdot 100 = -2.1 \%$$

Номери відгалужень, на яких працюватиме трансформатор при найбільших та найменших навантаженнях:

$$n_{\text{нб}} = \frac{E_{\text{вix.max}}}{E_0} \quad (1.52)$$

$$n_{\text{нн}} = \frac{E_{\text{вix.min}}}{E_0} \quad (1.53)$$

$$n_{\text{нб1}} = \frac{-2.9}{1.5} = -1.9 \approx -2$$

$$n_{\text{нб2}} = \frac{-7}{1.5} = -4.6 \approx -5$$

$$n_{\text{нб3}} = \frac{-6.7}{1.5} = -4.46 \approx -4$$

$$n_{\text{нб4}} = \frac{-0.9}{1.5} = -0.6 \approx -1$$

$$n_{\text{нн1}} = \frac{-3.7}{1.5} = -2.46 \approx -3$$

$$n_{\text{нн2}} = \frac{-6.3}{1.5} = -4.2 \approx -4$$

$$n_{\text{нн3}} = \frac{-5.8}{1.5} = -3.86 \approx -4$$

$$n_{\text{нн4}} = \frac{-2.1}{1.5} = -1.4 \approx -1$$

Порівняємо рівень якості напруги та ефективності мережі до компенсації реактивної потужності та після, зведемо дані до таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Порівняльна таблиця рівня якості напруги та ефективності мережі

Номер підстанції	Параметр	До компенсації	Після компенсації
ПС1	Максимальна та мінімальна напруга на шинах підстанції	152 кВ / 152 кВ	152 кВ / 152 кВ
ПС2		156 кВ / 152 кВ	156 кВ / 152 кВ
ПС3		156 кВ / 151 кВ	156 кВ / 151 кВ
ПС4		153 кВ / 148 кВ	154 кВ / 149 кВ
ПС5		153 кВ / 149 кВ	154 кВ / 150 кВ
ПС1 – ПС5	Загальні втрати активної потужності у мережі	6144932.7 кВт·год	4306363.2 кВт·год

Проаналізувавши дані отримані після розрахунку рівней напруги на підстанціях, можливо зазначити, що рівень зміни значень напруги значних змін не зазнав, усі зміни у розмірності напруги перекриваються обраними номерами відгалуджень трансформаторів при найбільших та найменших навантаженнях.

Щодо ефективності роботи мережі бачимо, що втрати активної енергії значно зменшилися, загальна різниця становить 1838569.5 кВт·год, економія здобувається за допомогою розвантаження ліній електропередачі, силових трансформаторів та додаткового обладнання.

## 2 Економічна частина

### Вступ

За розрахунками основної частини кваліфікаційної роботи було вирішено, що найбільш оптимальним варіантом підтримки ефективного режиму роботи з виконанням вимог якості напруги є встановлення комплектних конденсаторних установок УК – 6.3 – 1125 ЛУЗ на підстанціях електричної мережі.

Цілю розрахунків в економічній частині кваліфікаційної роботи є визначення економічної доцільності встановлення комплектних конденсаторних установок.

Для визначення економічної доцільності прийнятого рішення, а саме встановлення комплектних конденсаторних установок, необхідно провести розрахунок загальних капітальних інвестицій, експлуатаційних витрат, визначити та проаналізувати основні показники економічної ефективності.

Головним джерелом річної економії після впровадження прийнятих рішень очікується зменшення втрат електричної енергії у повітряній лінії електропередачі.

## 2.1 Розрахунок капітальних інвестицій

Розрахунок капітальних вкладень на модернізацію мережі високої напруги виконаємо за показниками вартості її основних елементів: трансформаторних підстанцій, проводів, комплектних конденсаторних установок, а також додаткового обладнання для зменшення втрат електричної енергії.

Значення проектних капіталовкладень визначаємо за формулою:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{об}} \left( \sum \text{Ц}_i \right) + \text{З}_{\text{тзс}} + \text{З}_{\text{м}} + \text{З}_{\text{н}} + \text{З}_{\text{пр}}, \text{ грн} \quad (2.1)$$

де,  $K_{\text{об}}$  - вартість придбання електрообладнання (засобів автоматизації, програмного забезпечення тощо) за проектом або сумарна вартість комплектуючих елементів  $i$ -го виду, необхідних для 7 реалізації прийнятого технічного рішення;

$\sum \text{Ц}_i$  - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$\text{З}_{\text{тзс}}$  - транспортно-заготівельні і складські витрати;

$\text{З}_{\text{м}}$  - витрати на монтажні роботи;

$\text{З}_{\text{н}}$  - витрати на налагоджувальні роботи;

$\text{З}_{\text{пр}}$  - інші одноразові вкладення грошових коштів.

Таблиця 2.1 – зведення капітальних інвестицій

№ З/П	Найменування	Тип	Ціна за одиницю, грн[7]	Кількість, шт	Сума, грн
1	Комплектна конденсаторна установка	УКРМ-6.3-1125 ЛУЗ	543000	18	9774000
				Усього	9774000

Витрати на монтажні роботи можна визначити наступними чином:

$$Z_m = \sum (C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{cm} \cdot K_{pr}, \text{ грн} \quad (2.2)$$

де  $C_i$  – чисельність працівників  $i$ -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.

$a_i$  – годинна тарифна ставка працівника  $i$ -го розряду, грн.

$t_i$  – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.

$K_d$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{cm}$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{pr}$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$Z_m = \sum (7 \cdot 317 \cdot 3) \cdot 1.1 \cdot 1.22 \cdot 1.2 = 10720 \text{ грн}$$

Транспортно-заготівельні і складські витрати розраховані за середніми ринковими цінами перевезень великогабаритних вантажів, для розрахунку узяті тарифи перевізника Della[6], загальна вага 18-ти комплектних конденсаторних установок 19.8 тонн.

$$Z_{тзс} = 25000 \text{ грн}$$

Витрати на налагодження розраховані згідно[7]:

$$Z_n = 97150 \text{ грн}$$

Знайдемо проектні капіталовкладення:

$$K_{пр} = 9774000 + 25000 + 10720 + 97150 = 9906870 \text{ грн}$$

## 2.2. Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати – це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за визначений період, що виражені у грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат по електротехнічному устаткуванню, а саме комплектних конденсаторних установок :

- амортизаційні відрахування ( $C_a$ );
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткуванню та мереж ( $C_T$ );

Так як постійного персоналу для обслуговування комплектних конденсаторних установок не передбачено, до експлуатаційних витрат не виносимо витрати на заробітну платню та єдиний соціальний внесок.

Таким чином, річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складуть:

$$C = C_a + C_{пр}, \text{ грн.} \quad (2.3)$$

### 2.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання.

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів. Вартістю основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена



вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості:

$$\Phi_a = \Phi_{\pi} - Л, \quad (2.4)$$

де  $\Phi_{\pi}$  – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;

Л – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Якщо визначити очікувану ліквідаційну вартість об'єкта основних засобів складно, то при прямолінійному методі амортизації дозволяється вважати її рівною нулю.

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_{\pi} - Л}{\Phi_{\pi} \cdot T_{\pi}} \cdot 100\% \quad (2.5)$$

де,  $T_{\pi}$  – термін корисного використання (амортизаційний період).

$$H_a = \frac{9774000 - 0}{9774000 \cdot 5} \cdot 100\% = 5\%$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом визначаються:

$$АО = \frac{\Phi_{\pi} \cdot H_a}{100}, \text{ грн} \quad (2.6)$$

$$АО = \frac{9774000 \cdot 5}{100} = 488700 \text{ грн}$$

### 2.2.2 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися за фактичними даними підприємства.

Визначимо укрупнено від відсотка(1% для комплектних конденсаторних установок) з капітальних витрат:

$$C_{\text{т(проект.)}} = 9906870 \cdot 0.01 = 99068 \text{ грн}$$

За результатами розрахунків річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складуть:

$$C = 488700 + 99068 = 587768 \text{ грн}$$

### 2.3. Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення

Річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення ( $E_{кp}$ ) полягає в економії платежів за втрачену електричну енергію у мережі, загальна економія складає 1838569.5 кВт · год, так як за втрати електричної мережі оплачуються фактичним споживачем, а переважна більшість споживачів в мережі, це побутові споживачі, то розрахункова вартість зекономленої енергії дорівнює стандартному тарифу для побутових споживачів 1.68 грн / кВт · год, загальна вартість зекономленої енергії дорівнює  $1838569.5 \cdot 1.68 = 3088796$  грн;

Повна річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення визначається з урахуванням експлуатаційних витрат по даному об'єкту, економія здійснюється від зменшення активних втрат у мережі, тому знаходимо за наступною формулою:

$$E_{кn} = E_{кp} - C, \text{ грн.} \quad (2.7)$$

$$E_{кn} = 3088796 - 587768 = 2501028 \text{ грн.}$$

де, 3088796 грн – економія на зменшених втратах електричної енергії у мережі.

### 2.4. Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Оцінка економічної ефективності розглянутих в дипломному проекті технічних і організаційних рішень здійснюється на основі визначення та аналізу наступних показників:

- а) розрахункового коефіцієнта ефективності (прибутковості) капітальних витрат  $E_p$ ;
- б) терміну окупності капітальних витрат  $T_p$ .

Коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат  $E_p$  показує, скільки гривень додаткового прибутку (економії) приносить одна гривня капітальних витрат:

$$E_p = EK_n / K_{np}, \text{ долі од.}, \quad (2.8)$$

де  $EK_n$  - загальна річна економія від впровадження об'єкта проектування (формула 2.7), тис. грн.;

$K_{np}$  - капітальні витрати за варіантом, що викликали економію, тис. грн.

Так, як мережа модернізується і джерелом економії є встановлення комплектної конденсаторної установки  $K_{np} = 9906870$  грн.

$$E_p = 2501028 / 9906870 = 0.25, \text{ долі од.},$$

Термін окупності капітальних витрат  $T_p$  показує, за скільки років вони окупляться за рахунок загальної економії від впровадження прийнятого технічного рішення:

$$T_p = K_{np} / EK_n, \text{ років} \quad (2.9)$$

$$T_p = 9906870 / 2501028 = 3,96 \approx 4, \text{ років}$$

Для остаточної оцінки варіантів і вибору найбільш ефективного з них необхідно порівняти розрахункові значення  $E_p$  з нормативним значенням  $E_n$ .

Проект (варіант) капітальних вкладень визнається доцільним за умови

$$E_p > E_n . \quad (2.10)$$

При  $E_p < E_n$  варіант є збитковим і більш економічним визнається відмова від його реалізації.

Нормативне значення коефіцієнта ефективності визначається з таких міркувань.

Визначаємо нормативне значення коефіцієнта ефективності виходячи з прийнятної для підприємства індивідуальної норми прибутковості:

$$E_n = 1/T_{oc} , \quad (2.11)$$

де  $T_{oc}$  – очікуваний, прийнятний для підприємства термін окупності капітальних вкладень, років (5 років для комплектних конденсаторних установок).

$$0.25 > 1/5 = 0.25 > 0.05$$

Результати техніко-економічного обґрунтування ефективності впровадження результатів кваліфікаційної роботи оформлюємо у вигляді таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Порівняльна оцінка техніко-економічних показників

№ з/п	Найменування показників	Одиниці виміру	Базовий варіант	Проектний варіант	Зміни у порівнянні з альтернативним варіантом	
					± (тис. грн)	%
1	2	3	4	5	6	7
1	Капітальні витрати	тис. грн.	-	9906870	-	-
2	Експлуатаційні витрати	тис. грн.	-	587768	-	-
	у тому числі: * амортизаційні відрахування	тис. грн.	-	488700	-	-
	* технічне обслуговування та поточний ремонт	тис. грн.	-	99068	-	-
3	Річна економія всього	тис. грн.	-	2501028	-	-
4	Розрахунковий коефіцієнт ефективності	долі од.	-	0.25	-	-
5	Розрахунковий термін окупності капітальних вкладень	років	-	4	-	-
6	Економія електроенергії	кВт·год	6144932.7	4306363.2	-1838569.5	-29.9%

## Висновок за результатами економічного розділу

За результатами розрахунків в економічному розділі було визначено, загальні капітальні інвестиції, визначена повна річна економія та визначені показники економічної ефективності.

Аналіз показників економічної ефективності показав, що запропоновані у кваліфікаційній роботі рішення, а саме встановлення комплектних компенсаторних пристроїв є економічно доцільним, так як термін окупності склав 4 роки з мінімально допустимого значення у 5 років (термін корисного використання), значення економічної ефективності показало, що варіант є прибутковим та є рекомендованим до реалізації.

## Висновок

У кваліфікаційній роботі стояла задача створити ефективний режим роботи мережі високої напруги з підтримкою якості напруги, були розглянуті основні методи виконання даної задачі, як об'єкт проектування була обрана кільцева мережа 150 кВ на 4 підстанції.

Було виконано та проаналізовано розрахунки: потужностей на підстанціях у максимальному та мінімальному режимі, струмів у мережі та загальних втрат електричної енергії у мережі.

Після аналізу виконаних розрахунків у розділі 1.2.3 було прийнято рішення не замінювати проводи у мережі, так як наявні марки проводу відповідають вимогам.

Загальним джерелом підтримки ефективної роботи мережі була обрана компенсація реактивної енергії, як пристрій компенсації була обрана комплектна конденсаторна установка УКРМ-6.3-1125 ЛУЗ, які встановлені на підстанціях ПС 3 та ПС 4, втрати у мережі зменшилися більше ніж на 20%.

Для підтримки якості напруги було обрано метод регулювання напруги у мережі, а саме регулювання пристроєм РПН трансформаторів на підстанціях, у розділі 1.2.6 визначені напруги на шинах підстанцій та відгалуження на яких будуть працювати трансформатори у максимальному та мінімальному режимі, також для порівняння значень напруги було розраховано значення до компенсації реактивної потужності.

В економічному розділі було обґрунтовано впровадження проектних рішень з технічно – економічної сторони, загальний термін окупності склав 4 роки, що показує – проект рекомендований до реалізації.

## Список використаних джерел

1. Г. А. Кігель, Г. Г. Півняк Електричні мережі систем електропостачання: Навч. посібник. - Дніпро: Національний технічний університет “Дніпровська політехніка”.
2. Г. Г. Півняк, Г. О. Кігель, Н. С. Волотковська. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання: Навч. посібник/За ред. Г. Г. Півняка – 3 вид. Перероблене та доп. - Дніпро: Національний технічний університет “Дніпровська політехніка”..
3. Довідник із проектування електроенергетичних систем. / Під. ред. С. С. Рокотяна та І. М. Шапіро. - М.: Вища школа.
4. Електричні системи та мережі. / Н. В. Буслова, В. Н. Винославський, Г. І. Денисенко, В. С. Перхач: За ред. Г. І. Денисенка. - К.: Вища шк.
5. В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією – Київ: Національний технічний університет “Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського”
6. <https://della.ua/>
7. <https://electrocontrol.com.ua/>
8. Особливі режими електричних мереж – Півняк Г.Г., Шидловський А.К, Кігель Г.А., Рибалко А.Я., Хованська О.І. ;

**ДОДАТОК А**  
Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4		Пояснювальна записка	63	
5					
6			Графічні матеріали		
7	A1		Однолінійна схема мережі 150 кВ базовий варіант	1	
8	A1		Однолінійна схема мережі 150 кВ проектний варіант	1	
9	A1		Однолінійна схема трансформаторної підстанції 150 кВ	1	
10	A1		Електрична схема та габаритне креслення УКРМ-6.3-1125 ЛУЗ	1	