

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва та транспорту
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ___ “ _____ 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої освіти
на тему:
**«Розробка методики проектування системи
електропостачання промислового району з
впровадженням іноваційних технологій у
високовольтних мережах»**

Виконав здобувач вищої освіти
__II__ курсу, групи ЕЕ-24 М
ОПІ «Електротехнічні системи
електроспоживання» 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Данило ОРШЛЕТТ
« ___ » _____ 2025 р.

Керівник роботи к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
« ___ » _____ 2025 р.

Рецензент

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва та транспорту
Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту
Освітній ступінь магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Завідувач кафедри
Плешков П.Г.
« » 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Орилетт Данило Олександрович
(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Розробка методики проектування системи електропостачання промислового району з впровадженням іноваційних технологій у високовольтних мережах
Development of a methodology for designing power supply systems for industrial areas with the introduction of innovative technologies in high-voltage networks
2. Керівник роботи (проекту) Плешков Петро Григорович, к.т.н., професор
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)
3. Строк подання студентом роботи до захисту 5.12.2022 р.
4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Вступ; Методика розрахунку електричних навантажень виробничих приміщень; Формування та аналіз графіків електричних навантажень підприємства; Побудова картограми електричних навантажень та вибір місця розташування ГЗП; Вибір напруги та електричних схем системи зовнішнього і внутрішнього електропостачання; Вибір раціональної схеми мережі живлення району; Інноваційні підходи до підвищення провідності та надійності магістральних електричних мереж; Охорона праці в розподільчих високовольтних мережах; Висновки

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

| Розділ | Консультант | Підпис, дата | |
|----------------------|-----------------------------------|----------------|------------------|
| | | Завдання видав | Завдання прийняв |
| <i>Охорона праці</i> | <i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i> | | |
| | | | |
| | | | |

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|--|-------------------------------|----------|
| 1 | <i>Вступ</i> | <i>06.10.25</i> | |
| 2 | <i>Методика розрахунку електричних навантажень виробничих приміщень</i> | <i>13.10.25</i> | |
| 3 | <i>Формування та аналіз графіків електричних навантажень підприємства</i> | <i>20.10.25</i> | |
| 4 | <i>Побудова картограми електричних навантажень та вибір місця розташування ГЗП</i> | <i>27.10.25</i> | |
| 5 | <i>Вибір напруги та електричних схем системи зовнішнього і внутрішнього електропостачання</i> | <i>03.11.25</i> | |
| 6 | <i>Вибір раціональної схеми мережі живлення району</i> | <i>10.11.25</i> | |
| 7 | <i>Інноваційні підходи до підвищення провідності та надійності магістральних електричних мереж</i> | <i>17.11.25</i> | |
| 8 | <i>Охорона праці в розподільчих високовольтних мережах</i> | <i>21.11.25</i> | |
| 9 | <i>Висновки</i> | <i>24.11.22</i> | |
| 10 | <i>Оформлення пояснювальної записки МР</i> | <i>28.11.25</i> | |
| 11 | <i>Оформлення презентаційної частини МР</i> | <i>01.12.25</i> | |

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис керівника _____

Петро ПЛЄШКОВ

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис здобувача _____

Данило ОРШЛЕТТ

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота: 96 с.; 18 рис.; 11 табл.; 14 джерел.

Оршлетт Д.О. Розробка методики проектування системи електропостачання промислового району з впровадженням інноваційних технологій у високовольтних мережах. – Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2025 рік.

Магістерська робота присвячена розробці та обґрунтуванню методики проектування системи електропостачання промислового району з урахуванням сучасних тенденцій розвитку енергетичної галузі, впровадженням інноваційних технічних рішень та цифрових технологій у високовольтних мережах. У дослідженні розглядаються питання формування електричних навантажень, вибору оптимальних схем електропостачання, визначення номінальних напруг, вибору силових трансформаторів, аналізу потоків активної та реактивної потужності, а також застосування керованих компенсаційних пристроїв і систем гнучкого управління режимами.

Розроблено рекомендації щодо впровадження інноваційних технологій у високовольтних мережах: систем стабілізації напруги, адаптивної компенсації реактивної потужності, автоматизованих систем контролю та управління режимами (Smart Grid), які забезпечують зменшення втрат, покращення якості електроенергії та підвищення стійкості мережі.

Ключові слова: електропостачання, високовольтні мережі, промисловий район, FACTS, компенсація, трансформатор, картограма навантажень, енергоефективність, Smart Grid, проектування мереж.

ABSTRACT

Qualification work: 96 p.; 18 fig.; 11 tables; 14 sources.

Orshlett D.O. Development of a methodology for designing an industrial district power supply system with the introduction of innovative technologies in high-voltage networks. – Manuscript.

Master's thesis in specialty 141 "Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Electrical engineering systems of electricity consumption". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

The master's thesis is devoted to the development and justification of a methodology for designing an industrial district power supply system taking into account modern trends in the development of the energy industry, the introduction of innovative technical solutions and digital technologies in high-voltage networks. The study considers the issues of forming electrical loads, choosing optimal power supply schemes, determining rated voltages, choosing power transformers, analyzing active and reactive power flows, as well as the use of controlled compensation devices and flexible mode control systems.

Recommendations have been developed for the implementation of innovative technologies in high-voltage networks: voltage stabilization systems, adaptive reactive power compensation, automated mode control and management systems (Smart Grid), which ensure reduced losses, improved electricity quality, and increased network stability.

Keywords: power supply, high-voltage networks, industrial area, FACTS, compensation, transformer, load map, energy efficiency, Smart Grid, network design.

ЗМІСТ

| | | |
|-----|---|----|
| | ВСТУП..... | 8 |
| 1 | МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВИРОБНИЧИХ ПРИМІЩЕНЬ..... | 10 |
| 1.1 | Визначення навантаження системи робочого освітлення..... | 10 |
| 1.2 | Розрахунок силових електричних навантажень у мережах напругою до 1 кВ..... | 11 |
| 1.3 | Оцінювання електричних навантажень у мережах високої напруги (понад 1 кВ) | 14 |
| 2 | ФОРМУВАННЯ ТА АНАЛІЗ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА..... | 17 |
| 2.1 | Добові графіки активного та реактивного навантажень..... | 17 |
| 2.2 | Річні графіки електроспоживання..... | 17 |
| 2.3 | Розрахунок річних витрат активної та реактивної енергії..... | 18 |
| 2.4 | Час використання максимуму навантаження..... | 19 |
| 2.5 | Тривалість найбільших втрат..... | 19 |
| 2.6 | Підсумкові показники..... | 19 |
| 3 | ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГЗП... | 20 |
| 3.1 | Методика побудови картограми електричних навантажень..... | 20 |
| 3.2 | Визначення центру електричних навантажень (ЦЕН) | 21 |
| 3.3 | Приклад розрахунку..... | 21 |
| 3.4 | Вибір місця розташування ГЗП..... | 22 |
| 4 | ВИБІР НАПРУГИ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ СИСТЕМИ ЗОВНІШНЬОГО І ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТА- ЧАННЯ..... | 23 |
| 4.1 | Основні фактори, що впливають на вибір рівня напруги..... | 23 |
| 4.2 | Варіанти зовнішнього електропостачання для підприємства..... | 23 |
| 4.3 | Методика визначення зведених витрат..... | 24 |

| | | |
|-----|---|----|
| 4.4 | Порівняльний аналіз варіантів зовнішнього електропостачання 35 кВ та 110 кВ..... | 25 |
| 5 | ВИБІР РАЦІОНАЛЬНОЇ СХЕМИ МЕРЕЖІ ЖИВЛЕННЯ РАЙОНУ..... | 30 |
| 5.1 | Вибір схеми з'єднань ліній електричної мережі..... | 30 |
| 5.2 | Визначення раціонального класу напруги для магістральних та розподільчих ліній..... | 32 |
| 5.3 | Аналіз формування та покриття навантаження активною й реактивною потужністю у високовольтній мережі району..... | 34 |
| 5.4 | Обґрунтування вибору потужності трансформаторів районних підстанцій..... | 37 |
| 5.5 | Вибір перерізів проводів повітряних ліній..... | 39 |
| 6 | ІННОВАЦІЙНІ ПІДХОДИ ДО ПІДВИЩЕННЯ ПРОВІДНОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ..... | 44 |
| 6.1 | Системи дальньої електропередачі: сучасний стан та загальні принципи..... | 44 |
| 6.2 | Компактні та самокомпенсуючі магістральні лінії: принципи, характеристики та сучасні рішення..... | 52 |
| 6.3 | FACTS-пристрої - основа сучасного управління потоками потужності..... | 56 |
| 6.4 | Оцінювання ефективності систем керування з урахуванням параметрів магістральних ліній..... | 64 |
| 6.5 | Чотирифазні системи електропередачі..... | 66 |
| 6.6 | Передачі постійного струму HVDC та технічні переваги..... | 68 |
| 6.7 | Аналіз та моделювання режимів роботи магістральних повітряних ліній напругою 750 кВ протяжністю 1000 км..... | 75 |
| 6.8 | Робота системи передачі з установками поздовжньої компенсації (УПК) | 78 |
| 6.9 | Робота системи передачі з керованою поперечною | |

| | | |
|-----|--|----|
| | компенсацією..... | 81 |
| 7 | ОХОРОНА ПРАЦІ В РОЗПОДІЛЬЧИХ ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖАХ..... | 89 |
| 7.1 | Загальні положення та значення охорони праці..... | 89 |
| 7.2 | Аналіз основних небезпек у високовольтних мережах..... | 89 |
| 7.3 | Організаційні заходи безпеки..... | 90 |
| 7.4 | Технічні заходи безпеки..... | 90 |
| 7.5 | Системи заземлення та вирівнювання потенціалів..... | 91 |
| 7.6 | Засоби індивідуального та колективного захисту..... | 91 |
| 7.7 | Пожежна безпека в розподільчих мережах..... | 91 |
| 7.8 | Перспективні технології підвищення безпеки..... | 92 |
| | ВИСНОВКИ..... | 93 |
| | СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... | 95 |

ВСТУП

Сучасні промислові райони формують значне та динамічно змінне електричне навантаження, що вимагає від системи електропостачання високої гнучкості, надійності та адаптивності. Концентрація енергоємних виробництв, поява електроприводів з регульованою швидкістю, впровадження автоматизованих ліній та розвиток комунальної інфраструктури істотно ускладнюють роботу мереж напругою 35–150 кВ. На цьому фоні традиційні підходи до проектування систем електропостачання вже не забезпечують необхідного рівня енергоефективності та операційної стійкості.

Паралельно з ускладненням режимів роботи мереж відбувається технологічна трансформація електроенергетики, пов'язана з цифровізацією та появою нових технічних рішень. Цифрові підстанції, стандартизація обміну даними, впровадження високотемпературних проводів, розвиток систем гнучкого керування потоками потужності (FACTS), дистанційний моніторинг параметрів високовольтних ліній, а також технології Smart Grid створюють якісно нові можливості для оптимізації роботи мереж. Використання таких рішень дозволяє зменшити втрати, підвищити надійність живлення промислових споживачів, покращити керованість і забезпечити швидке реагування на аварійні ситуації.

В цих умовах актуальною стає розробка методики проектування системи електропостачання промислового району, яка враховуватиме як класичні інженерні принципи, так і інноваційні технології високовольтних мереж. Така методика має базуватися на комплексному аналізі структури навантажень, моделюванні електричних режимів, оцінюванні надійності, виборі оптимальної конфігурації вузлових підстанцій та ліній, а також на визначенні ефекту від інтеграції сучасних цифрових та енергоефективних рішень.

Робота спрямована на формування універсального підходу до проєктування електропостачальних систем, який дозволяє одночасно підвищити технічну ефективність мережі, зменшити експлуатаційні витрати та забезпечити умови для подальшої модернізації інфраструктури в рамках концепції «розумних» електромереж.

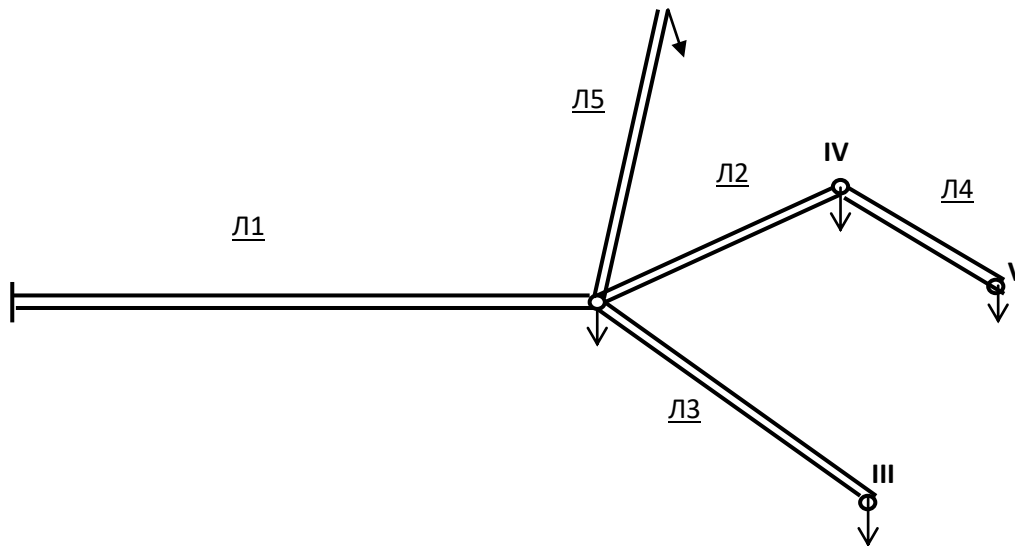


Рисунок 1.1 - Розташування підстанцій району

1 МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВИРОБНИЧИХ ПРИМІЩЕНЬ

Оцінювання навантажень споживачів електроенергії виконується за підходом, що ґрунтується на методі впорядкованих діаграм, який дозволяє коректно врахувати реальний графік роботи обладнання і характер зміни потужності в часі.

1.1 Визначення навантаження системи робочого освітлення

Розрахунок електроспоживання освітлювальних установок здійснюється на підставі питомого споживання на 1 м² площі приміщення. Усталена потужність освітлення визначається за виразом:

$$P_{уст} = p_0 \cdot F, \quad (1.1)$$

де p_0 - питома потужність установок освітлення, кВт/м²;

F - корисна площа приміщення, м².

Розрахункова активна потужність системи освітлення визначається з урахуванням коефіцієнта попиту та поправки на пускорегулювальну апаратуру:

$$P_p = K_n \cdot K_c \cdot P_{уст}, \quad (1.2)$$

де K_n - коефіцієнт попиту;

K_c - коефіцієнт врахування втрат у ПРА (для сучасних електронних ПРА приймається 1,15–1,2 в залежності від типу обладнання).

Реактивна складова освітлювального навантаження визначається за формулою:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.3)$$

Для сучасних LED-світильників, які нині активно витісняють люмінесцентні лампи, типовим є коефіцієнт потужності 0,95–0,98, що значно зменшує реактивну складову навантаження. У розрахунку, наведеному нижче, використано люмінесцентні джерела зі значенням $\cos\varphi=0,9$.

Приклад визначення освітлювального навантаження

Виробничий корпус:

Площа приміщення: 7200 м².

Питома потужність: 19 Вт/м².

Коефіцієнт попиту: 0,94.

$\cos\varphi = 0,90 \rightarrow \operatorname{tg}\varphi = 0,484$.

Усталена потужність:

$P_y = 19 \cdot 7200 \cdot 10^{-3} = 136,8$ кВт.

Розрахункове активне навантаження:

$P_p = 1,2 \cdot 136,8 \cdot 0,94 = 154,2$ кВт.

Розрахункове реактивне навантаження:

$Q_p = 154,2 \cdot 0,484 = 74,6$ квар.

Розрахунки для інших виробничих приміщень виконуються аналогічно.

1.2 Розрахунок силових електричних навантажень у мережах напругою до 1 кВ

Оцінювання силових навантажень у розподільчих мережах низької напруги виконується за стандартною методикою, яка передбачає поетапне визначення параметрів електроприймачів кожного вузла навантаження.

Послідовність розрахунків включає такі кроки:

а) в межах розрахункового вузла підсумовують кількість електроприймачів і їх номінальні потужності;

б) визначають середні активні та реактивні навантаження групи працюючого обладнання;

в) обчислюють груповий коефіцієнт використання та середньозважений коефіцієнт потужності;

- г) встановлюють ефективну кількість електроприймачів;
- д) за таблицями або номограмами визначають коефіцієнт максимуму та максимальне навантаження групи;
- е) якщо у вузлі присутні приймачі зі сталим графіком роботи, окремо враховують їх встановлену та середню потужності;
- ж) підсумовують отримані значення, формуючи загальне розрахункове силове навантаження на вузол.

Активне розрахункове навантаження визначають за формулою:

$$P_p = P_{зм} \cdot K_m, \quad (1.4)$$

де $P_{зм}$ - середня активна потужність групи ЕП в найбільш завантажену зміну;

K_m - коефіцієнт максимуму.

Коефіцієнт K_m визначаємо по таблицям або за формулами в залежності від значення групового коефіцієнта використання і ефективного числа ЕП в групі або в вузлі навантаження.

Груповий коефіцієнт використання знаходять з виразу:

$$K_g = \frac{\sum P_n}{\sum P_{зм}}, \quad (1.5)$$

де $P_{зм}$ та P_n - відповідно середня та встановлена потужність групи електроприймачів.

Ефективну кількість електроприймачів визначають за відношенням:

$$m = \frac{P_{н \max}}{P_{н \min}}, \quad (1.6)$$

і, якщо $m \geq 3$ та $K_g > 0,2$ застосовують залежність:

$$n_{ef} = n \cdot K_g.$$

При цьому значення n_{ef} не може перевищувати реальну чисельність групи.

Розрахункове реактивне навантаження визначають так:

$$Q_p = Q_{зм}$$

якщо $n_{ef} > 10$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{зм} \quad (1.71)$$

якщо $n_{ef} \leq 10$, де

$$Q_{зм} = P_{зм} \cdot \operatorname{tg} \varphi.$$

Максимальне повне навантаження:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.8)$$

Для електроприймачів повторно-короткочасного режиму застосовують формулу:

$$P_{н\text{екв}} = P_n \cdot \sqrt{\frac{t_p}{t_{ц}}}, \quad (1.9)$$

де t_p – час роботи, $t_{ц}$ – тривалість циклу.

Приклад розрахунку силового навантаження для головного виробничого корпусу.

Вихідні дані:

Кількість ЕП $n = 460$; $P_{n\max} = 48$ кВт; $P_{n\min} = 2,2$ кВт; $\Sigma P_n = 6450$ кВт;
 $K_g = 0,40$; $\cos \varphi = 0,77 \rightarrow \operatorname{tg} \varphi = 0,88$.

1. Середнє активне навантаження:

$$P_{зм} = 0,40 \cdot 6450 = 2580 \text{ кВт.}$$

2. Середнє реактивне:

$$Q_{зм} = 2580 \cdot 0,88 = 2270,4 \text{ квар.}$$

3. Ефективна кількість ЕП:

$$n_{ef} = 2 \cdot 6450 / 48 \approx 268.$$

4. Коефіцієнт максимуму:

$$K_m = 1.$$

5. Розрахункові навантаження:

$$P_p = 2580 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 2270,4 \text{ квар.}$$

6. Повне навантаження:

$$S_p = \sqrt{(2580^2 + 2270,4^2)} = 3430 \text{ кВА.}$$

Сумарне навантаження підприємства:

$$P = 6840 \text{ кВт};$$

$$Q = 5750 \text{ квар.}$$

1.3 Оцінювання електричних навантажень у мережах високої напруги (понад 1 кВ)

Під час розрахунку електричних навантажень у системах живлення напругою вище 1000 В основними вузлами визначення є збірні шини розподільних пунктів 6–10 кВ, до яких приєднані трансформаторні підстанції підприємства. Тому перед тим, як перейти до самого розрахунку, необхідно встановити кількість трансформаторних підстанцій, їхню номінальну потужність та оптимальне розміщення у виробничій зоні. Для цього зазвичай використовують картограму навантаження, що відображає просторовий розподіл споживачів та їх потужностей.

Порядок визначення навантажень у мережах понад 1 кВ передбачає такі етапи:

а) Підсумовують номінальні потужності всіх силових електроприймачів, що живляться від конкретної трансформаторної підстанції, незалежно від їх робочої напруги.

б) Обчислюють середні активні навантаження та груповий коефіцієнт використання відповідних електроприймачів.

в) На основі отриманих величин визначають ефективну кількість електроприймачів, коефіцієнт максимуму й максимальні навантаження.

г) Додають освітлювальні навантаження, розраховані окремо.

д) Враховують втрати потужності в силових трансформаторах, які визначаються за формулами:

Втрати активної потужності:

$$\Delta P = n (\Delta P_x + \Delta P_k \cdot k_z^2), \quad (1.10)$$

Втрати реактивної потужності:

$$\Delta Q = n \left(\frac{I_x \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{U_k \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot k_z^2}{100} \right) \quad (1.11)$$

де n - кількість трансформаторів;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ - втрати холостого ходу та короткого замикання, кВт;

I_x - струм холостого ходу, %;

U_k - напруга короткого замикання, %;

$S_{\text{НОМ}}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА;

k_z - коефіцієнт завантаження трансформатора.

е) Після врахування всіх складових формують середнє та розрахункове навантаження підстанції.

Остаточне навантаження підприємства на головних збірних шинах визначають аналогічно, із сумуванням результатів по кожній ТП та урахуванням компенсаційних пристроїв. Якщо у вузлі встановлено синхронні двигуни або конденсаторні батареї, то їх реактивну потужність у розрахунках беруть зі знаком «-».

Приклад розрахунку навантаження понад 1 кВ (для КТП-6)

1. Розрахункові навантаження електроприймачів:

Активне навантаження:

$$P_p = 1310,42 \text{ кВт}$$

Реактивне навантаження:

$$Q_p = 928,17 \text{ кВар}$$

2. Освітлювальні навантаження:

$$P_{\text{осв}} = 79,85 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{осв}} = 38,41 \text{ кВар}$$

3. Загальне навантаження підстанції:

$$P_{\Sigma}=1310,42+79,85=1390,27 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma}=928,17+38,41=966,58 \text{ кВар}$$

4. Вибір трансформаторів

Для забезпечення живлення та компенсації реактивної потужності доцільно прийняти два силових трансформатори ТМЗ-1000/10.

Коефіцієнт завантаження:

$$k_z = \frac{1390,27}{2 \cdot 1000} = 0,695$$

Технічні параметри ТМЗ-1000/10:

$$U_k=5,5\% , \Delta P_k=11,5 \text{ кВт}, \Delta P_x=2,0 \text{ кВт}, I_x=1,3\%$$

Втрати в обох трансформаторах:

$$\text{Активні втрати } \Delta P=2(2,0+11,5 \cdot 0,6952)=16,05 \text{ кВт}$$

$$\text{Реактивні втрати } \Delta Q=2(0,013 \cdot 1000+0,055 \cdot 1000 \cdot 0,6952)=81,24 \text{ кВар}$$

5. Загальне навантаження для КТП-6

$$P_p=1390,27+16,05=1406,32 \text{ кВт}$$

$$Q_p=966,58+81,24=1047,82 \text{ кВар}$$

Повна потужність:

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \approx 1,75 \text{ МВА}$$

6. Загальне навантаження підприємства

З урахуванням високовольтних електроприймачів (великих двигунів), додаткових навантажень 6–10 кВ, роботи компенсуючих пристроїв, отримуємо:

$$P_{\text{рзаг}}=22,10 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{рзаг}}=3,33 \text{ МВАр}$$

2 ФОРМУВАННЯ ТА АНАЛІЗ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА

Побудова добових та річних графіків електричних навантажень є базовою частиною методики проектування системи електропостачання промислового району, оскільки дозволяє оцінити режимну поведінку мережі, визначити необхідну встановлену потужність трансформаторів, проаналізувати напруговий режим та уточнити показники енерговикористання підприємства.

2.1 Добові графіки активного та реактивного навантажень

На основі результатів експериментальних вимірювань, виконаних у різні періоди року, будуються добові графіки активної $P(t)$, реактивної $Q(t)$ та повної потужності $S(t)$. Для промислових підприємств характерними є значні добові коливання навантажень, пов'язані зі змінами технологічних процесів, перервами у роботі обладнання та комутацією допоміжних систем.

Графіки розробляються окремо для:

- зимового робочого дня;
- зимового вихідного дня;
- літнього робочого дня;
- літнього вихідного дня.

Відмінності між сезонними графіками зумовлені тривалістю світлової частини доби, змінами у пікових навантаженнях систем опалення та вентиляції, а також нерівномірністю технологічних циклів.

2.2 Річні графіки електроспоживання

Річний графік за тривалістю будується шляхом упорядкування усіх добових значень активної потужності за спаданням. Такий графік дозволяє:

- визначити середньорічний коефіцієнт потужності;
- обчислити розрахункові витрати активної та реактивної енергії;
- визначити кількість годин використання максимуму;
- оцінити тривалість найбільших втрат у мережі.

Кількість днів робочих і вихідних приймається за виробничим календарем:

- зимовий період: 147 робочих днів, 65 вихідні;
- літній період: 105 робочі дні, 48 вихідних.

2.3 Розрахунок річних витрат активної та реактивної енергії

Для розрахунку використовуються середні добові навантаження, отримані з побудованих графіків. Формули залишаються стандартними, але розрахункові значення - нові.

Активна енергія за рік:

$$W_P = \sum_{i=1}^4 P_{cp,i} \cdot T_i, \quad (2.1)$$

де $P_{cp,i}$ - середнє активне навантаження для відповідного типу доби;
 T_i - кількість таких діб у році.

Реактивна енергія за рік:

$$W_Q = \sum_{i=1}^4 Q_{cp,i} \cdot T_i. \quad (2.2)$$

Таблиця 3.1 - Вихідні середні навантаження.

| № | Тип доби | Рсер, МВт | Qсер, МВАр |
|---|------------------|-----------|------------|
| 1 | Зимовий робочий | 17,2 | 12,4 |
| 2 | Зимовий вихідний | 10,8 | 7,9 |
| 3 | Літній робочий | 15,6 | 10,7 |
| 4 | Літній вихідний | 9,3 | 6,5 |

Розрахунок активної енергії:

$$W_p = 17,2 \cdot 150 + 10,8 \cdot 62 + 15,6 \cdot 103 + 9,3 \cdot 50 = 2580 + 670 + 1607 + 465 = 5322 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

Розрахунок реактивної енергії:

$$W_Q = 12,4 \cdot 150 + 7,9 \cdot 62 + 10,7 \cdot 103 + 6,5 \cdot 50 \\ = 1860 + 490 + 1102 + 325 = 3777 \text{ Мвар} \cdot \text{год.}$$

2.4 Час використання максимуму навантаження

$$T_{\max} = \frac{W_P}{P_{\max}} \quad (2.3)$$

Для оновленого значення максимуму потужності приймемо:

$$P_{\max} = 22,8 \text{ МВт.}$$

Тоді:

$$T_{\max} = 5322 / 2,8 = 2332 \text{ год.}$$

2.5 Тривалість найбільших втрат

Втрати пропорційні квадрату навантаження, тому:

$$\tau = \frac{W_{P^2}}{P_{\max}^2}, \quad (2.4)$$

де W_{P^2} - інтеграл квадрата навантаження за рік.

З урахуванням графіка за тривалістю отримано:

$$W_{P^2} = 91,4 \cdot 103 \text{ МВт}^2 \cdot \text{год.}$$

Тоді:

$$\tau = 91,4 \cdot 10^3 / (22,8)^2 = 1761 \text{ год.}$$

2.6 Підсумкові показники

- Річне споживання активної енергії: 5322 МВт·год
- Річне споживання реактивної енергії: 3777 Мвар·год
- Час використання максимуму: = 2332 год
- Тривалість максимальних втрат: = 1761 год

Ці параметри використовуються для оцінювання режимів навантаження трансформаторних підстанцій, вибору компенсаційних пристроїв, визначення економічних втрат та побудови подальших етапів проєктування системи електропостачання.

3 ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГЗП

Раціональне розміщення головної знижувальної підстанції (ГЗП) є ключовим етапом проектування системи електропостачання промислового району. Вдалий вибір місця встановлення підстанції дає можливість мінімізувати довжину кабельних і повітряних ліній, зменшити втрати потужності, оптимізувати перетоки енергії та забезпечити потрібну надійність живлення.

Одним із найбільш наочних інженерних методів визначення оптимального місця розташування підстанції є картограма електричних навантажень, що відображає просторовий розподіл споживаної потужності на території підприємства.

3.1 Методика побудови картограми електричних навантажень

Для побудови картограми навантажень розрахункові потужності окремих цехів зображаються на генеральному плані підприємства в вигляді кіл, площа яких пропорційна повному навантаженню відповідного виробничого об'єкта. Такий метод забезпечує наочну оцінку розподілу споживання потужності та дозволяє графічно визначити центр електричного навантаження (ЦЕН).

Площа кола, що представляє цех, визначається:

$$S_i = \frac{P_i}{m}, \quad (3.1)$$

де P_i - повне розрахункове навантаження цеху, кВА;

m - масштабний коефіцієнт, кВт/мм².

Відповідно радіус кола становить:

$$R_i = \sqrt{\frac{S_i}{\pi}} = \sqrt{\frac{P_i}{m\pi}}.$$

На картограму додатково наносять освітлювальні навантаження у вигляді секторів кола. Центральний кут сектору:

$$\alpha_i = \frac{S_{осв,i}}{S_i} \cdot 360^\circ, \quad (3.2)$$

де $S_{осв,i}$ - площа, що представляє освітлювальне навантаження.

3.2 Визначення центру електричних навантажень (ЦЕН)

Для обґрунтованого вибору місця встановлення ГЗП розраховується центр електричних навантажень - геометрична точка, відстань від якої до всіх споживачів мінімізує сумарну довжину та втрати в мережі.

Координати центра електричного навантаження розраховуються як:

$$X = \frac{\sum P_i X_i}{\sum P_i}, \quad Y = \frac{\sum P_i Y_i}{\sum P_i}, \quad (3.3)$$

де X_i, Y_i - координати центра i -го цеху,

P_i -повне розрахункове навантаження.

Отримана точка є рекомендованою позицією для розташування ГЗП з урахуванням мінімізації перетоків потужності.

3.3 Приклад розрахунку

Розглянемо приклад розрахунку навантажень і положення кола для машинного корпусу.

Нехай повне навантаження машинного корпусу становить:

$$P_{mk}=5200 \text{ кВА},$$

а обраний масштаб:

$$m=0,55 \text{ кВт/мм}^2.$$

Тоді площа кола:

$$S=5200/0,55=9454,5 \text{ мм}^2,$$

радіус:

$$R = \sqrt{\frac{9454.5}{\pi}} \approx 54.8 \text{ мм.}$$

Припустимо, освітлювальне навантаження цеху становить:

$$P_{осв}=310 \text{ кВт,}$$

що дає площу:

$$S_{осв}=310/0,55=563,6 \text{ мм}^2,$$

і відповідний центральний кут сектору:

$$\alpha = \frac{563.6}{9454.5} \cdot 360^\circ \approx 21.4^\circ.$$

3.4 Вибір місця розташування ГЗП

Після нанесення усіх кіл на картограму розраховується центр електричного навантаження для підприємства.

Припустимо, після обробки даних отримано:

$$X_{ЦЕН}=14,8 \text{ см, } Y_{ЦЕН}=9,2 \text{ см.}$$

З урахуванням конструктивних обмежень, правил ПУЕ, необхідності скорочення довжини мереж та резервування було прийнято розміщення ГЗП у точці:

$$X=15,0 \text{ см, } Y=9,0 \text{ см.}$$

Це забезпечує оптимальну конфігурацію високовольтної мережі підприємства.

4 ВИБІР НАПРУГИ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ СИСТЕМИ ЗОВНІШНЬОГО І ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Раціональна побудова системи електропостачання промислового району значною мірою залежить від оптимального вибору рівня напруги та схеми живлення. Від цих рішень залежить пропускна здатність мережі, техніко-економічні показники, величина втрат, а також надійність функціонування промислового комплексу.

4.1 Основні фактори, що впливають на вибір рівня напруги

Під час вибору рівня напруги системи зовнішнього електропостачання враховуються такі ключові параметри:

- розрахункове повне навантаження підприємства;
- напруга в наявних вузлах системи передачі, до яких можливе підключення;
- відстань від джерела живлення до об'єкта;
- необхідний рівень надійності електропостачання;
- умови розвитку підприємства у перспективі;
- можливість резервування;
- технічні обмеження щодо струмів КЗ, втрат потужності і допустимих відхилень напруги.

Оптимальне значення напруги визначається так, щоб забезпечити мінімальні сумарні витрати при дотриманні вимог ПУЕ щодо якості електроенергії та надійності живлення.

4.2 Варіанти зовнішнього електропостачання для підприємства

Для промислового району з розрахунковим навантаженням:

$S_p=21,32$ МВА, передбачається живлення від найближчої підстанції енергосистеми 110/35/10 кВ, яка розташована на відстані $L=23,2$ км.

Таким чином, для техніко-економічного порівняння доцільно розглянути два варіанти:

1. Зовнішнє електропостачання напругою 110 кВ (з передачею енергії до ГЗП через повітряну або кабельну лінію класу 110 кВ).

2. Зовнішнє електропостачання напругою 35 кВ (за умови, що у джерела є виводи 35 кВ і прийнятний рівень короткочасних перевантажень).

Остаточний вибір робиться на основі порівняння зведених річних витрат.

4.3 Методика визначення зведених витрат

Для кожного варіанта обчислюється показник зведених витрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + C_i + C_{\text{втр},i} + U_i,$$

де E_n - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень;

K_i - капітальні витрати за варіантом;

C_i - експлуатаційні витрати;

$C_{\text{втр},i}$ - вартість втрат електроенергії;

U_i - ймовірний збиток від перерв електропостачання.

4.3.1. Поточні витрати

Поточні витрати включають амортизацію і витрати на обслуговування:

$$C_i = C_{ai} + C_{ei}.$$

4.3.2. Вартість втрат електроенергії

$$C_{\text{втр}} = c_0 \cdot \Delta W,$$

де c_0 - тариф на втрати електроенергії.

Втрати енергії в лініях:

$$\Delta W = \Delta P_{1\text{км}} \cdot l_{\Sigma} \cdot K_z \cdot \tau,$$

де $\Delta P_{1\text{км}}$ - втрати потужності на 1 км;

K_z - коефіцієнт завантаження;

τ - час максимальних втрат (год).

Втрати у трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_x \cdot t + \Delta P_k \cdot K_z^2 \cdot t,$$

де t - кількість годин роботи за рік.

4.4 Порівняльний аналіз варіантів зовнішнього електропостачання 35 кВ та 110 кВ

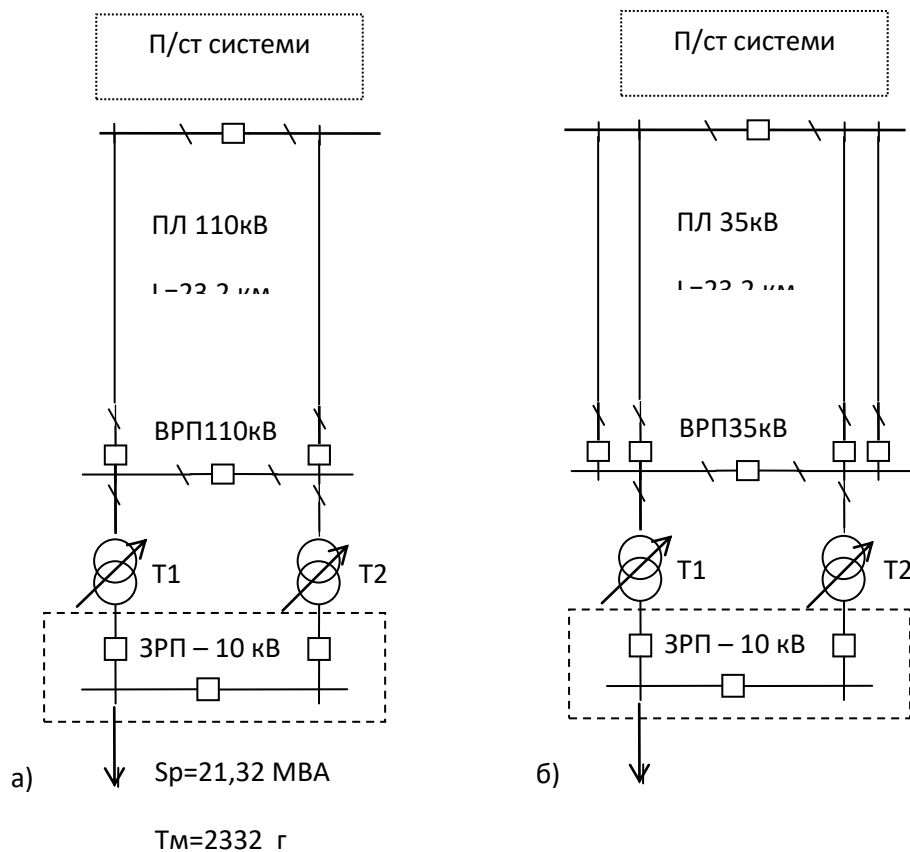


Рисунок 4.1 - Схеми зовнішнього електропостачання заводу

Розрахункове навантаження промислового району приймаємо:

$$S_p=21,32 \text{ МВА.}$$

Після попередньої компенсації реактивної потужності задаємося значенням $\text{tg}\varphi=0,15$, звідки:

$$\cos \varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + \text{tg}^2 \varphi}} \approx 0,989.$$

Тоді активна та реактивна потужності району:

$$P_p = S_p \cos \varphi = 21,32 \cdot 0,989 = 21,08 \text{ МВт},$$

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi = 21,08 \cdot 0,15 = 3,16 \text{ МВАр}.$$

Відстань між підстанцією енергосистеми та промисловим районом:

$$L = 23,2 \text{ км}.$$

Розглядаються два варіанти системи зовнішнього електропостачання:

- Варіант 1 – передача потужності напругою 110 кВ;
- Варіант 2 – передача потужності напругою 35 кВ.

Для оцінки техніко-економічної доцільності враховується також сучасна середня кінцева ціна електроенергії для промислових споживачів (разом із передачею та розподілом) $c_0 = 7,41$ грн/кВт·год

4.4.1 Вибір типу проводу та розрахунок струмів

Струм у трифазній лінії:

$$I = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_n}.$$

Варіант 110 кВ:

$$I_{110} = \frac{21,32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \approx 112 \text{ А}.$$

Для такого струму доцільно застосувати провід типу АС-240, для якого приймемо активний опір $R_{110} = 0,125$ Ом/км.

Варіант 35 кВ:

$$I_{35} = \frac{21,32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} \approx 352 \text{ А}.$$

Для цього струму приймаємо провід АС-150 з орієнтовним опором:

$$R_{35} = 0,206 \text{ Ом/км}.$$

4.4.2 Розрахунок втрат потужності в лініях

Втрати активної потужності у трифазній лінії на 1 км:

$$\Delta P_{1 \text{ км}} = 3I^2 R.$$

Варіант 110 кВ:

$$\Delta P_{1\text{км},110} = 3 \cdot (112)^2 \cdot 0,125 \approx 4,7 \text{ кВт/км.}$$

Повні втрати потужності на всій довжині:

$$\Delta P_{110} = \Delta P_{1\text{км},110} \cdot L \approx 4,7 \cdot 23,2 \approx 109 \text{ кВт.}$$

Це приблизно:

$$\frac{\Delta P_{110}}{P_p} \approx 0,52 \text{ \%}.$$

Варіант 35 кВ:

$$\Delta P_{1\text{км},35} = 3 \cdot (352)^2 \cdot 0,206 \approx 76,4 \text{ кВт/км,}$$

$$\Delta P_{35} = 76,4 \cdot 23,2 \approx 1773 \text{ кВт,}$$

що становить:

$$\frac{\Delta P_{35}}{P_p} \approx 8,4 \text{ \%}.$$

Таким чином, при однаковій переданій потужності втрати в лінії 35 кВ у десятки разів більші, ніж у лінії 110 кВ.

4.4.3 Розрахунок річних втрат енергії та їх вартості

Річні втрати енергії в лінії визначаються:

$$\Delta W = \Delta P \cdot K_z \cdot \tau,$$

Варіант 110 кВ:

Втрати потужності:

$$\Delta P_{110} = 109 \text{ кВт.}$$

Річні втрати енергії:

$$\Delta W_{110} = 109 \cdot 0,7 \cdot 1761 = 109 \cdot 1232,7 = 134\,364 \text{ кВт·год} = 134,4 \text{ МВт·год.}$$

Вартість втрат:

$$C_{\text{втр},110} = 134,4 \cdot 7,41 = 995 \text{ тис. грн.} = 1,0 \text{ млн грн/рік.}$$

Варіант 35 кВ:

Втрати потужності:

$$\Delta P_{35}=1773 \text{ кВт.}$$

Річні втрати енергії:

$$\Delta W_{35}=1773 \cdot 0,7 \cdot 1761=1773 \cdot 1232,7=2 \ 185 \ 577 \text{ кВт}\cdot\text{год}=2186 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

Вартість втрат:

$$C_{\text{втр},35}=2186 \cdot 7,41=16,2 \text{ млн грн/рік.}$$

Таблиця 4.1 – Показники втрат

| № | Показник | 110 кВ | 35 кВ |
|---|----------------------|-----------------|------------------|
| 1 | Річні втрати енергії | 134 МВт·год | 2186 МВт·год |
| 2 | Вартість втрат | 1,0 млн грн/рік | 16,2 млн грн/рік |

Різниця у вартості втрат сягає:

$$\Delta C_{\text{втр}}=16,2-1,0=15,2 \text{ млн грн/рік.}$$

4.4.4 Перерахунок зведених витрат

Капітальні витрати:

$$K_{110}=68,1 \text{ млн грн, } K_{35}=57,1 \text{ млн грн.}$$

Нормативний коефіцієнт ефективності:

$$E_n=0,14.$$

Варіант 110 кВ

$$E_n K_{110}=0,15 \cdot 68,1=10,21 \text{ млн грн/рік,}$$

$$Z_{110}=10,21+1,0=11,21 \text{ млн грн/рік.}$$

Варіант 35 кВ

$$E_n K_{35}=0,15 \cdot 57,1=8,57 \text{ млн грн/рік,}$$

$$Z_{35}=8,57+16,2=24,77 \text{ млн грн/рік.}$$

4.4.5 Аналіз варіантів

Порівняємо зведені витрати:

– Варіант 110 кВ: 11,21 млн грн/рік

– Варіант 35 кВ: 24,77 млн грн/рік

Різниця:

$$\Delta Z=24,77-11,21=13,56 \text{ млн грн/рік.}$$

Тобто варіант 35 кВ економічно гірший більш ніж удвічі.

Таблиця 4.2 - Розрахунок варіантів

| № | Показник | Од. вим. | Варіант 110 кВ | Варіант 35 кВ |
|----|--|-------------|----------------------|------------------------|
| 1 | Повна потужність району S_p | МВА | 21,32 | 21,32 |
| 2 | Активна потужність P_p | МВт | 21,08 | 21,08 |
| 3 | Номинальна напруга лінії U_n | кВ | 110 | 35 |
| 4 | Струм у лінії I | А | 112 | 352 |
| 5 | Тип проводу (умовно) | – | АС-240 | АС-150 |
| 6 | Активний опір R | Ом/км | 0,125 | 0,206 |
| 7 | Довжина лінії L | км | 23,2 | 23,2 |
| 8 | Втрати потужності на 1 км $\Delta P_{1км}$ | кВт/км | 4,7 | 76,4 |
| 9 | Загальні втрати потужності ΔP | кВт | 109 | 1773 |
| 10 | Відносні втрати потужності | % від P_p | 0,52 | 8,4 |
| 11 | Час найбільших втрат τ | год/рік | 1761 | 1761 |
| 12 | Коефіцієнт завантаження K_z | – | 0,7 | 0,7 |
| 13 | Річні втрати енергії ΔW | МВт·год/рік | 134 | 2186 |
| 14 | Тариф c_0 | грн/кВт·год | 7,41 | 7,41 |
| 15 | Вартість втрат C_{vtr} | млн грн/рік | 1,0 | 16,2 |
| 16 | Капітальні витрати на лінію K_l | млн грн | 44,1 | 37,1 |
| 17 | Капітальні витрати на ГЗП K_{ps} | млн грн | 24,0 | 20,0 |
| 18 | Загальні капітальні витрати K | млн грн | 68,1 | 57,1 |
| 19 | Нормативний коефіцієнт E_n | 1/рік | 0,15 | 0,15 |
| 20 | Приведені капітальні витрати $E_n K$ | млн грн/рік | 10,21 | 8,57 |
| 21 | Зведені витрати $Z = E_n K + C_{vtr}$ | млн грн/рік | 11,21 | 24,77 |
| 22 | Висновок | – | Економічно доцільний | Економічно недоцільний |

Таблиця 4.3 - Техніко-економічні показники варіантів.

| № пп | Назва | Одиниця виміру | Варіанти | |
|------|-------------------------------|----------------|-----------|-----------|
| | | | I (110кВ) | II (35кВ) |
| 1 | Капітальні вкладення | т.грн. | 4646,4 | 5275,6 |
| 2 | Амортизаційні відрахування | т.грн. | 692,64 | 653,76 |
| 3 | Вартість втрат електроенергії | т.грн. | 313,44 | 873,3 |
| 4 | Збиток | т.грн. | 44,13 | 54,7 |
| 5 | Приведенні витрати | т.грн. | 1607,8 | 2214,85 |

5 ВИБІР РАЦІОНАЛЬНОЇ СХЕМИ МЕРЕЖІ ЖИВЛЕННЯ РАЙОНУ

Як зазначалося вище, в проектуємий район входять шість підстанцій районного значення. Від цих підстанцій отримують живлення промислові підприємства машинобудівного профілю. Джерелом живлення проектуємого району є системна підстанція I, з напругою 220 кВ.

При розробці електропостачання району необхідно вибрати номінальну напругу ліній.

5.1 Вибір схеми з'єднань ліній електричної мережі

Електричні мережі районного значення напругою 110-330 кВ проектуються, в основному, у вигляді з'єднань повітряних ліній електропередач (ЛЕП). Районні електричні мережі, як правило, проектуються повітряними.

При проектуванні електричних мереж зазвичай відомо місце розташування джерел живлення і споживачів. Джерела живлення і споживачі можуть бути з'єднані по-різному. При цьому схеми електричних мереж повинні з найменшими витратами забезпечувати необхідну якість електроенергії у споживачів та надійність електропостачання, доцільні техніко-економічні показники.

У проектній практиці для одержання раціональної та оптимальної конфігурації електричної мережі зазвичай використовується варіативний метод, що полягає в тому, що для заданого розташування споживачів та джерел живлення намічається декілька можливих варіантів мережі. Кожен варіант необхідно намічати на основі загальних інженерних міркувань з урахуванням деяких провідних ідей, наприклад, розімкнена мережа, кільцева, резервована і т.д.

У процесі складання найбільш доцільних варіантів схеми з'єднання мережі рекомендується перш за все розділити пункти електричних

навантажень даного району на ті, що мало віддалені один від одного або від пункту живлення, і ті, що більш віддалені. Це дасть можливість виділити пункти, які слід об'єднати однією замкненою схемою і жити окремо від інших пунктів. При складанні варіантів схеми рекомендується приблизно оцінити потоки потужності по окремих лініях мережі і найбільшу втрату напруги у нормальному та післяаварійному режимах при найбільших навантаженнях.

Конфігурація електричної мережі, що проектується, також у значній мірі визначається умовами надійності електропостачання. У відповідності з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) навантаження I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення. Для такого роду споживачів необхідно в більшості випадків передбачати живлення по двох окремих лініях, так як двоколова ЛЕП при пошкодженні опор через вітер, ожеледь і т.п. не забезпечує необхідної міри надійності. Для споживачів II категорії допускається живлення по двоколовій лінії, а для електроприймачів III категорії досить передбачити споживання від однієї лінії електропередачі.

Слід відзначити, що у багатьох випадках потрібно здійснювати передачу електричної енергії в район її споживання по лініях більш високої напруги, а всередині цього району розподіляти енергію по лініях більш низької номінальної напруги. За можливий післяаварійний режим при такій попередній оцінці варіантів достатньо розглянути тільки випадок відключення або пошкодження однієї із ліній мережі, що призводить до найбільшого зниження напруги на шинах у найбільш віддаленого споживача.

При виборі схем електричної мережі можна користуватися наступними основними принципами:

- з пункту живлення проводиться двоколова лінія в один з найближчих пунктів електроспоживання або у пункт з найбільшим навантаженням;
- розгалуження електричної мережі повинне співпадати з будь-яким із вузлів навантаження і не може проходити довільно по місцевості;

- на основі загальних міркувань (довжини ліній, кількості вимикачів, втрат напруги і т.д.) для подальшого розгляду обирається один варіант радіальної мережі і один - кільцевої.

5.2 Визначення раціонального класу напруги для магістральних та розподільчих ліній

Обґрунтування номінальної напруги високовольтних ліній є однією з ключових інженерних задач при проектуванні системи живлення району. Від прийнятого значення залежить пропускна здатність мережі, рівень втрат, вартість інфраструктури та її подальша експлуатаційна ефективність. У практиці проектування застосовується підхід паралельного порівняння кількох схем із різними класами напруги. Після розрахунку техніко-економічних показників обирається варіант, що забезпечує мінімальні приведені витрати за умови дотримання технічних норм.

За зростанням номінальної напруги збільшуються капітальні витрати на спорудження ліній, їх опор, ізоляції та обладнання підстанцій. Водночас підвищення класу напруги приводить до суттєвого зростання пропускної здатності та зменшення відносних втрат електроенергії й напруги, що особливо важливо для магістральних ліній значної протяжності. Тому економічно обґрунтоване значення номінальної напруги визначається балансом між початковими інвестиціями та отриманими технічними перевагами.

Головними чинниками, що впливають на вибір класу напруги, є довжина ділянки, величина переданої потужності та вимоги до надійності. Практичний досвід дозволяє орієнтовно оцінювати діапазони застосування певних напруг. Для первинних магістралей, по яких передається значний обсяг потужності на десятки кілометрів, переважно застосовуються високі класи напруги, тоді як внутрішньорайонні лінії доцільно виконувати на середніх напругах.

Для подальшого аналізу використано узагальнені рекомендації щодо інтервалів економічно виправданих напруг залежно від потужності та довжини лінії. Враховуючи розрахункове навантаження району та геометричні характеристики мережі, встановлено доцільність поділу системи на магістральну та розподільчу частини.

Магістральну ділянку Л1, яка забезпечує зв'язок з головною підстанцією та передає сумарне районне навантаження, доцільно виконати на напрузі 220 кВ, оскільки саме цей клас забезпечує оптимальне співвідношення між капітальними витратами та втратами на передачу при довжині лінії понад 20 км і потужності понад 20 МВА.

Для інших ліній, що формують місцеві кільця та радіальні відгалуження, прийнято напругу 110 кВ, оскільки їх фактичні навантаження та відстані не вимагають застосування вищого класу напруги. Такий підхід дозволяє знизити вартість обладнання та будівництва без погіршення технічних показників мережі.

Низьковольтна сторона районних трансформаторних підстанцій обирається традиційною для промислових навантажень - 10 кВ, що забезпечує сумісність із внутрішніми мережами підприємств та дозволяє ефективно перерозподіляти навантаження між секціями.

Таким чином, сформований комплекс обґрунтувань підтверджує доцільність використання ступеневого зниження напруги: 220 кВ → 110 кВ → 10 кВ, що забезпечує оптимальну економічність, прийнятні величини втрат напруги та необхідний рівень надійності роботи мережі району в нормальних і післяаварійних режимах.

Таблиця 5.1-Параметри магістральних та розподільчих ліній

| Лінія | Активна потужність, МВт | Довжина, км | Номінальна напруга, кВ |
|---------|-------------------------|-------------|------------------------|
| Лінія 1 | 94,0 | 153,5 | 220 |
| Лінія 2 | 27,9 | 72,6 | 110 |
| Лінія 3 | 19,0 | 68,7 | 110 |
| Лінія 4 | 11,0 | 24,2 | 110 |
| Лінія 5 | 12,1 | 60,6 | 110 |

5.3 Аналіз формування та покриття навантаження активною й реактивною потужністю у високовольтній мережі району

Оцінка потреби району в активній та реактивній потужностях виконується для періоду максимального навантаження, оскільки саме в цей час визначальною є здатність системи забезпечити необхідні режими роботи споживачів та допустимі рівні напруги на шинах підстанцій. Загальне споживання активної потужності в мережі включає суму навантажень районних підстанцій та втрати в силових трансформаторах і високовольтних лініях, значення яких суттєво залежать від стану електричної мережі та геометрії навантажувального графіка.

Через відмінності технологічних процесів на підприємствах, що живляться від різних підстанцій, пікові активні навантаження не завжди співпадають в часі. Це дає змогу застосовувати коефіцієнт одночасності, який знижує сумарний максимум активної потужності для мережі в цілому. У даному проекті передбачається, що генерувальні потужності системи достатні для забезпечення активного навантаження всієї інфраструктури району, оскільки джерелом живлення виступає системна підстанція класу 220 кВ, здатна забезпечити необхідний резерв.

На відміну від активної потужності, баланс реактивної потужності суттєво впливає на режими напруги, втрати енергії та роботу підстанцій, тому його аналіз проводиться до остаточного вибору схеми та параметрів мережі. Сумарна потреба району в реактивній потужності включає реактивні навантаження споживачів, втрати в реактивних елементах (індуктивності ліній, магнітні втрати трансформаторів), а також додаткову складову, пов'язану зі зниженням напруги на довгих ділянках ліній.

Розміщення джерел компенсації реактивної потужності (КП) на підстанціях може істотно змінити струмонавантаження ліній та величини повних потужностей, що визначають вибір номінальних потужностей трансформаторів, а також перерізів проводів. У результаті правильне

планування розташування та потужності КП є важливим інструментом оптимізації мережі.

У межах даного проекту приймається припущення про одночасність максимумів активної та реактивної потужності, що дозволяє виконати узгоджені розрахунки поточкорозподілу і визначити величини компенсації, необхідні для підтримання режимів напруги. Максимальне реактивне навантаження кожної підстанції району визначається за її активним навантаженням та прогнозним коефіцієнтом потужності:

$$Q_{maxi} = P_{maxi} \cdot tg\varphi_i \quad (5.1)$$

Загальна необхідна реактивна потужність мережі:

$$Q_{\Sigma} = \sum Q_{maxi} + \Delta Q_{\text{ліній}} + \Delta Q_{\text{тр}} \quad (5.2)$$

де $\Delta Q_{\text{ліній}}$ - реактивні втрати в лініях (індуктивна складова);

$\Delta Q_{\text{тр}}$ - реактивна складова струмів трансформаторів.

Попередній баланс реактивної потужності дозволяє визначити районні підстанції, які потребують встановлення батарей статичних конденсаторів або статичних компенсаторів реактивної потужності. Їх використання забезпечує:

- підтримання рівня напруги в допустимих межах,
- обмеження струмів у лініях,
- зменшення втрат потужності та енергії,
- підвищення пропускної здатності мережі,
- зниження вимог до потужностей трансформаторів.

Виконані у подальших розділах розрахунки потоків потужності та втрат, здійснені з урахуванням даних табл. 5.1, демонструють, що для забезпечення стабільного режиму необхідна компенсація частини реактивного навантаження на шинах підстанцій середнього рівня напруги (110/10 кВ).

Розрахунок потужностей навантажень на підстанціях.

Результати розрахунку зводимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 - Потужності навантаження на підстанціях та потужності

КУ

| П/ст | P, МВт | tgφ | Q, МВАр | tgφ' | Q', МВАр |
|--------|--------|------|---------|-------|----------|
| 2 | 67,1 | 0,40 | 26,74 | 0,544 | 36,48 |
| 3 | 36,9 | 0,41 | 15,12 | 0,553 | 20,42 |
| 4 | 35,1 | 0,41 | 14,41 | 0,553 | 19,44 |
| 5 | 22,27 | 0,23 | 5,15 | 0,413 | 9,20 |
| 6 | 23,83 | 0,41 | 9,78 | 0,553 | 13,17 |
| Всього | 185,20 | - | 71,20 | - | 98,71 |

$$P_{\Sigma} = 185,2 \text{ МВт}$$

$$Q'_{\Sigma} = 98,7 \text{ МВАр}$$

$$L_{Л1} = 153,5 \text{ км}$$

$$\text{tg}\varphi_I = 0,32$$

$$S_{\Sigma} = P_{\Sigma} - j Q'_{\Sigma} = 185,2 - j 98,71 \text{ МВА}$$

$$|S_{Л1}| = 209,48 \text{ МВА}$$

Втрати реактивної потужності в лінії Л1:

$$\Delta Q_{Л1} = 0,1 |S_{Л1}| = 0,1 \cdot 209,48 = 20,95 \text{ МВАр}$$

Генерація реактивної потужності лінією:

$$Q_{ВЛ1} = 2 \cdot 0,12 L_{Л1} = 2 \cdot 0,12 \cdot 153,5 = 36,84 \text{ МВАр}$$

Потреба району:

$$Q_{\text{пот}} = Q'_{\Sigma} + \Delta Q_{Л1} - Q_{ВЛ1} = 98,71 + 20,95 - 36,84 = 82,82 \text{ МВАр}$$

Потужність, що видає п/ст I

$$Q_1 = P_{\Sigma} \text{tg}\varphi = 185,20 \cdot 0,32 = 59,26 \text{ МВАр}$$

Необхідна компенсація

$$Q_{КУ} = Q_{\text{пот}} - Q_1 = 82,82 - 59,26 = 23,56 \text{ МВАр}$$

Таблиця 5.3 - Потужності підстанцій з урахуванням КУ.

| П/ст | P | Q | Q _{ку} | Q-Q _{ку} | S |
|-------|--------|-------|-----------------|-------------------|--------|
| 2 | 67,1 | 26,74 | 0 | 26,74 | 71,99 |
| 3 | 36,9 | 15,12 | 7,3 | 7,82 | 37,54 |
| 4 | 35,1 | 14,41 | 5,5 | 8,91 | 36,17 |
| 5 | 22,27 | 5,15 | 1,8 | 3,35 | 22,43 |
| 6 | 23,83 | 9,78 | 7,2 | 2,58 | 23,89 |
| Разом | 185,20 | 71,20 | 21,8 | 49,40 | 191,02 |

Таким чином, встановлення компенсуючих пристроїв дозволяє суттєво знизити сумарну реактивну потужність, що надходить з боку системи, і, відповідно, зменшити струмове навантаження ліній, втрати потужності та покращити рівень напруги в розподільчій мережі району.

У якості стаціонарних конденсаторних установок на напрузі 10 кВ прийнято:

- підстанція 3 - 4×УКЛ-10,5-1800УЗ;
- підстанція 4 - 2×УКЛ-10,5-2700УЗ;
- підстанція 5 - 4×УКЛ-10,5-450УЗ;
- підстанція 6 - 4×УКЛ-10,5-1800УЗ.

Сумарна встановлена потужність БСК становить 21,6 МВАр, що наближено відповідає розрахунковому значенню $Q_{КУ}=21,8$ МВАр і є допустимим з урахуванням ступінчастого регулювання та допустимих відхилень від заданого коефіцієнта потужності.

5.4 Обґрунтування вибору потужності трансформаторів районних підстанцій

Вибір номінальної потужності силових трансформаторів районних підстанцій виконується на основі розрахованих повних навантажень у максимумі режиму, з урахуванням вимог надійності електропостачання та допустимих рівнів завантаження обладнання. Як правило, на підстанціях напругою 110/10 кВ застосовуються два трансформатори, що працюють паралельно, із можливістю забезпечення живлення відповідальної частини навантаження при виході одного агрегата з роботи.

Для підстанцій 3, 4, 5 та 6 вибір потужності трансформаторів виконується за розрахунковим максимальним значенням повної потужності S_{max} (з урахуванням компенсації реактивної потужності) та заданими коефіцієнтами завантаження в нормальному режимі.

Розрахункова потужність на один силовий трансформатор приймається за співвідношенням:

$$S_p = \frac{S_{\max}}{N \cdot K_{1,2}},$$

де S_{\max} - максимальна повна потужність вузла, МВА;

N - кількість трансформаторів, що працюють паралельно;

$K_{1,2}$ - розрахунковий коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі.

При цьому фактичний коефіцієнт завантаження трансформатора у максимумі навантаження:

$$K_{\text{зав}} = \frac{S_{\max}}{N \cdot S_{\text{ном}}},$$

де $S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність одного трансформатора. Для нормальних режимів вважається доцільним, щоб K_z знаходився в межах 0,7-0,8.

Вибір потужності трансформаторів на підстанціях 3, 4, 5 та 6.

Оновлені значення повних навантажень після врахування роботи компенсуючих установок становлять приблизно (див. табл. 5.3):

3 п/ст - 37,54 МВА

4 п/ст - 36,17 МВА

5 п/ст - 22,43 МВА

6 п/ст - 23,89 МВА

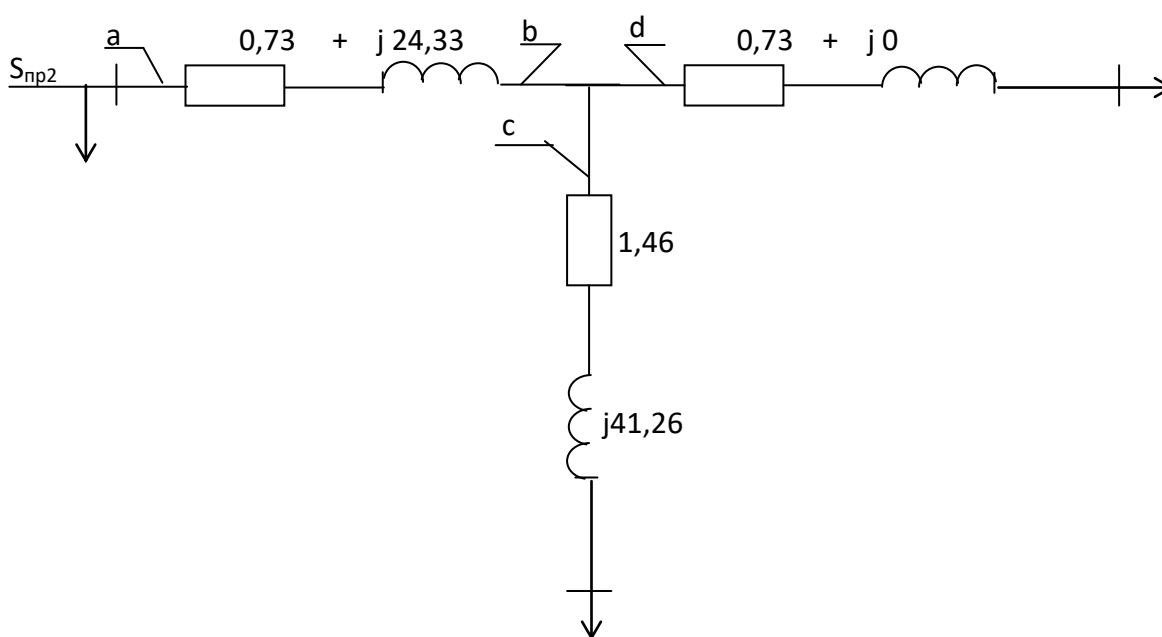
Таблиця 5.4 - Вибір трансформаторів

| П/ст | S_{\max} | N | $K_{1,2}$ | S_p | Тип | $K_{\text{зав}}$ |
|------|------------|---|-----------|-------|---------|------------------|
| 3 | 37,54 | 2 | 0,71 | 18,77 | ТРДН-25 | 0,75 |
| 4 | 36,17 | 2 | 0,75 | 19,13 | ТРДН-25 | 0,72 |
| 5 | 22,43 | 2 | 0,80 | 12,74 | ТДН-16 | 0,70 |
| 6 | 23,89 | 2 | 0,72 | 12,27 | ТДН-16 | 0,74 |

Таблиця 5.5 - Приведені навантаження підстанцій

| П/ст | P | Q-Qк | ΔP_T | ΔQ_T | P _a | Q _a | P _{пр} | Q _{пр} | S _{пр} |
|------|-------|------|--------------|--------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 3 | 36,9 | 5,82 | 0,13 | 2,92 | 35,03 | 10,74 | 35,08 | 11,07 | 38,74 |
| 4 | 35,1 | 8,91 | 0,12 | 2,70 | 35,22 | 11,61 | 35,27 | 11,95 | 35,00 |
| 5 | 22,27 | 3,35 | 0,08 | 1,63 | 22,35 | 4,98 | 22,38 | 5,20 | 22,98 |
| 6 | 23,83 | 2,58 | 0,09 | 1,85 | 23,92 | 4,43 | 23,97 | 4,67 | 24,42 |

Підстанція 2 -розрахунки автотрансформатора



$$S_{пр2} = 185,1 - j82,0 \text{ МВА}$$

$$|S_{пр2}| = 202,63 \text{ МВА}$$

5.5 Вибір перерізів проводів повітряних ліній

Проектний вибір перерізу проводів повітряних ліній виконується з урахуванням як технічних, так і економічних критеріїв. Основним узагальненим критерієм доцільності є мінімум приведених витрат за весь строк експлуатації лінії. У практиці проектування мереж масового будівництва детальний техніко-економічний аналіз для кожного можливого перерізу, як правило, не проводиться. Натомість застосовуються економічні

струмові інтервали, які дозволяють орієнтовно задати діапазон раціональних перерізів для заданого рівня напруги та режиму навантаження.

Розрахунковий струм навантаження лінії визначається з урахуванням прогнозованого росту навантаження та режиму її роботи протягом року:

$$I_p = \alpha_i \alpha_T I_5,$$

I_5 - струм лінії на п'ятий рік експлуатації в номінальному режимі;
 α_i - коефіцієнт, що враховує приріст навантаження за роками;
 α_T - коефіцієнт, який відображає час використання максимального навантаження T_{max} та ймовірність його збігу з максимумом енергосистеми K_m .

Для повітряних ліній напругою 110-220 кВ коефіцієнт α_i доцільно приймати рівним 1,05, що відповідає середньому очікуваному темпу зростання навантаження в магістральних мережах. Значення α_T задається за довідковими таблицями [7] залежно від тривалості використання максимуму.

Переріз, попередньо прийнятий за економічними струмовими інтервалами, надалі підлягає перевірці за низкою обмежень:

- умови допустимого нагріву проводів;
- обмеження за явищем коронування для відповідного класу напруги;
- механічна міцність і навантаження на опори;
- виконання конструктивних вимог до габаритів лінії.

Перевірка за нагрівом здійснюється за нерівністю:

$$I_{p.n} \leq I_{доп},$$

Де $I_{p.n}$ - розрахунковий струм для оцінки нагріву проводу в найбільш важкому післяаварійному чи ремонтному режимі (наприклад, при відключенні одного з паралельних кіл або найдовшої та найбільш завантаженої лінії в кільцевій схемі);

$I_{доп}$ - допустимий тривалий струм навантаження проводу, який приймається за довідковими даними [7].

Крім того, переріз повинен задовольняти вимогам щодо механічного навантаження на опори. Для мережі, що розглядається, доцільно дотримуватися таких орієнтовних верхніх меж: при напрузі 110 кВ - переріз не більше ніж 300 мм², при напрузі 220 кВ - не більше ніж 500 мм² на фазу.

У замкненій мережі потоки потужності між окремими ділянками залежать від параметрів ліній, які, у свою чергу, визначаються вибраними перерізами проводів. Тому задача вибору перерізів у таких мережах розв'язується методом послідовних наближень. На першому етапі припускають, що мережа є однорідною, і розподіл потужності між ділянками оцінюють пропорційно до їх довжин. За отриманим струморозподілом вибирають перерізи проводів, для яких потім уточнюються електричні параметри. Після цього виконується повторний розрахунок потоків потужності та, за необхідності, коригування перерізів.

Для розрахунків в замкненій мережі використано програмний модуль на алгоритмічній мові BASIC (FZAM6), який реалізує ітераційний алгоритм вибору перерізів за струмами гілок та їх параметрами.

Після остаточного вибору типів проводів визначаються параметри на одиницю довжини (r_0 , x_0 , b_0) та розраховуються параметри реальних ліній з урахуванням довжини та кількості кіл:

$$R_{\pi} = \frac{r_0 l}{n}, \quad X_{\pi} = \frac{x_0 l}{n}, \quad B_{\pi} = b_0 l,$$

Де n - кількість кіл лінії;

l - довжина лінії;

R_{π} , X_{π} , B_{π} - активний, індуктивний та ємнісний параметри відповідної ділянки.

Приклад вибору перерізу проводу для магістральної лінії Л1 напругою 220 кВ.

Для демонстрації методики розглянемо головну лінію Л1, що передає сумарне навантаження району. Попередньо за результатами розрахунку режиму прийнята повна потужність:

$$S_{Л1}=204,5 \text{ МВА},$$

Номинальний фазний струм на п'ятий рік експлуатації для напруги 220 кВ:

$$I_5 = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} U_H} = \frac{204,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} \approx 536,6 \text{ А}.$$

З урахуванням коефіцієнта приросту навантаження $\alpha_i=1,05$ та коефіцієнта використання максимуму $\alpha_T=0,5$ маємо розрахунковий струм:

$$I_p = \alpha_i \alpha_T I_5 = 1,05 \cdot 0,5 \cdot 536,6 \approx 281,7 \text{ А}.$$

За отриманим значенням розрахункового струму для лінії Л1 приймається провід АС-240/32, для якого допустимий тривалий струм навантаження становить

$$I_{доп}=605 \text{ А}.$$

Далі виконується перевірка проводу за нагрівом у післяаварійному режимі. В якості найбільш несприятливого приймається режим, коли одне з паралельних кіл вимикається і навантаження перерозподіляється на інше коло:

$$I_{p,n}=2I_p=2 \cdot 281,7=563 \text{ А}.$$

Умова допустимого нагріву виконується:

$$I_{p,n} \leq I_{доп} \Rightarrow 563 \text{ А} \leq 605 \text{ А},$$

отже вибраний переріз проводу за тепловим критерієм є припустимим. Для класу напруги 220 кВ провід АС-240/32 також задовольняє вимоги щодо коронування, тобто умова по коронному розряду $F_{розр} > F_{min}^{[f_0]}$ вважається виконаною.

Аналогічну послідовність дій застосовано для ліній напругою 110 кВ, що входять до складу радіальної та замкненої частини мережі. Для них перерізи проводів обиралися за економічними струмовими інтервалами з подальшою перевіркою за нагрівом, механічною міцністю та габаритами.

Підсумкові значення вибраних перерізів та відповідних параметрів ліній наведено у таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 - Значення вибраних перерізів та відповідних параметрів ліній.

| Лінія | Напруга, кВ | Довжина, км | Тип проводу | Перері з, мм ² | Ідоп, А | г ₀ , Ом/км | х ₀ , Ом/км | б ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км |
|-------|----------------|----------------|-------------|------------------------------|------------|---------------------------|---------------------------|---|
| Л1 | 220 | 153,5 | АС-240/32 | 240 | 605 | 0,118 | 0,387 | 4,70 |
| Л2 | 110 | 72,6 | АС-150/24 | 150 | 435 | 0,206 | 0,395 | 4,25 |
| Л3 | 110 | 68,7 | АС-120/19 | 120 | 380 | 0,253 | 0,405 | 4,05 |
| Л4 | 110 | 24,2 | АС-95/16 | 95 | 325 | 0,320 | 0,420 | 3,90 |
| Л5 | 110 | 60,6 | АС-120/19 | 120 | 380 | 0,253 | 0,405 | 4,05 |

6 ІННОВАЦІЙНІ ПІДХОДИ ДО ПІДВИЩЕННЯ ПРОВІДНОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

6.1 Системи дальньої електропередачі: сучасний стан та загальні принципи

Сучасні об'єднані енергетичні системи базуються на розгалужених мережах магістральних ліній надвисоких класів напруги, які забезпечують передачу великих потоків електроенергії між різними регіонами країни та інтегрують енергоцентри в єдиний збалансований комплекс. Саме такі лінії формують опорну інфраструктуру електроенергетики, від якої залежить надійність, стійкість і економічна ефективність функціонування національної мережі.

Тривалий час у країнах Східної Європи застосовувалися традиційні конструкції повітряних ліній класів 330-750 кВ, у яких провідники всіх фаз розташовували на однаковій висоті над поверхнею землі, а підвіска здійснювалася на гірляндах, що не забезпечували стабільності горизонтального положення проводів поблизу опор. Кількість підпровідників визначали виходячи з умов обмеження коронного розряду, а відстані між проводами всередині фази зводили до мінімуму, необхідного для уникнення аеродинамічних коливань під дією бокового вітру, що зазвичай становило приблизно 0,4 м. Опори здебільшого мали двостійкове виконання з прямими чи V-подібними траверсами, що вимагало значних міжфазних проміжків і, відповідно, широких охоронних зон під трасою лінії.

У сучасній електроенергетиці активно розвиваються лінії електропередачі нового покоління, здатні забезпечувати значно більшу ефективність передавання потужності та стабільність роботи енергосистеми в умовах зростання навантажень і ускладнення режимів. Дослідження спрямовані на вдосконалення як повітряних, так і кабельних мереж високих

класів напруги, де застосовуються нові конструктивні рішення, композитні матеріали, цифрові системи керування та інтелектуальні засоби моніторингу.

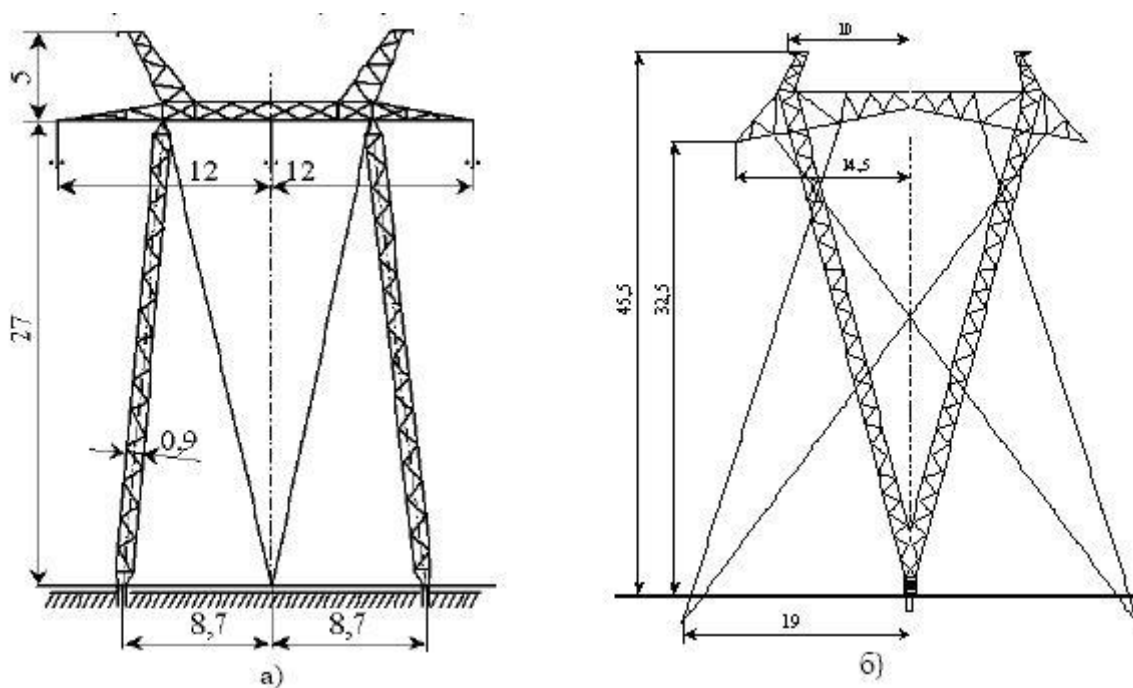


Рисунок 6.1 - Класичні двостійкові опори повітряних ліній:
порівняльна схема порталної та V-подібної конструкцій

Завдяки такому підходу нові лінії істотно перевершують традиційні магістральні мережі за критеріями надійності, пропускнуої здатності та техніко-економічної ефективності.

Лінії нового покоління мають забезпечувати високу передавальну спроможність, можливість гнучкого керування потоками електроенергії та раціональне використання територій, що відводяться під будівництво. Важливою вимогою є дотримання встановлених нормативів щодо електромагнітних впливів, шумових характеристик та рівня радіоперешкод, а також зниження капітальних та експлуатаційних витрат упродовж життєвого циклу лінії. Частина цих вимог може бути реалізована шляхом модернізації існуючих мереж, однак найбільшого ефекту досягають спеціально розроблені інноваційні конструкції.

Суттєве зменшення відстаней між фазами можливе головним чином за рахунок збільшення кількості підпровідників у фазі. У випадку зменшення міжфазових проміжків без зміни структури фазного пучка істотно зростають ємнісні параметри лінії та напруженість електричного поля на поверхні проводів, що суперечить вимогам щодо запобігання коронним розрядам. Саме тому в компактних лініях застосовують багатопровідні фази з оптимізованою формою та матеріалами, а також високотемпературні дроти класу HTLS, які дозволяють підвищити пропускну спроможність без збільшення ширини коридору.

Вдосконалення конструкції сучасних ліній полягає не лише у збільшенні передавальної здатності, але й у формуванні стабільних режимів роботи енергосистеми внаслідок аварійних або нестаціонарних впливів. Важливим завданням є можливість диспетчерського керування потоками потужності, гнучке регулювання рівня напруги на різних ділянках траси та зниження негативного впливу на довкілля. Значний внесок у забезпечення цих функцій роблять пристрої FACTS, цифрові трансформатори струму та напруги, системи неперервного контролю стану проводів і високовольтні лінії постійного струму HVDC, які надають нові можливості для управління режимами мережі та підвищення її стійкості.

Екологічні аспекти проектування магістральних ліній залишаються одним із найважливіших критеріїв. Будівництво ліній передбачає відведення земель, що призводить до скорочення площ придатних для аграрного використання та до порушення природних ландшафтів. Траси повітряних ліній впливають на рослинний покрив, структуру лісових масивів і біорізноманіття, а регулярне розчищення просік обмежує відновлення природних екосистем. У сучасних проектах дедалі частіше використовують більш екологічно безпечні методи догляду за просіками, відмовляючись від агресивних хімічних засобів і намагаючись зменшити негативний вплив на лісові угіддя та природні біотопи.

Електричне поле, що виникає під проводами високовольтних ліній, здатне спричиняти накопичення заряду на об'єктах, які не мають електричного контакту із землею. До таких належать тіло людини, сільськогосподарські тварини чи транспортні засоби з ізольованим шасі. Унаслідок цього виникає різниця потенціалів, яка проявляється у вигляді дрібних статичних розрядів на навколишні предмети або рослинність. Хоча величина струму таких імпульсів не є небезпечною, вони можуть викликати короточасні неприємні відчуття, що в окремих випадках призводить до неузгоджених рухів або втрати рівноваги, створюючи передумови для вторинних травм.

Окрім утворення електричних полів, повітряні лінії впливають на електромагнітну сумісність інфраструктури, оскільки є джерелом радіоперешкод, які можуть позначатися на роботі високочастотних каналів зв'язку. Рівень таких перешкод залежить від геометрії провідників, їх технічного стану, наявності забруднень, а також від погодних умов. Обледеніння, корозійні дефекти або нерівномірне зволоження поверхні проводу здатні суттєво підвищувати рівень шумів, особливо під час грозових та туманних періодів.

Архітектура лінії електропередачі значною мірою визначає її електричні параметри та можливості передавання потужності. Тому вибір конструкції магістральних ліній залишається одним із ключових етапів проектування. У сучасних енергетичних мережах застосовуються як класичні трифазні системи змінного струму, так і модернізовані їх варіанти, зокрема компактні лінії з багатопровідними фазами та високовольтні лінії постійного струму HVDC. Останні дедалі активніше використовують у проєктах далекої передачі через високу енергоефективність, здатність передавати потужність на тисячі кілометрів та мінімальні втрати під час транспортування.

У загальному випадку магістральна система передачі включає підстанції з необхідним комутаційним та трансформаторним обладнанням, повітряні або кабельні лінії та пристрої для компенсації реактивної

потужності або управління режимами мережі. До останніх належать такі системи, як STATCOM, SVC та інші модулі FACTS, які забезпечують стабілізацію напруги, оптимізацію потоків та підвищення стійкості енергосистеми до збурень.

Одним із найрезультативніших напрямів збільшення пропускної здатності магістральних мереж є перехід до надвисоких та ультрависоких класів напруги. Останні десятиліття показали значний прогрес у цій сфері, насамперед у країнах Азії, які активно будують лінії UHV AC та UHV DC. Перша лінія змінного струму на 1000 кВ була введена в експлуатацію у 2009 році, і з того часу сформовано масштабну систему міжрегіональних передавальних коридорів, здатних транспортувати потужність від 8 до 12 ГВт на відстані понад двох тисяч кілометрів із мінімальними втратами енергії. Високий рівень стабільності режимів таких мереж забезпечується завдяки поєднанню передових матеріалів, цифрового моніторингу та використанню повноцінних систем керування потоками.

На відміну від актуальних проєктів, окремі лінії, побудовані у минулому на надвисокі напруги, не були реалізовані в повному проєктному режимі і нині працюють на значно нижчих рівнях. Сьогодні провідні позиції у розвитку UHV-технологій належать азійським країнам, які завдяки масштабним інвестиціям та стратегічному плануванню стали світовими лідерами у створенні високонадійних магістральних енергетичних коридорів нового покоління.

У галузі магістральних ліній змінного струму останні десятиліття характеризуються помітним зростанням інновацій, особливо у сфері створення компактних повітряних ліній. Конструктивно оптимізовані лінії цього типу здатні забезпечувати приріст передавальної потужності на 40-50 % порівняно зі стандартними магістралями відповідного класу напруги. Проте їх широке використання обмежується низкою технологічних факторів, серед яких чутливість одноланцюгових схем до однофазних пошкоджень, що у традиційних мережах часто призводить до повного відключення лінії.

Подальший розвиток пов'язаний зі створенням керованих електропередач змінного струму підвищеної пропускної здатності. Такі системи поєднують удосконалені конструкції одноланцюгових і багатоланцюгових повітряних ліній зі спеціальними схемами розташування проводів та сучасними засобами активного регулювання режимами мережі. Вони дозволяють формувати потрібні потоки потужності, підтримувати оптимальні рівні напруги та забезпечувати підвищену стійкість енергосистеми.

Ключову роль у таких рішеннях відіграють технології FACTS, що забезпечують гнучке керування параметрами магістральних ліній, зменшення навантажувальних коливань та підвищення стійкості мережі в динамічних режимах. Паралельно зі зростанням їхнього використання розвиваються й активно-адаптивні енергетичні мережі Smart Grid, які інтегрують цифрові підстанції, інтелектуальні датчики, швидкодіючі комутаційні системи та алгоритми прогнозування. Однією з ключових ознак таких мереж є можливість одночасного використання різних типів повітряних ліній: компактних, керованих, самокомпенсуючих, комбінованих за класами напруги та конструкцій з ізольованими проводами.

У світовій практиці все більше уваги приділяється вдосконаленню наявних систем передачі та створенню нових рішень, що дозволяють зменшити втрати електроенергії, підвищити пропускну здатність мереж і мінімізувати негативний екологічний вплив. Дослідження спрямовані на оптимізацію конструктивних рішень, застосування матеріалів нового покоління, зокрема високотемпературних проводів HTLS, а також впровадження цифрових платформ для моделювання режимів роботи ліній у реальному часі.

У країнах Східної Європи запропоновано низку нових варіантів повітряних ліній підвищеної потужності - від компактних одноланцюгових конструкцій до багатоланцюгових самокомпенсуючих систем. Оснащення таких ліній сучасними засобами регулювання режимів дозволяє створювати

повністю керовані передавальні комплекси, які працюють відповідно до заданих технічних і економічних критеріїв. У результаті забезпечуються необхідні запаси статичної та динамічної стійкості, оптимальна пропускна здатність, зменшення капітальних вкладень та скорочення впливу електромереж на природні екосистеми.

Таблиця 6.1 - Суть сучасних технологій у високовольтних та надвисоковольтних лініях електропередач

| Технологія | Суть та принцип роботи | Ключові технічні переваги | Основні сфери застосування |
|--|--|--|--|
| UHVAC (800-1000 кВ) | Підвищення напруги до ультрависоких значень для зменшення струму та втрат. Характерні хвильові процеси. | - Передавання потужності 5-8 ГВт одним ланцюгом- Менші втрати на нагрів- Покращена стійкість великих енергосистем | Магістральні мережі довжиною 500-1500 км, об'єднання регіональних енерговузлів |
| UHVDC ($\pm 800 \dots \pm 1100$ кВ) | Передавання енергії постійним струмом без хвильових процесів і без зарядної потужності. | - Передача до 10-12 ГВт- Дальність до 3000-3500 км- Несинхронні зв'язки між системами- Ідеальний варіант для підводних кабелів | Морські інтерконектори, міжрегіональні магістралі, зв'язок великих систем, віддалена генерація |
| FACTS (STATCOM, SVC, TCSC, UPFC) | Швидкодіючі силові електронні пристрої для керування реактивною потужністю, напругою та фазою у режимі online. | - Підвищення пропускної здатності без реконструкції ПЛ- Гасіння коливань- Стабілізація напруги- Контроль напрямку потоків | Вузли мережі з великими коливаннями, системи з високою генерацією ВДЕ, перехідні режими |
| Компактні повітряні лінії (КПЛ) | Зменшення міжфазних відстаней, оптимізація геометрії фаз, багатопровідні пучки. | - +30-50% до натуральної потужності- Менша ширина траси- Нижчий вплив на довкілля | Нові та реконструйовані магістралі 110-750 кВ, райони з обмеженими територіями |
| КСПЛ / ПСПЛ (самокомпенсуючі лінії) | Використання взаємного електромагнітного впливу між ланцюгами для регулювання параметрів лінії. | - Регулювання індуктивності та ємності- Підвищення пропускної здатності в 1,5-2 рази- Гнучка адаптація до режимів | Довгі ПЛ 110-1150 кВ, складні мережеві умови |
| Чотирифазні електропередачі (4-phase AC) | Система зі зсувом фаз 90° , перетворювана з трифазної через фазоперетворювальні трансформатори. | - +50-100% до натуральної потужності- Можливість роботи у трифазному резервному режимі- Менший екологічний вплив | Магістральні лінії, що працюють на межі пропускної здатності |

| | | | |
|---|---|---|--|
| HTLS-дроти (високотемпературні проводи) | Дроти із композитним сердечником, які витримують температуру 150-200°C без провисання. | - +30-70% до пропускної здатності без заміни опор- Підвищена механічна міцність- Менші втрати | Реконструкція перевантажених ліній, міські та промислові зони |
| Цифрові підстанції та Smart Grid | Використання оптоволокна, PMU, WAMS, цифрових трансформаторів та автоматизованого керування. | - Моніторинг у реальному часі- Висока точність керування режимами- Підвищена надійність і менше аварій | Інтелектуальні великі енергосистеми, мережі з високою часткою ВДЕ |

– **UHV-технології** дозволяють транспортувати гігантські потоки енергії на тисячі кілометрів з мінімальними втратами завдяки високій напрузі та низькому струму.

– **FACTS-системи** забезпечують миттєве керування режимами, стабілізацію напруги, регулювання потоків і зростання пропускної здатності існуючих ліній без їх перебудови.

– **Компактні та самокомпенсуючі ПЛ** оптимізують електромагнітні параметри ліній, підвищують натуральну потужність і зменшують вплив на довкілля.

– **Чотирифазні схеми** комбінують високу економічність із надійністю, забезпечуючи резервування при однофазних пошкодженнях.

– **HVDC-магістралі** забезпечують найменші втрати та повну керованість, що робить їх незамінними для підводних кабелів, великих відстаней та об'єднання несинхронних систем.

– **Цифрові та Smart Grid-рішення** переводять магістральні мережі у режим активного управління, підвищуючи їх адаптивність і стійкість.

– **HTLS-дроти** дають змогу підвищувати пропускну здатність без заміни опор, що особливо важливо у містах та промислових районах.

6.2 Компактні та самокомпенсуючі магістральні лінії: принципи, характеристики та сучасні рішення

6.2.1 Концепція компактних повітряних ліній

Основою створення компактних повітряних ліній є оптимізована геометрія фаз, що дає змогу максимально ефективно використовувати поверхню проводів та змінювати натуральну потужність передачі залежно від кількості підпровідників у фазному пучку. Оскільки натуральна потужність магістралі змінного струму пропорційна числу елементів у фазі та коефіцієнту їх використання, збільшення кількості проводів і раціональне їх розміщення безпосередньо підвищують пропускну здатність лінії.

Суть цих рішень:

- 1) зменшення міжфазових відстаней за рахунок багатопровідних фаз,
- 2) застосування композитних матеріалів і високотемпературних дротів HTLS,
- 3) оптимізація електромагнітного поля між фазами,
- 4) використання фазового керування між ланцюгами.

Що це дає:

- підвищення натуральної потужності на 30-50%,
- зменшення ширини траси і впливу на довкілля,
- можливість керувати властивостями лінії на всій її довжині,
- підвищення надійності за рахунок зменшення перевантажень.

Особливо перспективними є ПСПЛ (керовані самокомпенсуючі лінії) та чотирифазні системи, які поєднують ефективність АС та додаткові можливості регулювання.

6.2.2 Принципи побудови керованих ліній змінного струму

Керовані магістральні лінії нового покоління створюються таким чином, щоб забезпечити задану пропускну здатність і відповідність усім вимогам до режимів роботи, якості електроенергії та надійності. Такі системи включають повітряні або кабельні траси з оптимізованою конструкцією фаз

та інтегрованими засобами керування, які дозволяють забезпечити стабільність передачі електроенергії між регіонами та всередині окремих енергетичних зон. Особливу увагу приділяють мінімізації екологічного впливу та раціональному використанню смуги земельного відведення.

Одним із найефективніших рішень у цій галузі є керовані компактні самокомпенсуючі лінії (КСПЛ). Їхня конструкція передбачає істотне зменшення міжфазових відстаней у порівнянні з традиційними повітряними лініями, що дає змогу збільшити передачу потужності без розширення коридору прокладання.

6.2.3 Вимоги до електричної та грозової міцності

Незважаючи на зближене розташування фаз, конструкція компактних та самокомпенсуючих повітряних ліній повинна гарантувати достатні ізоляційні проміжки для витримування максимальної робочої напруги, імпульсних перенапруг та грозових впливів. Забезпечення цих параметрів є ключовим чинником у конструктивному проектуванні КСПЛ.

Використання компактних ліній натомість дозволяє скоротити кількість паралельних ланцюгів і тим самим суттєво зменшити вартість магістралі. Для мереж класу 110-500 кВ економія може сягати 30-35 % у порівнянні з традиційними дволанцюговими лініями.

6.2.4 Геометрія фаз та можливість зменшення міжфазних відстаней

На основі досліджень останніх років встановлено, що безпечно зменшення відстаней між фазами в компактних лініях можливе до 25-30 % від типових значень, що використовуються у класичних конструкціях. Це стало можливим завдяки застосуванню:

- V-подібних гірлянд ізоляторів;
- ізольованих траверс;
- міжфазних розпірок і стяжок;
- фаз з розщепленими проводами змінного радіуса.

Такі рішення дозволяють забезпечити необхідну механічну стійкість проводів і компенсувати частину електромагнітних впливів між фазами.

6.2.5 Електромагнітні параметри компактних та КСПЛ-ліній

Зближення фаз призводить до зміни параметрів лінії: хвильового опору, ємнісної провідності, індуктивного опору та зарядної потужності. Для одно- та багатоланцюгових компактних ліній натуральна потужність на один ланцюг збільшується в середньому на 25-40 % порівняно з традиційними конструкціями.

У самокомпенсуючих багатоланцюгових лініях (КСПЛ) фазні проводи різних ланцюгів розташовуються попарно зближеними на одній опорі. Це формує посилений електромагнітний зв'язок між ланцюгами. Еквівалентні значення індуктивного та ємнісного параметрів складаються з власних величин і взаємних складових, які можуть досягати 25-30 % від базових параметрів.

Ефективність самокомпенсації значною мірою залежить від кута зсуву систем напруг θ між ланцюгами. При $\theta = 180^\circ$ індуктивний опір мінімізується, а ємнісна провідність максимальна, що забезпечує найбільшу зарядну та натуральну потужність лінії. У режимах, коли θ наближається до нуля, еквівалентні параметри можуть зменшуватися до 40-50 % від максимальних значень, що дозволяє використовувати цей ефект для керування режимами передачі.

6.2.6 Практичні дослідження та техніко-економічна ефективність

На сьогодні виконано значний обсяг теоретичних і практичних досліджень, що дозволили сформулювати вимоги до конструкції КСПЛ для різних класів напруги - від 110 до 1150 кВ. Розраховано електромагнітні, режимні та економічні параметри таких ліній і підтверджено суттєву перевагу самокомпенсуючих конструкцій над класичними.

Приклад конструкційних рішень компактних самокомпенсуючих ліній зображено на Рис.6.2.

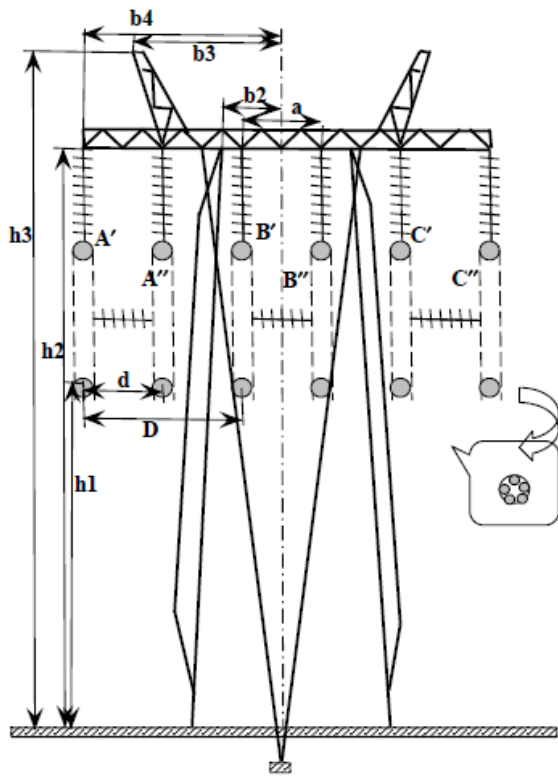


Рисунок 6.2 - Варіант проміжної порталної опори самокомпенсуючої компактної лінії для напруг 220–500 кВ

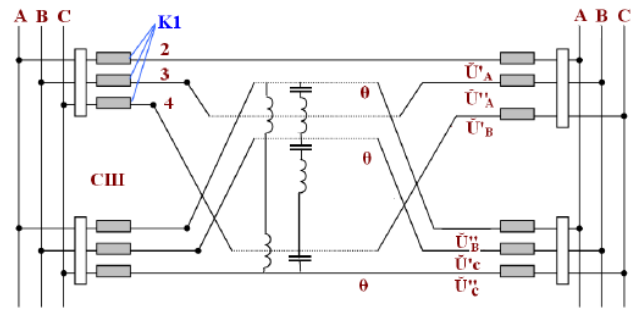


Рисунок 6.3 - Електрична схема дволанцюгової самокомпенсуючої лінії з широким діапазоном регулювання кутового зсуву напруг та міжфазними компенсувальними елементами

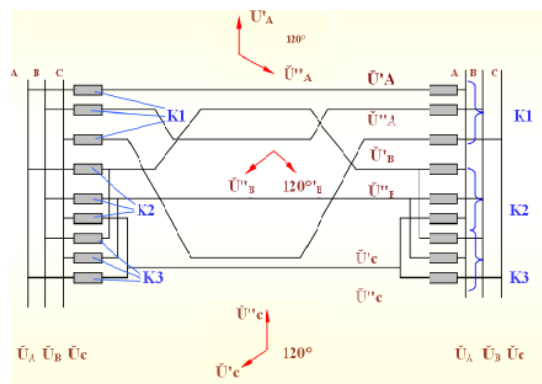


Рисунок 6.4 - Принципова схема самокомпенсуючої лінії з дискретним регулюванням кутового зсуву напруг у межах 0...120 електричних градусів.

Застосування фазового керування та додаткових компенсувальних пристроїв дає змогу цілеспрямовано впливати на еквівалентні параметри самокомпенсуючих ліній і забезпечувати оптимальні режимні характеристики в усьому діапазоні передаваних потужностей. Такий підхід відкриває можливості для точного регулювання потоків, підтримання стійкості та підвищення ефективності роботи магістральних мереж.

6.3 FACTS-пристрої - основа сучасного управління потоками потужності

Технології FACTS (STATCOM, SVC, TCSC, управління шунтовими реакторами, регулятори потоку потужності) забезпечують:

- оперативну зміну параметрів режимів у реальному часі,
- зменшення втрат активної та реактивної енергії,
- стабілізацію напруги та покращення стійкості,
- можливість переведення магістралей у керований режим з точним розподілом потоків.

Особливе значення має застосування векторного регулювання (ОРПП), що дозволяє керувати фазою та модулем напруги, забезпечуючи передачу потужності вище натуральної.

У 1980-1990-х роках було виконано значний комплекс досліджень, які сформували технологічну основу для систем FACTS - гнучких засобів керування електропередачею змінного струму. До цієї групи належать:

- керовані шунтувальні реактори;
- тиристорні статичні компенсатори реактивної потужності;
- пристрої подовжньої компенсації з регульованими параметрами;
- фазоповоротні трансформатори;
- STATCOM - сучасні статичні компенсатори на базі силової електроніки;
- регулятори потоків потужності (послідовні, комбіновані та об'єднані);
- вставки постійного струму та повноцінні лінії HVDC.

Усі ці рішення застосовуються для підвищення меж передавання потужності та покращення стійкості магістральних мереж.

Традиційно збільшення пропускної здатності досягається завдяки подовжній або поперечній компенсації параметрів лінії. Подовжня компенсація (див. рис. 6.5) має низку істотних переваг, серед яких простота реалізації та можливість досягнення значної глибини компенсації. Разом із

тим подовжня компенсація має і обмеження: вона не забезпечує регулювання напруги в мережі, ускладнює підтримання режимів за змінних навантажень і може супроводжуватися перенапругами під час різких змін потужності.

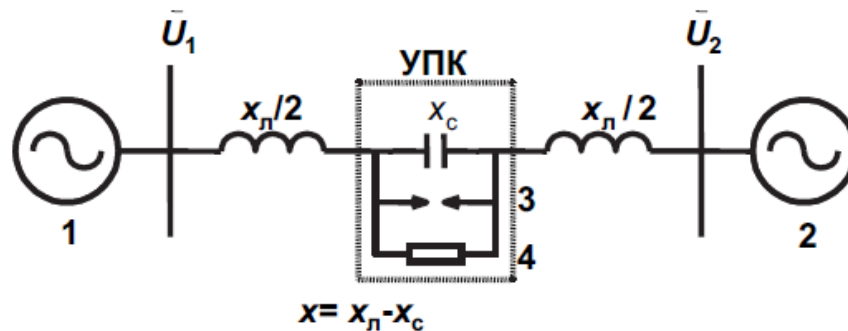


Рисунок 6.5 - Схематичний варіант пристрою подовжньої компенсації.

УПК (установка подовжньої компенсації) - пристрій, який вмикається послідовно (уздовж) у фазу лінії електропередачі для зменшення її індуктивного опору.

Зазвичай це послідовні конденсаторні батареї, що компенсують частину індуктивності довгих ПЛ.

Необхідність застосування УПК.

1. Збільшує пропускну здатність лінії (передавану активну потужність).
2. Зменшує падіння напруги вздовж траси.
3. Покращує статичну та динамічну стійкість магістральної ЛЕП.
4. Скорочує потребу у компенсації реактивної потужності на підстанціях.

Застосовується:

- на довгих ПЛ 330-750 кВ і вище.
- у магістралях, де потрібне суттєве збільшення переданої потужності без реконструкції ліній.
- найчастіше - на відстанях понад 300-400 км.

Поперечна компенсація має низку суттєвих переваг. Вона забезпечує плавне регулювання параметрів режиму та сприяє стабілізації напруги вздовж лінії, що особливо важливо при роботі з великими змінними навантаженнями.

Разом із тим цей метод має і певні обмеження. За високих рівнів компенсації пристрої потребують значної встановленої потужності, а їхня здатність до демпфування коливань активної потужності залишається порівняно невисокою, що зменшує ефективність у динамічних режимах магістральних мереж. Приклад пристрою поперечної компенсації в магістральних мережах представлено на Рис.6.6

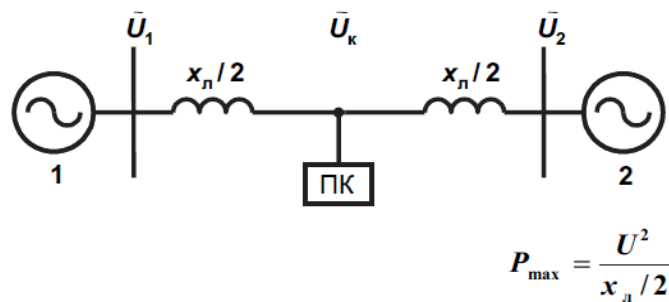


Рисунок 6.6 - Приклад пристрою поперечної компенсації.

Застосування шунтувальних реакторів дає змогу істотно підвищити ефективність подовжньої компенсації на довгих повітряних лініях, зокрема тоді, коли їх протяжність перевищує 400 км. Аналіз роботи магістральної лінії протяжністю приблизно 900 км показав, що використання подовжньої компенсації разом із правильно вибраними реакторами є одним із найекономічніших способів збільшення передавальної здатності. Такий підхід набуває особливої ефективності для ліній, спроектованих на певний фіксований рівень переданої потужності.

Коли ж фактичне навантаження виявляється нижчим за натуральну потужність лінії, доцільно застосовувати керовані шунтувальні реактори або трансформаторні шунтуючі компенсатори. Використання цих пристроїв

забезпечує підтримання стабільного режиму роботи магістралі за будь-якої зміни навантаження, сприяючи регулюванню напруги та покращуючи керованість режимів у реальному часі.

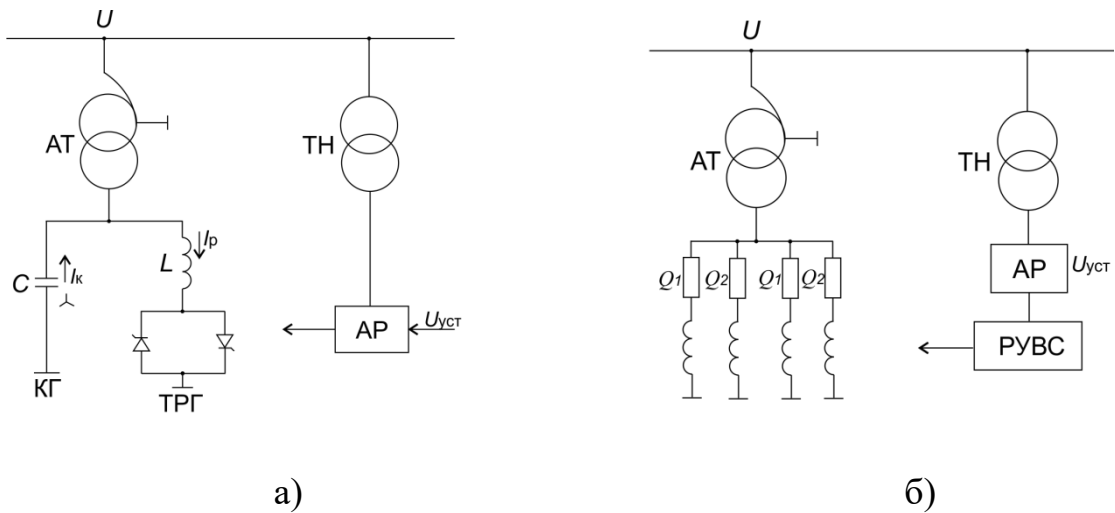


Рисунок 6.7 - Схеми компенсувальних пристроїв (тиристорних компенсаторів) для регулювання параметрів подовжньої компенсації

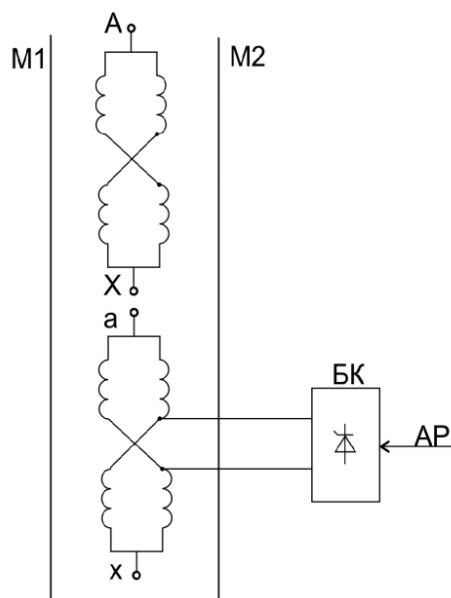


Рисунок 6.8 - Конструктивна схема керованого шунтувального реактора з підмагнічуванням (КШПР)

Керовані шунтувальні реактори з підмагнічуванням постійним струмом (КШРП) (Рис. 6.8) широко застосовуються на магістральних лініях для підтримання оптимальних режимів роботи. Конструктивно одна фаза такого реактора містить два замкнені магнітопроводи (M1 та M2), основну робочу обмотку AX, керувальну обмотку ах, тиристорний силовий модуль та автоматичний регулятор, який забезпечує зміну індуктивності в реальному часі.

Такі пристрої здатні плавно змінювати реактивну складову навантаження і підтримувати напругу на необхідному рівні.

До систем, що реалізують технології FACTS, належать:

- перетворювачі напруги на силових напівпровідникових елементах нового покоління;
- електромеханічні та електромашинно-вентильні комплекси зі статичними перетворювачами частоти;
- мікропроцесорні системи керування та регулювання.

Основними функціями пристроїв FACTS є:

- збільшення пропускної здатності магістральних ліній;
- забезпечення стійкої роботи енергосистеми за будь-яких збурень;
- реалізація керованого перерозподілу потоків потужності відповідно до диспетчерських команд;
- підвищення надійності живлення споживачів
- зменшення втрат у мережах;
- перетворення енергосистеми з пасивної структури на активно керовану мережу.

Значний прогрес у сфері силової електроніки - зокрема розвиток замикаємих тиристорів, IGBT-транзисторів та інших комутаційних приладів - забезпечив можливість створення високошвидкісних перетворювальних модулів для управління параметрами генерації, передачі та споживання майже без інерційності. Це відкриває новий рівень гнучкості для всієї енергосистеми.

Нижче подано структурні схеми окремих пристроїв, що реалізують функціональні можливості технологій FACTS.

На Рис. 6.9. представлені варіанти напругових перетворювачів для регулювання амплітуди та фази U_k .

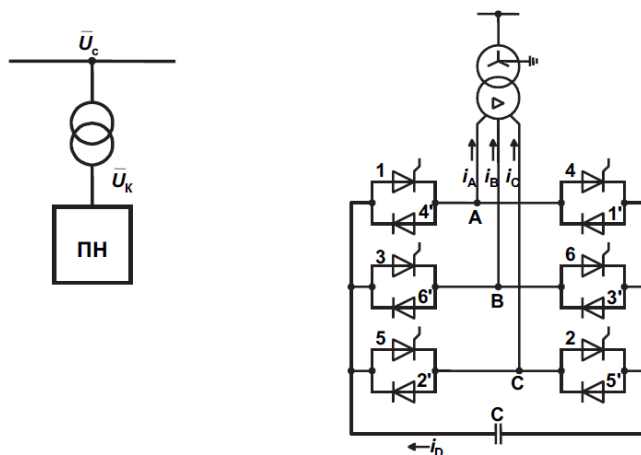


Рисунок 6.9 - Варіанти напругових перетворювачів для регулювання амплітуди та фази U_k

Одним із найпоширеніших пристроїв FACTS є статичний компенсатор реактивної потужності STATCOM. На відміну від тиристорного компенсатора (СТК), STATCOM забезпечує швидший і точніший обмін реактивною потужністю з мережею. Він може як генерувати, так і споживати реактивну складову, а його реакція на зміни напруги майже миттєва.

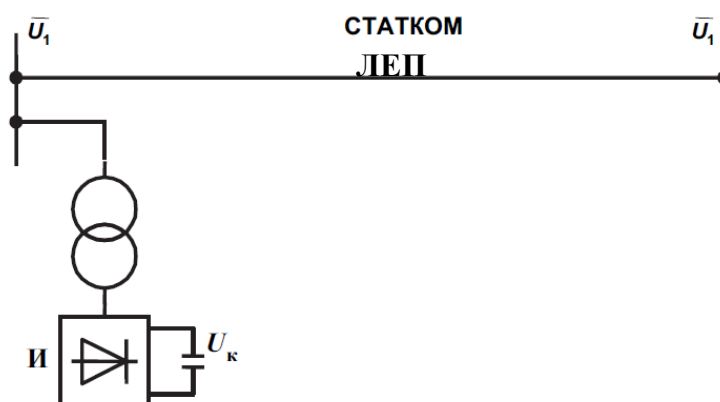


Рисунок 6.10 - Схема STATCOM як високошвидкісного компенсатора реактивної потужності

Ще одним важливим елементом FACTS є об'єднаний регулятор потоку потужності (ОРПП). Він дозволяє впливати на активну потужність, керувати напругою і регулювати пропускну здатність магістралі, забезпечуючи роботу лінії в оптимальних режимах.

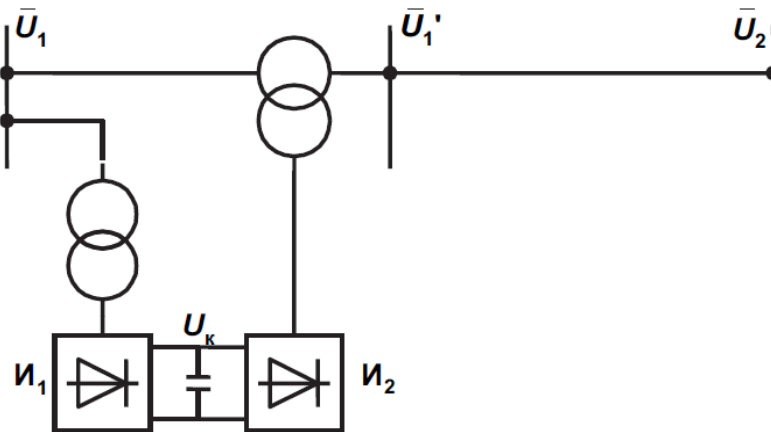


Рисунок 6.11 - Спрощена схема об'єданого регулятора потоків потужності

Принцип дії об'єданого регулятора потоків потужності (ОРПП) ґрунтується на введенні в лінію додаткової напруги ΔU через послідовну обмотку трансформатора T2. Фаза цієї напруги може змінюватися в широкому діапазоні - від 0 до 360° , що дозволяє створювати керований вплив на основну фазну напругу лінії.

Напруга U'_1 на початку магістралі формується як векторна сума напруги шин підстанції U'_1 та напруги, яку генерує послідовна обмотка трансформатора T2 ΔU :

$$\dot{U}'_1 = \dot{U}_1 + \Delta \dot{U}.$$

Зміна кута $\Delta \dot{U}$ між цими двома векторами призводить до відповідного зсуву фази напруги \dot{U}'_1 на початку лінії відносно напруги на її кінці \dot{U}_2 , що безпосередньо впливає на величину активної потужності, яка передається по магістралі.

Оскільки ОРПП одночасно впливає і на модуль, і на фазу результуючого вектора напруги U'_1 , лінії, оснащені таким пристроєм, відносять до систем із векторним регулюванням режимів передачі.

Використання об'єднаного регулятора потоків потужності (ОРПП) забезпечує значний діапазон керування активною потужністю, що передається по магістральній лінії. Межі такого регулювання визначаються переважно величиною додаткової напруги ΔU , яку вводить послідовна обмотка. За достатнього значення ΔU можлива навіть зміна напрямку потоку активної потужності, тобто передача може здійснюватися у зворотному напрямку.

Необхідний діапазон регулювання визначається роллю конкретної лінії в енергосистемі та її функціональним призначенням. Параметри ОРПП повинні встановлюватися на основі спеціальних режимних розрахунків, які враховують роботу всієї мережі, у складі якої функціонує ця лінія. Слід зазначити, що розширення діапазону регулювання потребує збільшення потужності перетворювального обладнання, насамперед перетворювача ПН2.

Під час застосування ОРПП важливо забезпечити обмеження параметрів на початку лінії, щоб не допустити перевищення допустимих значень напруги. Це завдання вирішується відповідними законами керування, які формують режим роботи перетворювача ПН2 та обмежують створюване ним напруження.

Підсумовуючи, можна зазначити, що лінії з векторним регулюванням мають усі необхідні технічні властивості для забезпечення якісних усталених режимів передачі. Однак питання економічної доцільності їх застосування та вплив на розподіл потоків у складних розгалужених мережах потребують додаткового аналізу і більш поглиблених досліджень.

6.4 Оцінювання ефективності систем керування з урахуванням параметрів магістральних ліній

Проблема раціонального використання засобів регулювання режимів є однією з ключових у сучасних енергосистемах, які працюють в умовах зростання навантажень, декарбонізації та широкої інтеграції відновлюваних джерел. Ефективність роботи пристроїв керування - як у статичних, так і в динамічних режимах - прийнято оцінювати за їх здатністю змінювати критично важливі параметри лінії, зокрема її пропускну здатність.

Максимальна активна потужність, яку може передавати лінія без втрати стійкості, визначається загальновідомим співвідношенням:

$$P_m = \frac{|\dot{U}_1| \cdot |\dot{U}_2|}{Z_c \cdot \sin \alpha_0 \ell} \cdot \sin \delta .$$

$\Delta \dot{U}_1, \Delta \dot{U}_2$, - напруги на початку та кінці лінії,

δ - кут зсуву між векторами напруги,

Z_c - хвильовий опір лінії, що залежить тільки від її конструкції та геометрії.

Різні регульовальні пристрої, у тому числі елементи технології FACTS (керовані шунтувальні реактори, статичні тиристорні компенсатори, STATCOM, системи регулювання потоку потужності), впливають на параметри режиму в вузлах приєднання лінії:

- регулюють напругу на початку $\Delta \dot{U}_1$ та в кінці $\Delta \dot{U}_2$ лінії,
- змінюють кут δ між напругами обох кінців,
- формують заданий розподіл активної потужності у мережі,
- стабілізують режим підсистем при збуреннях.

При цьому важливо підкреслити, що жоден із перелічених пристроїв не впливає на хвильовий опір Z_c . Цей параметр визначається виключно конструктивними характеристиками лінії - індуктивністю та ємністю на

одиницю довжини, які залежать від типу опор, міжфазних відстаней, конфігурації розщеплених фаз, висоти підвісу провідників, а також параметрів електромагнітного поля.

Аналіз показує, що ефективність дії будь-якого регулюючого пристрою є обернено пропорційною величині хвильового опору. Це означає, що:

- чим менший Z_c , тим вищий приріст пропускної здатності при використанні FACTS;
- чим більший Z_c , тим меншим буде результат від застосування навіть найсучасніших систем керування.

Звідси витікає принципово важливий висновок: створення високоефективних керованих електропередач можливе лише за умови комплексного підходу, що включає:

- 1) вдосконалення конструкції самих ліній, зокрема компактних ПЛ, КСПЛ, використання HTLS-дротів, оптимізацію фазних пучків;
- 2) впровадження пристроїв FACTS та інших сучасних систем регулювання;
- 3) узгодження параметрів ліній із характеристиками регулюючих модулів для досягнення максимального техніко-економічного ефекту.

Таким чином, найефективніші електропередачі формуються не лише через установку потужних регуляторів, а за допомогою синергетичного поєднання конструктивної оптимізації ліній та високошвидкісних систем керування режимами.

Дослідження ПСПЛ показали, що, завдяки новим технічним рішенням, вони дозволяють істотно (у 2-4 рази) підвищити щільність потоку потужності в просторі, обмеженому висотою і шириною опори, а також підвищити ефективність використання земельних смуг відчуження під будівництво ліній, що сприятливо позначається на поліпшенні їх економічних показників.

Головні принципові відмінності ПСПЛ від звичайних багатоланцюгових (і частково дволанцюгових) трифазних ЛЕП полягає в тому, що в ПСПЛ істотно змінені параметри електричного (Е) і магнітного

(Н) полів всередині простору між фазами, причому ця зміна здійснена так, щоб добитися найбільшого ефекту по збільшенню пропускної спроможності лінії електропередачі в цілому (P_m) і створення умов по її регулюванню в процесі зміни величини передаваної потужності (P), для забезпечення мінімальних втрат (ΔP_{min}), відстеження обмежень по рівнях напруги впродовж лінії (U_L) і оптимізації параметрів режимів електропередачі та примикаючих енергосистем. ПСПЛ, утілюючи у собі ідеї регульованої електропередачі є подальшим розвитком напряму гнучких електропередач, оскільки на додаток включає ідеї та способи регулювання параметрів і ліній на всьому їх протязі, завдяки чому досягається принципово новий рівень управління режимами і технічними показниками електропередач змінного струму. ПСПЛ можуть бути названі і керованими самокомпенсуючими гнучкими системами передачі електроенергії на змінному струмі - Controlled Flexible Self - Compensation Alternating Current Transmission Power Systems (скорочено CFACTS).

На підставі проведених теоретичних і експериментальних досліджень до теперішнього часу виконані розрахунки та розробки конкретних варіантів дволанцюгових ПСПЛ різних класів напруги, від 10 кВ до 1150 кВ.

До теперішнього часу вдалося реально побудувати і перевірити на практиці працездатність дволанцюгових ПСПЛ напругою 10, 35, 110 кВ з попарно зближеними фазами різних ланцюгів при фіксованому куті зсуву векторів напруги ланцюгів $\theta=120^\circ$, здійсненому шляхом особливої схеми приєднання до кінцевих і проміжним підстанціям.

6.5 Чотирифазні системи електропередачі

Порівняння різних типів магістральних електропередач - зокрема трифазних ліній компактного виконання, самокомпенсуючих ПСПЛ, шестипровідних рішень та систем постійного струму - демонструє наявність суттєвого компромісу між економічною ефективністю та надійністю. Зазвичай підвищення економічності ліній змінного струму супроводжується

зменшенням їх надійності, тоді як системи постійного струму характеризуються високою стабільністю, але більшою собівартістю.

Чотирифазні електропередачі (ЧЕП) є одним із небагатьох рішень, де ці характеристики не вступають у суперечність. Для таких систем підвищення економічної доцільності йде паралельно зі зростанням надійності, що робить ЧЕП перспективним напрямом розвитку магістральних мереж.

Основою ЧЕП є симетрична чотирифазна система напруги з фазовим зсувом 90° , яка формує дві незалежні двофазні підсистеми. У кожній із них напруги й струми зміщені на 180° , тобто знаходяться в протифазі. Така структура забезпечує:

- збільшення природної (натуральної) потужності лінії;
- скорочення рівня електромагнітного впливу на довкілля;
- покращення стійкості та режимних характеристик магістралі.

Однією з ключових особливостей ЧЕП є можливість переведення лінії у трифазний режим у разі виникнення однофазного пошкодження або необхідності пофазного ремонту. При цьому забезпечується передавання щонайменше 75% номінальної потужності, що значно перевищує можливості традиційних трифазних ліній при аналогічних аваріях.

Для формування чотирифазної системи та зворотного перетворення у трифазну використовують спеціальні фазоперетворюючі трансформатори, які одночасно виконують функції підвищення напруги до робочого рівня. Це новий тип обладнання, розроблений спеціально для таких систем. Усі інші елементи ЧЕП близькі за конструкцією до елементів трифазних ліній, відрізняючись лише кількістю однофазних компонентів.

На основі теоретичних і практичних досліджень створено кілька варіантів фазоперетворюючих трансформаторів, що дозволяють гнучко переходити між чотирифазним і трифазним режимами. Запропоновані конструкції повітряних ліній цього типу забезпечують збільшення натуральної потужності на 50-100% порівняно з класичною трифазною

передачею, що підтверджує їх високу перспективність для майбутніх магістральних мереж.

6.6 Передачі постійного струму HVDC та технічні переваги

У сучасній енергосистемі переважна частина генерації, передавання й розподілу електроенергії здійснюється на змінному струмі. Це обумовлено насамперед можливістю простого та ефективного трансформування напруги, високою надійністю асинхронних і синхронних двигунів, а також можливістю створення високовольтних апаратів, здатних комутувати значні струми. Завдяки цим перевагам змінний струм залишається базовим у переважній більшості технологічних процесів і енергетичних мереж.

Водночас за останні десятиліття в різних країнах значно зріс інтерес до використання постійного струму (HVDC) для вирішення окремих інженерних задач, пов'язаних із передаванням великих потоків потужності на значні відстані, міжсистемними перетоками та інтеграцією нестабільних джерел генерації. Причина цього - істотні відмінності електромагнітних процесів у лініях змінного та постійного струму.

Обидва типи ліній мають активний опір, індуктивність і ємність. Проте у лініях змінного струму індуктивно-ємнісна взаємодія породжує хвильові процеси, що визначають їхні експлуатаційні властивості: наявність зарядної потужності, обмеження по довжині, втрати стійкості та залежність переданої потужності від кута δ . У лініях постійного струму таких хвильових режимів немає, що принципово змінює характер роботи мережі та відкриває можливості для вирішення специфічних задач передачі.

Оскільки всі енергетичні об'єкти - генератори, мережі, трансформатори та споживачі - працюють на змінному струмі, постійний струм використовується лише в тих випадках, де його переваги є вирішальними.

Це:

- передавання великих потоків енергії на значні відстані;
- з'єднання енергосистем, що працюють несинхронно або мають різні

частоти;

- зниження втрат при підводних чи кабельних трасах;
- оптимізація потоків потужності в перевантажених мережах.

Системи постійного струму поділяються на два типи:

1. Лінії електропередачі постійного струму (ППТ або HVDC line) - містять повітряну чи кабельну ділянку та забезпечують передавання енергії на певну відстань.

2. Вставки постійного струму (ВПТ або Back-to-Back HVDC) - не мають протяжної лінії; увесь перетворювальний комплекс розміщено на одній підстанції, куди підходять лінії змінного струму двох енергосистем.

На обох кінцях HVDC-каналів встановлюються перетворювачі:

- випрямляч, який переводить змінний струм у постійний,
- інвертор, який повертає постійний струм у змінний.

По самій лінії передається саме постійний струм, що забезпечує менші втрати, відсутність зарядної потужності та незалежність від хвильових обмежень.

Вставки постійного струму можуть розташовуватися:

- біля однієї з енергосистем,
- на проміжній підстанції між регіонами,
- у точці з'єднання мереж із різними частотами або нестабільними

режимами.

На відміну від ППТ, ВПТ дає можливість легко підключати звичайні трансформаторні підстанції вздовж трас змінного струму. Це полегшує організацію живлення споживачів уздовж мережевих коридорів, тоді як у випадку протяжних HVDC-ліній таке підключення значно складніше або взагалі недоцільне.

Загальні структурні схеми ППТ та ВПТ представлені на рис. 6.12.

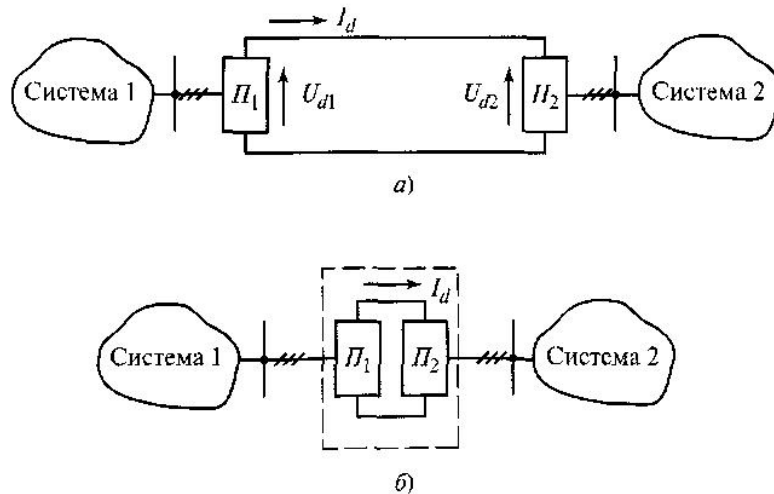


Рисунок 6.12 - Структурні схеми ППТ (а) та ВПТ(б)

6.6.1 Особливості передавання електроенергії лініями постійного струму

Передавання електроенергії каналами постійного струму відрізняється від роботи ліній змінного струму принципово іншим характером електромагнітних процесів. Оскільки частота в таких лініях дорівнює нулю, у сталих режимах відсутні хвильові явища, а тому повздовжній індуктивний опір і поперечна ємнісна провідність не беруть участі у формуванні електричного режиму. Це забезпечує низку ключових переваг.

На відміну від змінного струму, де пропускна здатність залежить від довжини лінії та погіршується з її збільшенням, HVDC-тракти не мають такої залежності, що робить їх високоефективними для передавання великих потоків потужності на значні відстані. Саме тому системи постійного струму застосовують у випадках, коли створення аналогічного коридору на змінному струмі технічно складне або економічно невиправдане.

6.6.2 Кабельні лінії постійного струму

Важливою перевагою HVDC є повна відсутність зарядної потужності. Для кабельних ліній змінного струму саме зарядна складова є головним обмеженням їхньої довжини, оскільки призводить до нагрівання жил та

зменшує корисну передавану потужність.

У кабельних лініях постійного струму це обмеження знімається, що дозволяє будувати значно довші траси. Наприклад:

- підводна кабельна лінія між Швецією та Фінляндією має довжину близько 200 км і працює при напрузі ± 400 кВ;
- у планах реалізації - траса довжиною 600-700 км між Великою Британією та Ісландією, яку неможливо виконати на змінному струмі.

Кабельні HVDC-канали також доцільні для глибокого введення потужності у великі міста та промислові зони, де будівництво нових електростанцій неможливе або обмежене екологічними вимогами. Введення потужності постійним струмом має додаткову перевагу - не збільшує струми короткого замикання, що дозволяє уникати дорогої модернізації комутаційного обладнання.

Недоліком є необхідність будівництва перетворювальних підстанцій на обох кінцях кабельної траси.

6.6.3 Зв'язок енергосистем різної частоти та режимів

Оскільки передавання потужності у HVDC здійснюється через ланку постійного струму, системи повністю розв'язуються за частотою. Це дає змогу:

- поєднувати енергосистеми різної частоти (як у Японії: вставки Сін-Шіноно, Сакума);
- з'єднувати синхронні системи, які працюють автономно та мають різні режими частотного регулювання;
- забезпечувати реверсивний перетік потужності між двома регіонами.

Важливо, що перетворювачі HVDC оснащені високошвидкісними системами автоматичного регулювання, які відслідковують аварійні збурення. Завдяки цьому порушення в одній системі не передаються у з'єднану через HVDC-канал енергосистему, що неможливо при зв'язку лініями змінного струму.

6.6.4 Сфери застосування ППТ і ВПТ

До ключових напрямів використання ліній постійного струму (ППТ) та вставок постійного струму (ВПТ) належать:

- передавання енергії від віддалених електростанцій;
- міждержавні та міжрегіональні електрозв'язки;
- кабельні переходи через моря та протоки;
- глибоке кабельне введення у мегаполіси;
- зв'язок несинхронних або різночастотних енергетичних систем.

6.6.5 Недоліки та обмеження традиційних систем HVDC

Попри переваги, класичні ППТ і ВПТ мають низку недоліків:

- значне споживання реактивної потужності на перетворювальних підстанціях (приблизно 0,5-0,6 квар на 1 кВт переданої потужності);
- необхідність установаження компенсуючих пристроїв, що збільшує вартість;
- генерування вищих гармонік, що потребує використання фільтрів;
- суттєво вища вартість перетворювальних станцій порівняно з підстанціями змінного струму.

Сучасні перетворювачі на основі IGBT-модулів (VSC-HVDC) значною мірою позбавлені цих недоліків, мають кращі динамічні властивості та вищу керованість, проте через високу ціну й окремі технічні обмеження поки що застосовуються вибірково.

6.6.6 Економічна доцільність: критична довжина

Вартість повітряної частини лінії постійного струму, за сучасними оцінками, на 20-25% нижча, ніж аналогічної лінії змінного струму. Однак перетворювальні підстанції HVDC істотно дорожчі.

Тому існує критична довжина ($L_{кр}$), за якої загальні витрати на будівництво лінії постійного та змінного струму зрівнюються.

- Якщо довжина траси менша за $L_{кр}$, економічно вигідніше будувати

ЛЕП змінного струму.

- Якщо довжина перевищує $L_{кр}$, доцільнішою є система HVDC.
- Графічна інтерпретація цього співвідношення наведена на рис. 6.13.

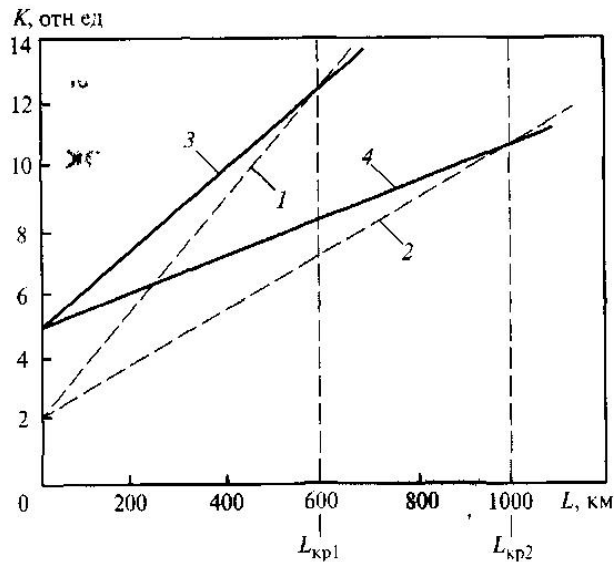


Рисунок 6.13 - Порівняння капітальних витрат на будівництво електропередач змінного струму (пунктирна крива) та ліній постійного струму (суцільна крива) однакової пропускної здатності.

Криві 1 і 3 відповідають складним умовам прокладання траси, а криві 2 і 4 - сприятливим умовам проходження лінії.

Розмір критичної довжини лінії визначається співвідношенням вартості обладнання перетворювальних підстанцій та елементів повітряної або кабельної лінії - проводів, ізоляторів, опор і засобів лінійної інфраструктури. На цей показник істотно впливають і умови прокладання траси: у складних інженерно-геологічних або природоохоронних умовах критична довжина виявляється меншою, тоді як за сприятливої конфігурації місцевості вона збільшується.

Вибір між системою змінного або постійного струму, а також визначення номінальної напруги майбутньої магістралі виконуються на основі розгорнутих техніко-економічних порівнянь. У таких розрахунках враховується широкий спектр параметрів: капітальні вкладення в

будівництво ліній і підстанцій, експлуатаційні витрати, витрати на технічне обслуговування, величина втрат електроенергії на нагрів проводів і коронні розряди. Одним із ключових критеріїв виступає собівартість електроенергії на приймальному кінці лінії.

Додатково необхідно враховувати системні аспекти, пов'язані з інтеграцією нової лінії в мережу: динамічну і статичну стійкість генераторів віддалених станцій, режими взаємодії між регіональними енерговузлами, можливі зміни структури навантаження та перспективи розвитку мережі. Усі ці чинники мають бути оцінені комплексно, оскільки саме вони визначають оптимальний вибір варіанту електропередачі для конкретних умов.

6.6.7 Сучасні приклади впровадження UHV-технологій у світі (АС та DC)

1. Китай - світовий лідер у сфері UHV AC/DC

Країна створила найбільшу у світі систему ліній 750-1100 кВ:

- UHVDC «Changji-Guquan» (± 1100 кВ, 12 ГВт, 3300 км) - наразі найдовша та найпотужніша передача у світі.

- UHVAC 1000 кВ «Huainan-Shanghai» - одна з базових гілок об'єднаної мережі Східного Китаю.

- Мережа UHV AC & DC, що покриває понад 20 провінцій, передає до 300 ГВт потужності на тисячі кілометрів.

Ці проєкти використовують масово FACTS, STATCOM, TCSC, гібридні підстанції та цифрові системи керування.

2. Європа - розвиток міждержавних HVDC-інтерконекторів

- NordLink (Норвегія-Німеччина, ± 525 кВ, 1,4 ГВт, 623 км) - кабель HVDC по дну моря.

- Viking Link (Велика Британія-Данія, ± 525 кВ, 1,4 ГВт, 760 км) - один із найдовших підводних ланцюгів HVDC у світі.

- Baltic Cable, Kontek, SwePol Link - приклади міждержавних зв'язків на постійному струмі.

ЄС активно впроваджує цифрові підстанції та системи керування потоками (PST, STATCOM).

3. Північна Америка - модернізація магістральних мереж

- Pacific DC Intertie (± 500 кВ, 1362 км) - класична HVDC-лінія, модернізована у 2020-х роках.
- Quebec-New England HVDC (± 450 кВ) - передає енергію гідроелектростанцій.
- Масове впровадження широкозонних систем моніторингу (WAMS) на базі PMU та FACTS-рішень.

4. Індія та Бразилія - швидкий розвиток UHV-мереж

- HVDC Rio Madeira (± 600 кВ, 3150 км) - одна з найдовших наземних ліній постійного струму.
- India UHVDC ± 800 кВ «Champiti-Kurukshetra» (2×6000 МВт) - передача з високою стійкістю та мінімальними втратами.

6.7 Аналіз та моделювання режимів роботи магістральних повітряних ліній напругою 750 кВ протяжністю 1000 км

Для повітряних ліній змінного струму оптимальним режимом роботи вважається натуральний режим, за якого кратність струму $k = I/I_{\text{нат}} = 1$. У цьому стані енергія електричного та магнітного полів урівноважена, хвильові процеси не спричиняють відбиттів, а передавання реактивної потужності відсутнє.

Якщо ж $k > 1$, лінія потребує додаткових джерел реактивної потужності - конденсаторних батарей або синхронних компенсаторів. У випадку $k < 1$ виникає потреба у елементах, здатних поглинати надлишкову реактивну потужність. Особливо значні відхилення від натурального режиму спостерігаються в нічні години або під час сезонних знижень навантаження. Це приводить до розбалансування енергії електромагнітного поля та появи небажаних потоків реактивної потужності, що збільшують втрати.

Для ліній великої довжини, зокрема трас понад 1000 км, небаланс електромагнітної енергії може бути співставним із натуральною потужністю ЛЕП, що суттєво ускладнює підтримання номінального рівня напруги та економічної роботи. Підтримання режиму вимагає організованої компенсації реактивної потужності, спрямованої на збереження необхідних напруг у вузлах мережі та зниження втрат під час зміни навантаження.

У ролі засобів компенсації для випадків $k < 1$ застосовують шунтуючі реактори - електромагнітні пристрої, які підключаються між фазами та землею й працюють на основі індуктивного споживання реактивної потужності. Залежно від можливостей регулювання розрізняють такі типи реакторів:

1. *Нерегульовані шунтуючі реактори*, які підключають чи вимикають відповідно до зміни навантаження за допомогою високовольтних вимикачів.
2. *Керовані шунтуючі реактори (УШР)*, які забезпечують плавне й оперативне регулювання споживаної реактивної потужності без відключення від мережі.

Оскільки передавана потужність на лініях надвисокої напруги змінюється протягом доби у широких межах, виникає необхідність частоті комутації нерегульованих реакторів. Це створює експлуатаційні проблеми - збільшується зношування вимикачів, зростає ризик перенапруг під час перемикачів і підвищується складність підтримання стабільного режиму мережі. Саме тому в магістральних лініях 750 кВ дедалі ширше застосовуються регульовані реактори й інші швидкодіючі засоби компенсації.

Розрахунки режимів лінії були виконані в середовищі *MathCAD*, а результати подано у доданих роздруківках. Для аналізу було прийнято зв'язану схему виконання лінії, що передбачає наявність перемикаючих пунктів уздовж траси. Такий варіант забезпечує підвищену надійність електропостачання та дозволяє оптимізувати режими тривалої роботи.

Фаза повітряної лінії напругою 750 кВ моделювалась як глибоко розщеплена, із п'ятьма підпровідниками марки *АС400/51* у фазному пучку. Для дволанцюгової конструкції були прийняті такі еквівалентні погонні параметри:

$$\begin{aligned}r_0 &= 0,0073 \text{ Ом/км}; & g_0 &= 5,34 \cdot 10^{-8} \text{ См/км}; \\x_0 &= 0,143 \text{ Ом/км}; & b_0 &= 8,26 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.\end{aligned}$$

За результатами розрахунків хвильова довжина для заданої лінії становить

$$\lambda = 62,3 \text{ км},$$

а натуральна потужність дволанцюгової магістралі досягає

$$P_{\text{нат}} = 4275 \text{ МВт}.$$

Розрахований перепад напруги на кінцях становить 1,041.

Аналіз отриманих режимів

Результати моделювання показують, що однорідна лінія довжиною близько 1000 км без спеціальних засобів компенсації є непрацездатною через:

- недостатній запас статичної стійкості;
- значне підвищення напруги у режимі холостого ходу.

У ненавантаженому стані напруга на приймальному кінці зростає до $U_{\text{хх}} = 2,15 \cdot U_{\text{ном}}$, що є неприпустимим для обладнання класу 750 кВ і ставить під загрозу надійність роботи системи.

Тому забезпечення працездатності такої магістралі можливе лише шляхом цілеспрямованої зміни її природних електромагнітних параметрів, тобто використанням компенсаційних пристроїв.

Розглянуті варіанти компенсації реактивної складової

У моделюванні були оцінені такі типи компенсації:

1. Поздовжня ємнісна компенсація (2 ступені УПК):

дозволяє зменшити еквівалентний індуктивний опір лінії та збільшити пропускну здатність.

2. Поперечна індуктивна компенсація за допомогою керованих шунтуючих реакторів (3 ступені УШР): ефективна для зниження підвищення напруги та регулювання перетоків у різних режимах навантаження.

3. Комбінована поздовжньо-поперечна компенсація традиційного типу (1 ступінь УПК): забезпечує суміщений вплив на індуктивну та ємнісну складові, що дозволяє підвищити стійкість довгих трас.

Схеми систем компенсації, що застосовувались у розрахунках, подані у графічній частині роботи.

6.8 Робота системи передачі з установками поздовжньої компенсації (УПК)

Для підвищення ефективності 1000-кілометрової лінії 750 кВ застосовано два пункти поздовжньої компенсації, розміщені на відстані 250 км від початку та 250 км від кінця лінії.

На цих пунктах встановлено послідовні ємнісні батареї, які зменшують індуктивний опір ПЛ.

1. Параметри поздовжньої компенсації

Опір першої та другої УПК:

$$X_{k1} = X_{k2} = -j0,27.$$

Це відповідає приблизно 27 % ступеню поздовжньої компенсації на кожному пункті.

2. Робота в натуральному режимі (передача $P = P_{нат}$)

Кут компенсації: $34,6^\circ$

Максимальна відносна напруга по лінії:

$$U_{\max}^* = 1,05$$

і вона спостерігається у зоні другої УПК.

Сумарна потужність компенсаторів: 2642 Мвар (це реактивна потужність, яку «генерують» конденсаторні батареї).

На рисунках 6.14-6.15 наведено розподіл амплітуди напруги уздовж траси та розподіл струмів у всіх перетинах лінії.

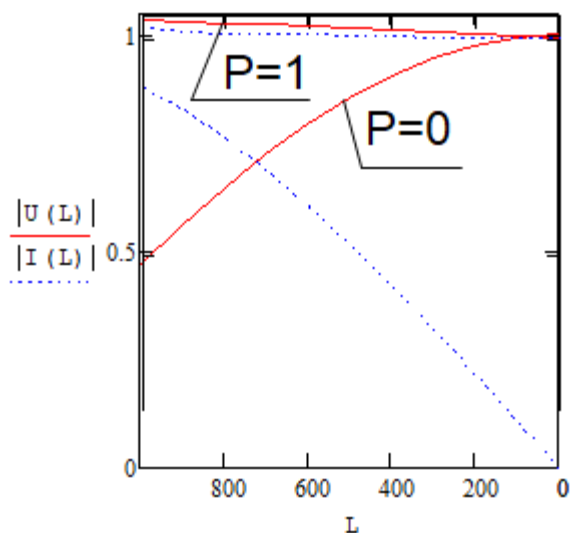


Рисунок 6.14 - Розподіл амплітуди напруги уздовж лінії

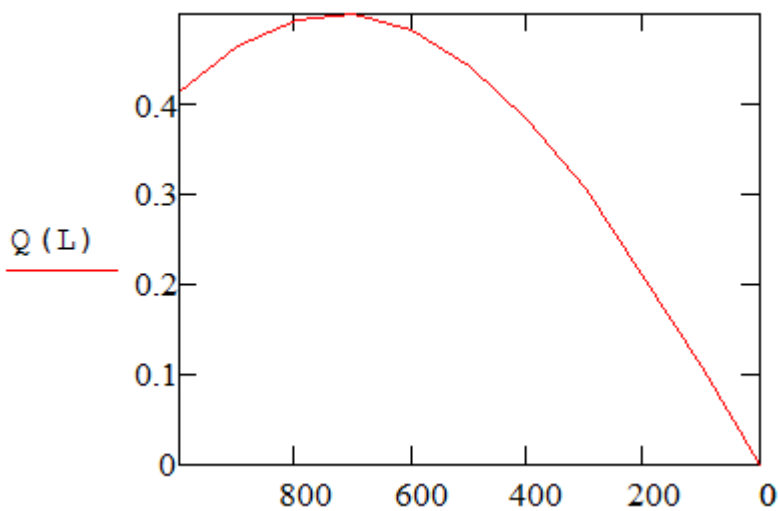


Рисунок 6.15 - Розподіл струмів у всіх перетинах лінії

3. Робота у режимі холостого ходу

У цьому режимі лінія поводитья як «перезбуджена», що характерно для довгих ПЛ СВН.

Максимальна напруга на УПК:

$$U_{\max}^* = 1,036$$

Напруга на початку лінії падає до

$$U^*_1=0,715$$

Перепад напруги становить:

$$\Delta U=0,715$$

Цей великий перепад є небажаним. Для його зменшення в кінці лінії вводять споживання реактивної потужності, тобто встановлюють:

- керований шунтувальний реактор або
- інший пристрій поперечної індуктивної компенсації.

При споживанні реактивної потужності: $Q^*_p=0,15$

вдається підвищити перепад напруги до 0,79, що є прийнятним.

4. Передача потужності вище натуральної (до $1,15 \cdot P_{\text{нат}}$)

Комплексна схема компенсації дозволяє передавати потужність більшу за натуральну.

Для $P^*_2=1,15$:

Усі напруги уздовж лінії не перевищують:

$$U^*_{\text{max}}=1,05$$

Кут між векторами напруг на початку і в кінці лінії:

$$\delta=42,5^\circ$$

Це забезпечує достатній запас статичної стійкості.

У кінці лінії необхідна видача реактивної потужності:

$$Q^*_2=0,25$$

Потужність УПК при такому режимі збільшується до 3871 Мвар.

5. Робота при зниженому навантаженні ($P_2 = 0,6$)*

Перевага УПК - можливість регулювання їх параметрів, що дозволяє:

- вирівнювати профіль напруги,
- зменшувати перезбудження при малому навантаженні.

У режимі:

$$P^*_2=0,6$$

регулювання УПК дає змогу:

- отримати рівномірний розподіл напруги,
- знизити кут компенсації до 28° , що дозволяє уникнути перенапруг та зменшити струми зарядного характеру.

Висновок:

Установка двох послідовних ємнісних батарей (УПК), правильно розташованих уздовж траси, забезпечує:

- підвищення пропускної здатності довгої лінії 750 кВ,
- підтримку напруги у допустимих межах,
- поліпшення статичної стійкості,
- ефективну роботу при зміні навантаження,
- можливість передавання потужності вище натуральної (до приблизно $1,15 \cdot P_{\text{нат}}$).

Ця схема є однією з найбільш ефективних для наддовгих магістральних ЛЕП.

6.9 Робота системи передачі з керованою поперечною компенсацією

У цій конфігурації лінії електропередачі 750 кВ для компенсації зарядної потужності та стабілізації напруги застосовано керовані шунтувальні реактори (КШР), розташовані на двох проміжних перемикаючих пунктах (ПП), а також на приймальному кінці лінії.

1. Параметри встановлених шунтувальних реакторів

У відносних провідностях:

- На першому ПП:

$$Y_{p1}^* = 0,38$$

- На другому ПП:

$$Y_{p2}^* = 0,2$$

- У кінці лінії:

$$Y_{p3}^* = 0,26$$

Усі значення регульовані, що дозволяє формувати потрібний розподіл реактивної потужності уздовж траси.

2. Режим холостого ходу

У цьому режимі всі три реактори включені, щоб:

- компенсувати зарядну потужність довгої лінії,
- обмежити перенапругу на відкритому кінці,
- забезпечити допустимий профіль напруги уздовж траси.

Ключові характеристики:

- Підвищення напруги відбувається у центральній частині другої секції, тобто на відстанях між 500-750 км.
- На початку лінії напруга підтримується на рівні:

$U_1^* = 0,946$, що допустимо і може бути скориговано регулюванням трансформаторів на підстанції.

- Сумарне навантаження реакторів у цьому режимі:
3590,6 Мвар

Це забезпечує стабільну роботу лінії без перевищення нормативних перенапруг.

3. Робота при передачі активної потужності ($P_2 = 0,575$)*

Усі реактори підключені, але шунтувальний реактор на другому ПП поглинає дуже невелику потужність:

$$Q_{p2}^* = 0,065$$

Підвищені напруги спостерігаються на другій секції:

$$U^* = 1,00 \dots 1,05$$

Реактивна потужність, що повертається у відправну систему:

$Q_1^* = -j0,128$, (тобто надлишок реактивної потужності рухається у приймальний бік)

Кут між векторами напруги початку та кінця лінії:

$\delta_n = 35,1^\circ$, що забезпечує достатній запас статичної стійкості.

4. Робота при передачі потужності ($P_2 = 0,5$)*

Реактор на другому ПП вимкнений.

Потужності реакторів:

ПП1:

$$Q_{p1}^* = 0,355$$

Кінець лінії:

$$Q_{p3}^* = 0,26$$

Сумарна потужність реакторів: 2627,7 Мвар

Втрати активної потужності:

$$\Delta P^* = 0,023$$

Стікання реактивної потужності у відправний бік:

$$Q_{-1}^* = 0,18$$

Кут:

$$\delta_n = 31,6^\circ$$

Ці значення відповідають допустимому режиму, але максимальна передавана потужність обмежена рівнем напруги.

5. Обмеження пропускної здатності

За результатами всіх розрахунків:

Передача натуральної потужності по лінії з поперечною компенсацією - неможлива.

Причини:

1. Надмірне підвищення напруги на другій секції при високих навантаженнях.
2. Необхідність великої кількості реактивної компенсації, що перевищує раціональні межі.
3. Зростання кутів δ до значень, що обмежують стійкість.

Максимально можлива передавана потужність становить лише близько $0,6 \cdot P_{нат}$.

Поперечна компенсація у шунтуючому виконанні не підвищує пропускну здатність, а лише стабілізує напругу та зменшує перезбудження.

Висновок:

Схема з керованими шунтуючими реакторами:

- ефективна для компенсації зарядної потужності,
- забезпечує допустимі рівні напруги у режимі великих та малих навантажень,
- дозволяє передавати лише $\sim 60\%$ натуральної потужності,
- не може забезпечити передачу $P_{\text{нат}}$, на відміну від схем з поздовжньою компенсацією або комбінованих стратегій.

6.9 Система передачі з керованою поздовжньою та поперечною компенсацією.

Комбіновані схеми компенсації, що поєднують послідовні (ємнісні) та поперечні (індуктивні) елементи, є одним із найефективніших рішень для підвищення пропускну здатності ліній надвисокої напруги. Такі схеми широко застосовуються у практиці, зокрема на протяжних магістральних лініях 500 кВ, де використовуються переважно нерегульовані компенсувальні пристрої.

У сучасних системах впроваджується керована поздовжньо-поперечна компенсація, яка дозволяє підлаштовувати параметри компенсувальних елементів під поточний режим роботи лінії, забезпечуючи оптимальний профіль напруги та підвищену стійкість.

6.9.1 Принципи роботи керованої комбінованої компенсації

Керована послідовна компенсація

Зміна ємнісного опору БСК здійснюється за допомогою тиристорних комутаційних модулів шляхом:

- підключення окремих секцій,
- або їх шунтування.

Недоліки такого методу:

- дискретність регулювання,
- високі вимоги до потужності тиристорних ключів.

Керовані поперечні елементи

В ролі поперечних реакторів можуть застосовуватися:

- тиристорно-керовані реактори (TCR),
- реактори з керованим підмагнічуванням, які забезпечують плавніше регулювання.

Пристрій УПК розміщується на середньому перемикаючому пункті, що дає змогу оптимально розподілити реактивну потужність уздовж траси лінії.

6.9.2 Режим передавання натуральної потужності

Для забезпечення кута зсуву між напругами початку і кінця лінії

$$\theta=35^\circ,$$

параметри керованого УПК у відносних одиницях складають:

- для послідовної ємнісної батареї:

$$X^*_k=-j0,45,$$

- для поперечних реакторів:

$$Y^*_1=Y2^*=-j0,225.$$

Основні результати:

Втрати потужності:

$$\Delta P^*=0,063.$$

Реактивний потік на початку лінії:

$$Q^*_1=0,047,$$

що відповідає нормальному режиму.

Режим холостого ходу:

підвищення напруги вздовж лінії не спостерігається; надлишок зарядної потужності виводиться на відправну підстанцію:

$$Q^*_1=0,486.$$

6.9.3 Робота лінії при зміні навантаження

Було досліджено режими роботи для діапазону:

$P^*_2=0$ до 1,1.

Отримані результати показали:

- рівні напруги у всіх точках лінії залишаються в допустимих межах,
- система стабільно працює при знижених навантаженнях,
- запас статичної стійкості підтримується на високому рівні.

Максимально передавана потужність

Система здатна забезпечувати:

$P_{\max}=1,05\dots 1,10 P_{\text{нат}}$, тобто трохи вище натуральної, що недоступно у випадку виключно поперечної компенсації.

6.9.4 Узагальнення

Керована поздовжньо-поперечна компенсація:

- забезпечує найвищу ефективність серед аналізованих варіантів,
- підтримує якісний профіль напруги при будь-яких навантаженнях,
- мінімізує втрати активної та зарядної потужності,
- дозволяє працювати у широкому діапазоні режимів,
- забезпечує передавання потужності понад натуральну.

Це робить комбіновану схему одним із найкращих рішень для ліній довжиною 800-1200 км.

Висновки до розділу

У цьому розділі проаналізовано сучасні інноваційні підходи до підвищення пропускної здатності та надійності магістральних ліній електропередач, а також досліджено їх ефективність у різних режимах роботи. Встановлено, що традиційні схеми повітряних ліній надвисокого класу напруги значною мірою вичерпали потенціал свого розвитку, що зумовлює необхідність переходу до більш технологічно досконалих рішень. Застосування нових конструкцій провідників, компактних конфігурацій фаз,

самокомпенсуючих структур та високошвидкісних систем керування режимами перетворює електропередачі зі «статичного» елемента мережі на активну керовану систему з розширеними функціональними можливостями.

Доведено, що використання комбінованих схем компенсації реактивної потужності (поздовжньої, поперечної та їх інтегрованого варіанту) істотно підвищує ефективність передачі енергії на великі відстані, забезпечуючи стабільність напруги вздовж траси та достатній запас статичної стійкості. Особливий інтерес становлять керовані шунтуючі реактори, статичні компенсатори реактивної потужності та інші пристрої класу FACTS, які дозволяють адаптувати параметри лінії в режимі реального часу. Саме такі технології дають змогу підтримувати оптимальні режими роботи навіть за суттєвих коливань навантаження й мінімізувати втрати в електромагнітному полі довгих ліній.

У межах проведених досліджень розглянуто можливості самокомпенсуючих та чотирифазних електропередач, які відкривають перспективу суттєвого збільшення натуральної потужності та просторової щільності передавання. Показано, що ці системи поєднують високу економічність із підвищеною надійністю, а також забезпечують резервування при виникненні однофазних пошкоджень. Їх технічні характеристики дозволяють розглядати такі лінії як наступний етап розвитку гнучких електропередач змінного струму.

Окрему увагу приділено порівнянню ліній змінного та постійного струму. Аналіз продемонстрував, що передавання постійним струмом є доцільним у випадках значної протяжності магістралей, необхідності міжсистемних зв'язків або використання підводних та підземних кабелів великої довжини. Вставки постійного струму та магістралі HVDC забезпечують повну розв'язку частот, дають можливість об'єднувати несинхронні енергосистеми й істотно зменшують втрати енергії.

Узагальнюючи отримані результати, можна стверджувати, що найбільш перспективним напрямом розвитку є комплексне застосування

технічних рішень - сучасних конструкцій ліній, високотемпературних проводів, керованих пристроїв компенсації та систем FACTS, а також поєднання технологій змінного й постійного струму залежно від конкретних умов. Такий підхід забезпечує підвищення пропускної здатності, енергетичної ефективності та надійності магістральних електропередач, що є критично важливим у контексті розвитку енергетичних систем нового покоління.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ В РОЗПОДІЛЬЧИХ ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖАХ

7.1 Загальні положення та значення охорони праці

Охорона праці у розподільчих високовольтних мережах є системою організаційних, технічних і правових заходів, спрямованих на забезпечення безпечних умов роботи персоналу, підвищення надійності електроенергетичного обладнання та запобігання аваріям. Розподільчі мережі напругою 35–750 кВ характеризуються наявністю підвищених електричних, теплових та електромагнітних небезпек, що потребує комплексного підходу до формування безпечного виробничого середовища. Висока концентрація потенційно небезпечних елементів - вимикачів, шинних систем, трансформаторів, кабельних вводів - вимагає від персоналу особливої уваги до дотримання регламентів і технологічної дисципліни.

7.2 Аналіз основних небезпек у високовольтних мережах

Ураження електричним струмом є найсерйознішою небезпекою, що виникає при обслуговуванні обладнання під високою напругою. Відомо, що навіть короткочасний контакт з напругою понад 1 кВ призводить до тяжких наслідків, включаючи електричні опіки та зупинку серця. Небезпека зростає за наявності пошкодженої ізоляції, підвищеної вологості або порушення міжфазних відстаней. Ще одним критичним фактором є електрична дуга, що утворюється при коротких замиканнях. Температура дуги сягає близько 15 000 °С, а енергія її миттєвого вивільнення може призвести до руйнування обладнання та травмування персоналу навіть на значній відстані від місця аварії.

Надмірний рівень електромагнітних полів у розподільчих пристроях відкритого та закритого типу впливає на фізіологічний стан працівників і потребує регламентованих заходів щодо обмеження часу перебування у зонах підвищеного випромінювання. Механічні небезпеки пов'язані з

рухомими частинами приводних механізмів, масивними елементами струмопроводів та дією електродинамічних сил під час аварійних режимів.

7.3 Організаційні заходи безпеки

Організація безпечної роботи базується на системі нарядів-допусків, що визначають конкретний перелік дій, склад бригади та порядок виконання завдань. Кожний працівник допускається до робіт лише після проходження відповідних навчальних програм, перевірки знань та інструктажів. Роботи у високовольтних установках виконуються під керівництвом відповідального працівника, який контролює правильність підготовки робочого місця, послідовність перемикачів та відповідність застосованих засобів захисту.

Оперативні перемикачії здійснюються виключно згідно з диспетчерськими заявками або місцевими оперативними планами. Ведення оперативних журналів забезпечує протоколювання кожної дії, що знижує ймовірність помилок та спрощує подальший аналіз роботи обладнання.

7.4 Технічні заходи безпеки

Усі розподільчі пристрої повинні бути оснащені стаціонарними та переносними заземленнями, що забезпечують безпечний потенціал для персоналу. Перед початком робіт проводиться перевірка відсутності напруги індикаторами відповідного класу. Накладання переносних заземлень виконується ізолювальними штангами після видимого розриву електричного кола. Сучасні підстанції дедалі частіше оснащуються засобами міжоператорного блокування, що унеможливають неправильні комутації.

Використання елегазових та вакуумних вимикачів значно зменшує ризик виникнення стійкої дуги. Додаткові захисні пристрої, такі як дуговий захист швидкої дії та датчики часткових розрядів, дозволяють виявляти дефекти ізоляції до того, як вони спричинять аварію. Значну роль відіграє регулярний температурний контроль контактних з'єднань, оскільки локальний перегрів є одним з основних джерел аварійних ситуацій.

7.5 Системи заземлення та вирівнювання потенціалів

Ефективність заземлення визначає безпечні умови перебування персоналу навколо обладнання під напругою. Контури заземлення повинні забезпечувати низький опір розтікання струму до ґрунту та запобігати появі небезпечних крокових і дотикових напруг. На підстанціях з високою щільністю обладнання використовуються сітчасті заземлювальні конструкції, що формують рівномірний розподіл потенціалів. Перевірки стану заземлювальних пристроїв виконуються у встановлені регламентом терміни за допомогою вимірювальних методів.

7.6 Засоби індивідуального та колективного захисту

Персонал, який обслуговує розподільчі мережі, застосовує діелектричні перчатки, боти, каски з антидуговими екранами, ізолювальний інструмент та переносні огороження. Колективні засоби захисту включають блокувальні механізми, постійні огороження струмопровідних частин, попереджувальні знаки та дистанційні системи керування обладнанням. Засоби захисту підлягають систематичним випробуванням та оглядам, які гарантують їхню придатність до використання.

7.7 Пожежна безпека в розподільчих мережах

Висока енергія дугових процесів, наявність маслонаповнених трансформаторів і можливість внутрішніх замикань зумовлюють підвищені вимоги до пожежної безпеки. Пожежогасіння у приміщеннях комплектних розподільчих пристроїв здійснюється автоматичними газовими або порошковими установками, що реагують на перевищення температури, дим або дугові розряди. Маслоприймальні колодязі та протипожежні перегородки локалізують виливи трансформаторного масла у разі аварій.

7.8 Перспективні технології підвищення безпеки

Однією з найважливіших тенденцій у сфері охорони праці є цифровізація розподільчих мереж. Використання дистанційних систем керування знижує необхідність перебування персоналу в зоні дії високих напруг. Інтелектуальні системи моніторингу стану обладнання аналізують параметри у реальному часі та прогнозують ймовірність аварії, що дозволяє проводити технічне обслуговування за фактичним станом.

Розвиток безмасляних трансформаторів та вакуумних комутаційних апаратів зменшує кількість потенційних джерел займання і підвищує загальний рівень електробезпеки. Використання сучасних захисних матеріалів та модульних конструкцій робить експлуатацію розподільчих мереж більш безпечною навіть за максимальних робочих навантажень.

Охорона праці в розподільчих високовольтних мережах - це комплексний напрям, який поєднує технічні, організаційні та психологічні аспекти безпеки. Високі рівні напруг, електромагнітних полів та аварійних режимів вимагають чіткої регламентації, дисципліни персоналу та широкого впровадження сучасних інженерних рішень. Дотримання вимог охорони праці не лише запобігає травмам, але й є необхідною умовою стабільної роботи енергетичної системи в цілому.

ВИСНОВКИ

У ході виконання магістерської роботи було розроблено комплексну методику проектування системи електропостачання промислового району з акцентом на сучасні технічні рішення та цифрові інновації у високовольтних мережах. Проведене дослідження дозволило сформувавши цілісне бачення організації електропостачання, що відповідає актуальним вимогам енергоефективності, надійності та технологічної гнучкості.

Виконано детальний аналіз споживання активної та реактивної потужності промислових підприємств району із застосуванням сучасних підходів до розрахунку електричних навантажень. Отримані результати дозволили обґрунтовано сформувавши структуру живлення, визначити допустимі режими роботи мереж та встановити вимоги до компенсуючих пристроїв. З урахуванням реальних графіків навантажень, сезонних коливань та режимів максимумів побудовано добові й річні криві електроспоживання, що забезпечують основу для подальших проектних рішень.

Розроблена картограма електричних навантажень дала можливість обґрунтовано встановити місце розташування головної районної підстанції та оптимізувати схему просторового розміщення мережевої інфраструктури. Це дозволило мінімізувати втрати електроенергії у лініях, знизити довжини магістральних ділянок і забезпечити рівномірний розподіл потоків потужності в нормальних і післяаварійних режимах.

Проведено порівняльний аналіз варіантів зовнішнього електропостачання з різними рівнями напруги. З урахуванням сучасних тарифів, вартості електрообладнання, втрат енергії та надійності мережі визначено оптимальний варіант приєднання, що забезпечує мінімальні зведені витрати та достатню технологічну гнучкість. Обраний рівень напруги дозволяє ефективно передавати розрахункове навантаження району, забезпечуючи перспективу розвитку промислової зони.

Важливим результатом є обґрунтований вибір обладнання, включаючи силові та автотрансформатори, високовольні вимикачі, компенсаційні батареї та засоби керування. Розрахунок режимів мережі з урахуванням реактивної компенсації показав можливість суттєвого зниження повних потужностей на шинах підстанцій, зменшення струмів та втрат електроенергії. Це підтверджує ефективність застосування інноваційних компенсуючих технологій у мережах промислового району.

Ще одним результатом є розробка рекомендацій щодо впровадження сучасних технічних рішень, включаючи FACTS-пристрої, керовані реактори, цифрові системи моніторингу, інтелектуальні алгоритми управління, дистанційне керування підстанційними комплексами та автоматизований аналіз параметрів режимів. Показано, що використання таких технологій забезпечує підвищення стійкості, оптимізацію потоків потужності, зменшення ризику аварій та зниження експлуатаційних витрат.

Важливим аспектом є формування техніко-економічної оцінки варіантів схеми електропостачання. Виконані розрахунки доводять, що впровадження інноваційних технологій у високовольтних мережах є економічно доцільним та забезпечує зниження зведених витрат протягом життєвого циклу мережі. Отримані результати підтверджують, що використання керованих пристроїв, сучасних трансформаторів та оптимізованих схем з'єднання суттєво покращує енергетичні та економічні показники системи.

В результаті роботи створено цілісну методику проектування системи електропостачання промислового району, яка поєднує класичні інженерні підходи з сучасними цифровими інструментами та інноваційними технологіями. Запропоновані рішення забезпечують підвищення енергоефективності, надійності та адаптивності мережі до змін навантаження, а також формують основу для подальшої модернізації енергетичної інфраструктури відповідно до тенденцій Smart Grid.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кваліфікаційна робота магістра : метод. рекомендації до змісту, структури та оформлення кваліфікаційної роб. : для студ. спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков, К. Г. Петрова, Н. Ю. Гарасьова та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 74 с.
2. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств : навч. посіб. / [Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П.Г. та ін.] ; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Кіровоград : КНТУ, 2015. – 287 с. ISBN 978-966-402-076-0
3. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи : підручник. – 3-тє вид., доповнене та перероблене. – Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. – 540 с.
4. «Інтелектуальні системи в електроенергетиці. Теорія та практика: навчальний посібник. / Стаднік М.І., Видмиш А.А., Штуць А.А., Колісник М.А. Вінниця: ТОВ «ТВОРИ», 2020. 332 с.
5. Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств : підручник. – Харків : ФОП Панов А.М., 2016. – 272 с.
6. Шестеренко В. Є., Шестеренко О. В. Електропостачання промислових підприємств: Посібник до курсового та дипломного проектування. – Київ, 2013. – 424 с.
7. Шкрабець Ф. П. Основи електропостачання : навчальний посібник. – Дніпро : Національний гірничий університет, 2012. – 248 с.
8. Особливі режими електричних мереж : Навчальний посібники / Г.Г. Півняк, А.К. Шидловський, Г.А. Кігель, А.Я. Рибалко, О.І. Хованська. – Д : Національний гірничий університет, 2009. – 376 с.

9. IEEE Std 3006.2-2016. IEEE Recommended Practice for Evaluating the Reliability of Existing Industrial and Commercial Power Systems. – IEEE, 2016.
10. Чміль С. С. Розподільчі електричні мережі : навчальний посібник (ТНТУ). – Тернопіль, 2020. – 120 с.
11. Кирик В. В. Електричні мережі та системи : навчальний посібник. – Київ : Видавництво «Політехніка», 2014.
12. IEEE Std 902-1998. IEEE Guide for Maintenance, Operation, and Safety of Industrial and Commercial Power Systems. – IEEE, 1998.
13. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) : чинне офіційне видання України з урахуванням усіх змін.
14. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015.