

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

**Крижанівський Олександр Сергійович**

УДК 621.359.4

## **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

Аналіз впливу компенсації параметрів на ефективність роботи ЛЕП та  
підвищення степені їх управління

(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Крижанівський О. С.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Гончаренко Юрій Павлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,  
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2025

## АНОТАЦІЯ

Крижанівський О. С. Аналіз впливу компенсації параметрів на ефективність роботи ЛЕП та підвищення степені їх управління

Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2025.

Основною метою кваліфікаційної роботи є всебічний аналіз впливу компенсації параметрів ліній електропередачі на їх ефективність роботи та підвищення степені їх управління

Ціллю роботи являється надання оцінки цим засобам і систематизувати різні принципи та способи підвищення пропускної здатності та керованості ліній електропередачі в електричних мережах енергосистем.

**Ключові слова:** реактивна потужність, електрична мережа, інтелектуальна енергосистема, пропускна здатність.

## ABSTRACT

Kryzhanivskyi O. S. Analysis of the impact of parameter compensation on the efficiency of power transmission lines and increasing the degree of their control

Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polessia National University, Zhytomyr, 2025.

The main purpose of the qualification work is a comprehensive analysis of the impact of compensation of power transmission line parameters on their efficiency and increasing the degree of their control

The purpose of the work is to assess these means and systematize various principles and methods for increasing the throughput and controllability of power transmission lines in electric power grids.

**Keywords:** reactive power, electric grid, intelligent power system, throughput.

## ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ДЛЯ ПОКРАЩЕННЯ ЇХ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ	8
1.1 Способи підвищення пропускної здатності ліній електропередач	8
1.2 Основні принципи компенсації параметрів лінії електропередачі в мережах енергосистем	14
1.3 Ефективність компенсації параметрів ЛЕП як один із аспектів підвищення їх керованості	18
Висновки по розділу 1	23
РОЗДІЛ 2. ЕФЕКТИВНІСТЬ КОМПЕНСУВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ДЛЯ КЕРУВАННЯ ПАРАМЕТРАМИ ТА РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І ЇХ РЕГУЛЮВАННЯ	25
2.1. Поздовжня ємнісна компенсація індуктивного опору як спосіб підвищення пропускної спроможності лінії електропередачі	25
2.2 Розрахунок розташування конденсаторного пункту в будь-якій точці лінії електропередачі	33
Висновки по розділу 2	34
РОЗДІЛ 3. ЗБІЛЬШЕННЯ МЕЖІ ПРОПУСКНОЇ СПРОМОЖНОСТІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ ТА ЗБІЛЬШЕННЯ ЇЇ СТАТИЧНОЇ І ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ.	36
3.1 Заходи, спрямовані на збільшення межі пропускної спроможності лінії електропередачі та збільшення її статичної і динамічної стійкості.	36
3.2 Логічна структура засобів підвищення динамічної стійкості систем електропередачі	38
Висновки по розділу 3	47
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	49
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	51

## ВСТУП

Розвиток електричних мереж здійснюється не тільки за рахунок підвищення їх номінальної напруги, але також завдяки застосуванню різних засобів компенсації параметрів ліній електропередачі та засобів управління ними. У даній роботі ставиться завдання аналізу впливу компенсації параметрів ліній електропередачі на їх ефективність роботи та підвищення ступеня їх управління

Сутність аналізу впливу компенсації параметрів на ефективність роботи ЛЕП та підвищення ступеня їх управління полягає в дослідженні того, як використання різних методів компенсації реактивної потужності та інших параметрів ліній електропередачі (ЛЕП) впливає на їхню продуктивність, надійність і керованість. Це включає в себе:

1. Розуміння проблем ЛЕП: Індуктивний характер ЛЕП: ЛЕП переважно мають індуктивний характер через індуктивність проводів. Це призводить до споживання реактивної потужності, що збільшує втрати активної потужності, знижує напругу та зменшує пропускну здатність.

Обмеження пропускну здатності: Довгі лінії електропередачі мають обмежену здатність передавати потужність через падіння напруги та обмеження по стабільності.

Втрати потужності: Реактивна потужність збільшує загальний струм в лінії, що призводить до підвищених втрат енергії на нагрів провідників.

Нестабільність напруги: Зміни навантаження можуть призвести до значних коливань напруги, особливо в слабких мережах.

2. Сутність компенсації параметрів: Компенсація реактивної потужності: Основна мета - зменшення або нейтралізація реактивної потужності, споживаної ЛЕП. Це досягається шляхом встановлення компенсуючих пристроїв (конденсаторних батарей, шунтуючих реакторів, статичних компенсаторів реактивної потужності (SVC), статичних синхронних компенсаторів (STATCOM) тощо) в різних точках мережі.

Серійна компенсація: Вмикання конденсаторів послідовно з лінією

електропередачі для зменшення її загальної індуктивності. Це збільшує пропускну здатність, покращує стабільність і зменшує падіння напруги.

Шунтова компенсація: Підключення реактивних елементів (конденсаторів або реакторів) паралельно лінії для забезпечення або споживання реактивної потужності в місці підключення. Конденсатори використовуються для підтримки напруги, а реактори - для обмеження перенапруг.

Регулювання напруги: Використання трансформаторів з регулюванням коефіцієнта трансформації під навантаженням (OLTC) та інших пристроїв для підтримки стабільного рівня напруги в різних точках ЛЕП.

### 3. Аналіз впливу компенсації на ефективність:

Збільшення пропускну здатності ЛЕП: Компенсація реактивної потужності та серійна компенсація дозволяють передавати більшу активну потужність по існуючих лініях.

Зменшення втрат потужності: Зниження реактивної потужності в мережі веде до зменшення загального струму та, відповідно, до зниження втрат в проводах.

Покращення стабільності напруги: Компенсуючі пристрої допомагають підтримувати стабільну напругу при змінах навантаження та в аварійних режимах.

Підвищення надійності: Стабільніша робота мережі завдяки кращому регулюванню напруги та зменшенню ризику перевантажень.

Зменшення капітальних витрат: Впровадження компенсації може бути економічно вигіднішим, ніж будівництво нових ЛЕП, особливо в умовах обмеженого простору або екологічних обмежень.

### 4. Підвищення ступеня управління ЛЕП:

Більш гнучке управління потоками потужності: Компенсуючі пристрої з регульованими параметрами (наприклад, FACTS – Flexible AC Transmission Systems) дозволяють активно керувати потоками активної та реактивної потужності в мережі.

Покращення перехідних процесів: Швидка реакція компенсуючих

пристроїв допомагає стабілізувати мережу під час перехідних процесів (наприклад, при коротких замиканнях).

Можливість оптимізації режимів роботи: Наявність регульованих компенсуючих пристроїв дає можливість оптимізувати режими роботи ЛЕП для мінімізації втрат, покращення стабільності та забезпечення необхідної якості електроенергії.

Покращення стійкості до аварійних режимів: Завдяки швидкому реагуванню компенсаторів, підвищується стійкість системи до наслідків аварій.

Найбільш повно вперше ці принципи представлені в [1], де значну увагу було приділено видам компенсації параметрів ЛЕП. Значною мірою положення теорії компенсації параметрів лінії передачі електричної енергії розроблені А. А. Вульфом .

Як основні способи компенсації він вказав два – компенсацію до натурального режиму і компенсацію хвильової довжини лінії. При заданій напрузі натуральна потужність визначається хвильовим опором.

Відповідно до вище зазначеного, аналіз впливу компенсації параметрів є важливим етапом при плануванні та експлуатації ЛЕП. Він дозволяє визначити оптимальні методи компенсації, місця їх встановлення та необхідні параметри для досягнення максимальної ефективності, надійності та керованості електричної мережі. Завдяки правильному застосуванню методів компенсації можна значно підвищити пропускну здатність існуючих ліній електропередачі, зменшити втрати енергії, поліпшити стабільність напруги і, як наслідок, забезпечити більш надійне та економічне електропостачання.

**Метою роботи** є всебічний аналіз впливу компенсації параметрів ліній електропередачі на їх ефективність роботи та підвищення ступеня їх управління

**Ціллю роботи** являється надання оцінки цим засобам і систематизувати різні принципи та способи підвищення пропускну здатності та керованості ліній електропередачі в електричних мережах енергосистем.

**Методи дослідження.** Для вирішення поставлених завдань використовувалися методи математичного моделювання ЕЕС, теорія та методи розрахунку режимів, що встановилися, та оцінювання стану ЕЕС, методи вирішення систем нелінійних рівнянь, методи теорії ймовірності та математичної статистики.

**Перелік публікацій автора за темою дослідження :**

Крижанівський О. С. СПОСОБИ ПІДВИЩЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Наукові читання – 2025: збірник тез доповідей науково-практичної конференції за підсумками I-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей. 23 квітня 2025 р. Житомир: Поліський національний університет, 2025. Том 2. С 3-6

Крижанівський О. С., Гончаренко Ю.П. ОСНОВНІ ПРИНЦИПИ КОМПЕНСАЦІЇ ПАРАМЕТРІВ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ В МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

Матеріали ІХ міжнародної науково-практичної конференції «Біоенергетичні системи». 19-20 листопада 2024 р. Житомир: Поліський національний університет, 2025. С 17-22.

Крижанівський О. С., Гончаренко Ю.П. ДЕЯКІ АСПЕКТИ ЕФЕКТИВНОСТІ КОМПЕНСУВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ДЛЯ КЕРУВАННЯ ПАРАМЕТРАМИ ТА РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2025» 30 жовтня 2025 року. Житомир: Поліський національний університет, 2025.- С 108-112.

## РОЗДІЛ 1

## ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ДЛЯ ПОКРАЩЕННЯ ЇХ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ

Найбільш радикальним засобом збільшення дальності та потужності передачі електроенергії змінним струмом слід визнати зміну параметрів системи електропередачі. Зміну параметрів системи передачі в бажаному напрямку назвемо регулюванням параметрів.

### 1.1 Способи підвищення пропускної здатності ліній електропередач

Пропускна здатність визначається як максимальна потужність, яку можна передати лінією з урахуванням усіх технічних обмежень. До таких обмежень належать обмеження щодо:

- статичної та динамічної стійкості;
- допустимого нагріву проводів;
- максимальних рівнів напруги на кінцях ліній;
- мінімально допустимого ККД лінії;
- допустимих струмів комутаційної апаратури.

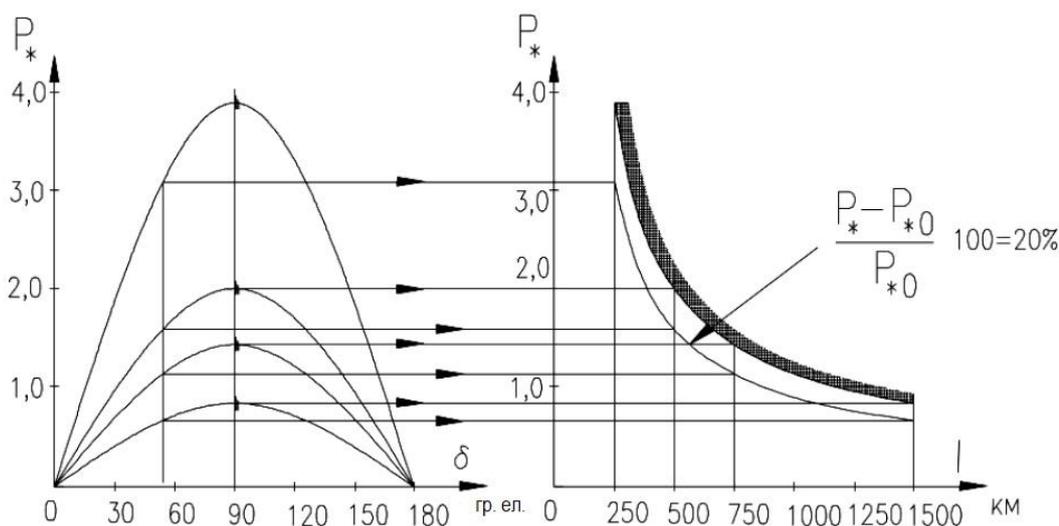


Рисунок 1.1. Залежність максимальної та найбільшої передаваної активної потужності від протяжності електропередачі

Відомо [3], що недостатність пропускної здатності окремих ліній електропередачі, яка обмежує видачу потужності як у нормальних, так і в

аварійних та післяаварійних режимах, є однією з основних проблем сучасної вітчизняної енергетики. Звернімося до можливих і відомих шляхів її вирішення.

#### 1. Підвищення пропускної здатності лінії електропередачі

У даному методі вплив на параметри, безпосередньо пов'язані з передаваною активною потужністю, може бути здійснено двома способами – зміною ЕРС, шляхом зміни струму збудження та зміною провідностей.

#### 2. Поперечна компенсація

В основі даного технічного рішення – елементарна ідея про те, що при підтримці незмінним значення напруги в будь-якій проміжній точці електропередачі, її пропускна здатність зведеться до довжини найбільш протяжної ділянки, а при необмеженому поділі – до необмеженого підвищення пропускної здатності.

Виходячи з даного положення, закономірним є питання і про те, наскільки протяжними можуть бути скомпенсовані ділянки. Характер і складність всіх інших супутніх проблем практичної реалізації даного способу також представляє інтерес.

#### 3. Максимальна протяжність скомпенсованих ділянок

При передачі по лінії потужності значенням меншим за її натуральну, у зв'язку з надлишком генерованої лінією РМ, спостерігатиметься підвищення напруги в проміжних точках. В залежності від протяжності лінії, в режимі холостого ходу напруга вздовж лінії перевищить допустимі рівні відносно значення по кінцях ПЛ. Дане значення буде обмежуватися для лінії надвисокою напруги (НВН) у сталих режимах наступними умовами: тривало допустимий рівень за умовою ізоляції ЛЕП, за умовою загального коронування проводів і рівнем радіоперешкод [2].

#### 4. Компенсація реактивної потужності

Режим, при якому дотримується рівність потужностей електричного і магнітного поля, називається збалансованим за реактивною потужністю (РП). Так як даний випадок є суто частковим і відповідає режиму передачі

натуральної потужності, в переважній більшості режимів виникає необхідність у проведенні, при дотриманні при цьому нормативних документів, що регламентують параметри режиму електропередачі, технічних заходів для споживання надлишкової, або генерації дефіцитної РП. З метою реалізації вищевказаних вимог застосовується певний клас електротехнічних пристроїв, званих компенсуючими пристроями (КП). Їх можна розділити - відповідно до конструкції - на статичні та електромашинні.

Особливу увагу слід приділити пристроям, здатним на генерацію і споживання РП, не будучи самим по собі частиною деякого складового джерела реактивної потужності (ДРП). В даний момент до даних пристроїв можна віднести АСК, СТК, СТАТКОМ і ДРМ на базі КШР.

#### **а. Керовані шунтуючі реактори (КШР)**

Для здійснення плавного регулювання споживаної реактивної потужності розроблено КШР, які забезпечують значне покращення умов експлуатації електричних мереж. В експлуатації знаходяться декілька типів керованих шунтуючих реакторів: трансформаторного типу, керовані тиристорними вентилями (КШРТ), реактори з підмагнічуванням (КШРП) та керований шунтуючий реактор на основі вакуумно-реакторної групи (КШРВ).

Другий тип керованих реакторів – реактор з підмагнічуванням, в якому зміна індуктивності реактора відбувається за рахунок насичення сталі осердя магнітним потоком від стороннього джерела (принцип магнітного підсилювача).

У [3] при порівнянні різних конструкцій КШР зроблено висновки, зокрема, про те, що КШРП «через низьку швидкодію, ..., менш ефективний при застосуванні в електричних мережах 330-500 кВ» і що «найбільш ефективно вимоги лінійного шунтуючого реактора виконуються реактором типу КШРТ».

Однак, разом з тим, [16], вартість КШРТ в 1,363 рази більша, ніж вартість КШРП.

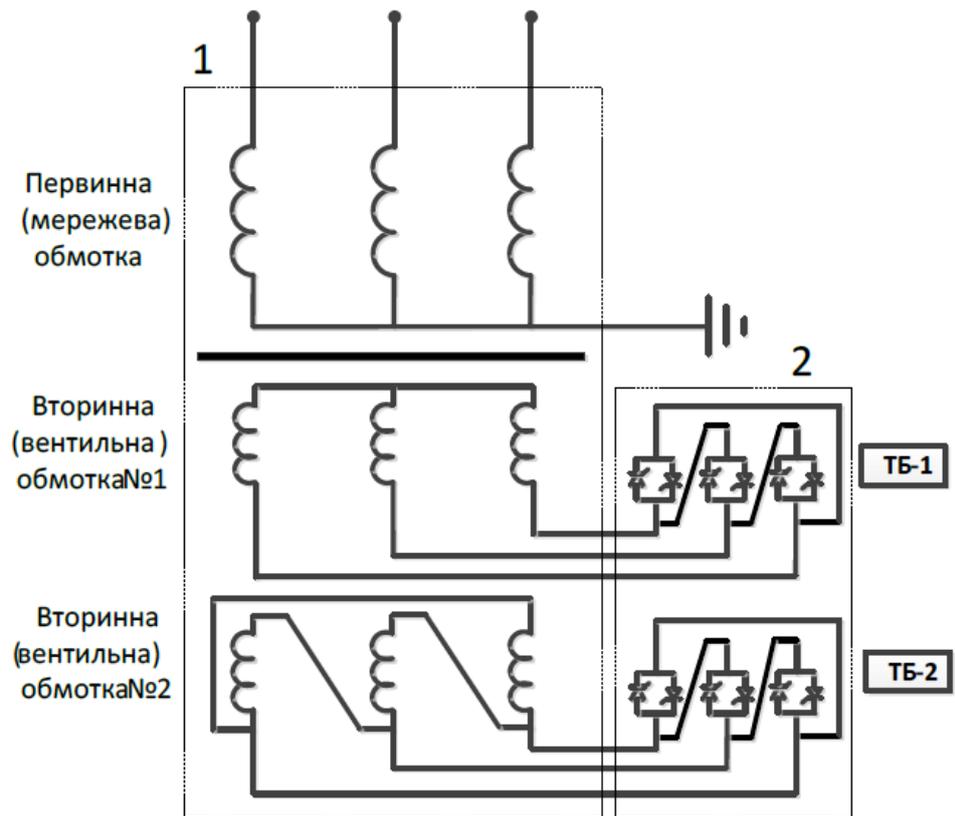


Рисунок 1.2 – Принципова електрична схема КШРТ: 1 – електромагнітна частина; 2 – тиристорні блоки

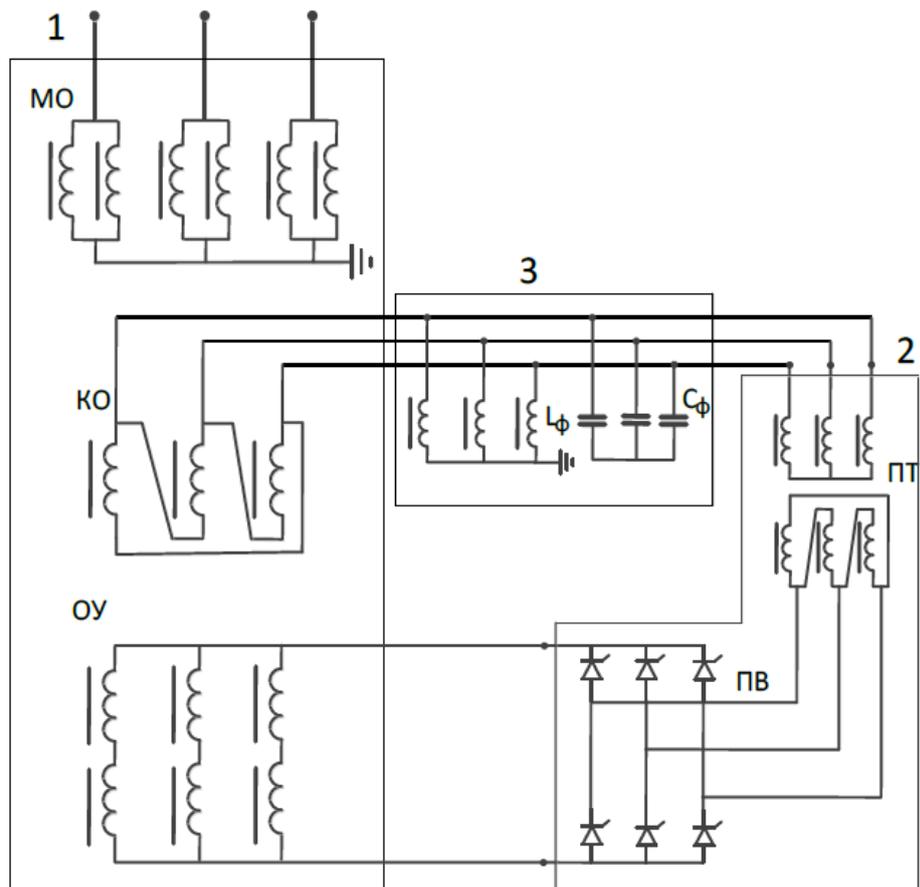


Рисунок 1.3. Принципова схема КШРП–180000/500: 1 – електромагнітна частина (МО - мережева обмотка; КО - компенсаційна обмотка; ОУ – обмотка керування); 2 – проміжний трансформатор (ПТ) з тиристорним випрямлячем (ПВ); 3 – фільтр вищих гармонік

#### **в. ДРП на базі КШР**

ДРП на базі КШР є ні що інше, як паралельно підключений до ПС керований шунтуючий реактор і батареї статичних компенсаторів (БСК).

#### **с. Асинхронізований синхронний компенсатор**

Даний пристрій – асинхронізована електрична машина змінного струму та статичний перетворювач частоти. Пристрій здатний як до генерації, так і до споживання РП в діапазоні, а також регулювання не тільки величини вектора напруги, але також і фази.

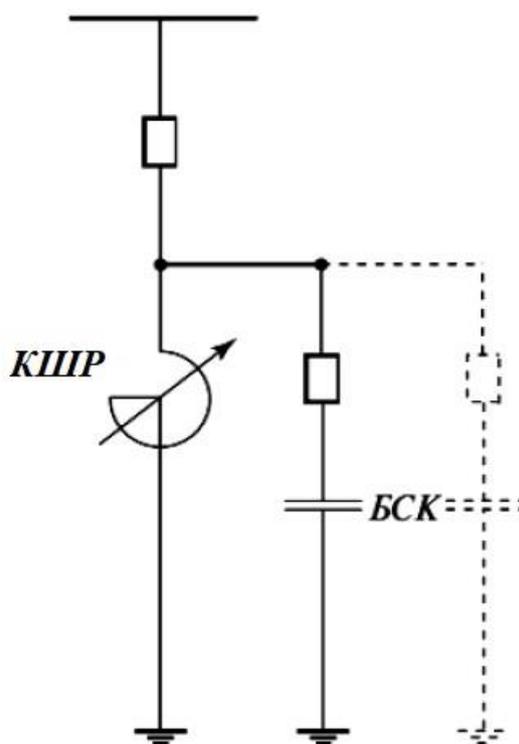


Рисунок 1.4. ДРП на базі ШР

#### **д. Статичний синхронний компенсатор (СТАТКОМ)**

СТАТКОМ є статичним аналогом синхронного компенсатора, здатний як на вироблення, так і на споживання РП з більшою швидкістю, у порівнянні з синхронним компенсатором (СК). Конструктивно являє собою перетворювач

напруги, з конденсаторною батареєю, в якості джерела постійного струму.

Заряджений конденсатор забезпечує постійною напругою перетворювач, який створює керовану трифазну напругу з частотою енергосистеми. Обмін РП між мережею та перетворювачем здійснюється за допомогою регулювання амплітуди вихідної напруги перетворювача - у випадку, якщо дана напруга більша за амплітуду напруги мережі, СТАТКОМ створює випереджаюче поле мережі по фазі, струм і виступає як генератор РП і навпаки. Також СТАТКОМ здатний на обмін з мережею не тільки реактивною, але й активною потужністю, при підключенні на стороні постійного струму накопичувача енергії.

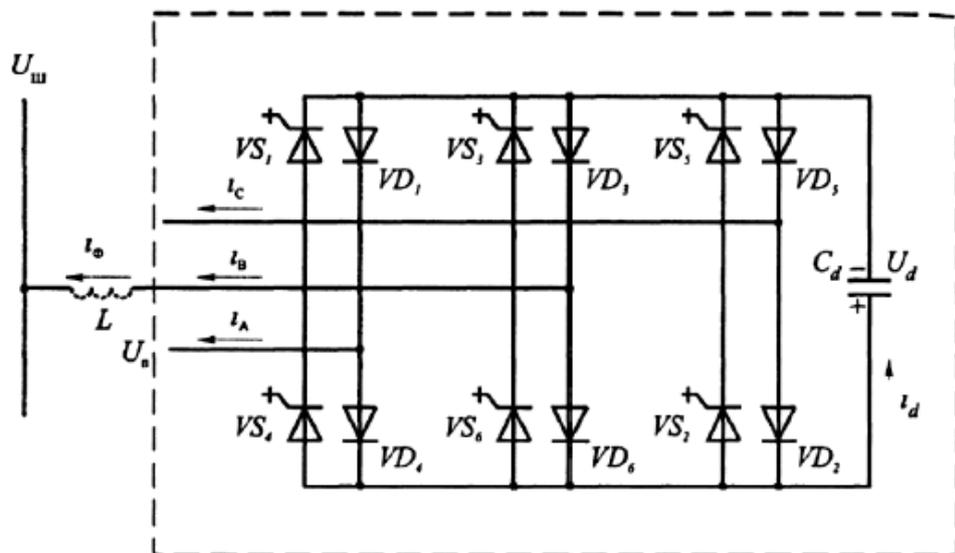


Рисунок 1.5 – Схема СТАТКОМ. ТК – високочастотний транзисторний ключ, ЗД – захисний діод, – накопичувальний конденсатор (джерело постійної напруги), р – індуктивність статкома, ф, ф, ф – фільтр вищих гармонік, U – напруга мережі, – напруга після тиристорних ключів.

#### е. Статичний тиристорний компенсатор

Тиристорно-керований реактор – це поперечно підключена, тиристорно-керована індуктивність, реактивний опір якої змінюється через керування провідністю тиристорного ключа. Тиристорно-підключений конденсатор – поперечно підключена тиристорами ємність, опір якої змінюється, змінюється дискретно, за допомогою нульової або повної провідності тиристорного

ключа.

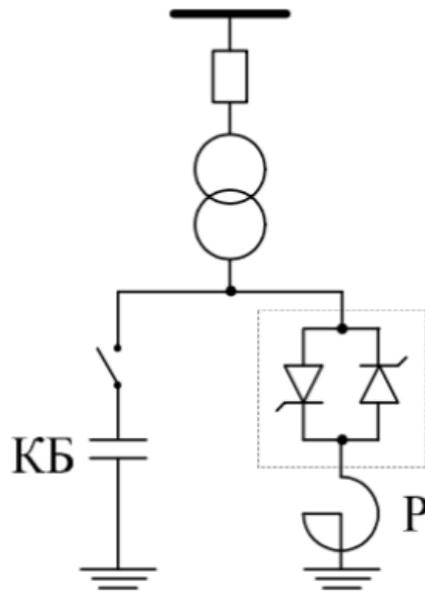


Рисунок 1.6. Схема СТК. P – реактор, КБ – конденсаторна батарея

На завершення можна зробити висновок, що сучасні науково-технічні досягнення дозволяють мати вибір при визначенні складу пристроїв компенсації реактивної потужності. Застосування тих чи інших пристроїв залежить від конкретної схеми мережі, в якій буде розташована електропередача, графіка навантаження, економічних та екологічних міркувань. Збільшення пропускної здатності за допомогою поперечної компенсації реактивної потужності також має застосовуватися з урахуванням усіх факторів впливу та в порівнянні з альтернативними способами.

## **1.2 Основні принципи компенсації параметрів лінії електропередачі в мережах енергосистем**

Розвиток електричних мереж здійснюється не лише за рахунок підвищення їх номінальної напруги, але також завдяки застосуванню різних засобів компенсації параметрів ліній електропередачі та засобів керування ними. Дамо оцінку цим засобам та систематизувати різні принципи і способи підвищення пропускної здатності та керованості ліній електропередачі в електричних мережах енергосистем. Найбільш повно вперше ці принципи представлено в [1], де значну увагу було приділено видам компенсації параметрів ЛЕП.

Значною мірою положення теорії компенсації параметрів лінії передачі електричної енергії розроблено А. А. Вульфом [2].

В якості основних способів компенсації він вказав два – компенсацію до натурального режиму та компенсацію хвильової довжини лінії. При заданій напрузі натуральна потужність визначається хвильовим опором.

$$\begin{aligned} z_{xв} &= \sqrt{\frac{r_0 - jx_0}{g_0 - jb_0}} = z_{xв} \cdot \varepsilon^{-j\xi} = z_{xв} \cdot (\cos \xi - j \sin \xi) = \\ &= \left( \frac{r_0 - j\omega L_0 l}{g_0 + j\omega C_0} \right) \exp\left( j \frac{1}{2} \operatorname{arctg} - \frac{\omega L_0 g_0 - \omega C_0 r_0}{r_0 g_0 + \omega^2 L_0 C_0} \right), \end{aligned} \quad (1.1)$$

де  $r_0, g_0, L_0, C_0$  – питомі параметри ЛЕП;  $\omega$  – кутова частота.

Отже, при  $\underline{U} = U$   $\underline{I} = I \varepsilon^{-j\xi}$ .

В будь-якій точці лінії відношення комплексів  $\underline{U}, \underline{I}$  дорівнюють хвильовому опору.

$$z_{xв} = \frac{U}{I} = z - \xi.$$

Активна потужність на початку лінії на фазу

$$P_{1нат} = U_{\phi 1} I_1 \cos \xi = U_{\phi 2} I_2 \varepsilon^{2\beta l} \cos \xi = P_{нат} \varepsilon^{\beta l},$$

де  $\beta$  – коефіцієнт затухання амплітуди хвилі.

КПД лінії

$$\eta = \frac{P_{2нат}}{P_{1нат}} = \varepsilon^{2\beta l}. \quad (1.2)$$

Перепад перенапруги

$$k = \frac{U_1}{U_2} = \frac{1}{\varepsilon^{-\beta l}} = \frac{1}{\sqrt{\eta}}. \quad (1.3)$$

Падіння напруги в натуральному режимі від ємності струму навантаження в індуктивному опорі лінії компенсує падіння напруги в активному опорі. Це визначає незмінність модуля напруги вздовж лінії, а хвильовий опір лінії – натуральну потужність. Тому А. А. Вульф [2] компенсацію до натурального режиму називає компенсацією хвильового опору. Компенсацію до натурального режиму свого часу рекомендував професор Р. Рюдєнберг [1].

Однак для реальної системи передачі, що несе змінне навантаження, для роботи в натуральному режимі знадобилися б регульовані компенсуючі пристрої. Поряд з цим, А. А. Вульф вказав на ряд недоліків налаштування до натурального режиму [2] та рекомендував другий спосіб компенсації – компенсацію хвильової довжини лінії. Однак лінія електропередачі при цьому розглядається ізольовано від генераторів. Якщо ж розглядати її спільно з генератором, то отримаємо дещо інші результати. Дійсно, з виразу еквівалентного опору системи передачі

$$x_e = x_2 \cos \alpha l + z_{xв} \sin \alpha l \quad (1.4)$$

видно, що при зменшенні довжини хвилі лінії паралельно зі зменшенням другого доданка збільшуватиметься перший доданок. Так, згідно із залежністю (рис. 1.2) передаваної потужності від дальності в інтервалі від 1500 до 750 км еквівалентний опір системи передачі збільшується і лише з 750 км починає зменшуватися. У цьому сенсі, як вперше зазначено в [3] і впливає з виразу (1.4), ефективнішою виявляється компенсація хвильового опору, яка призводить до швидшого зменшення, еквівалентного системі передачі. Тому відповідно до [3] слід вказати три основні принципи або способи компенсації параметрів лінії передачі:

- 1) компенсація до натурального режиму;
- 2) компенсація хвильової довжини ЛЕП;
- 3) компенсація хвильового опору ЛЕП.

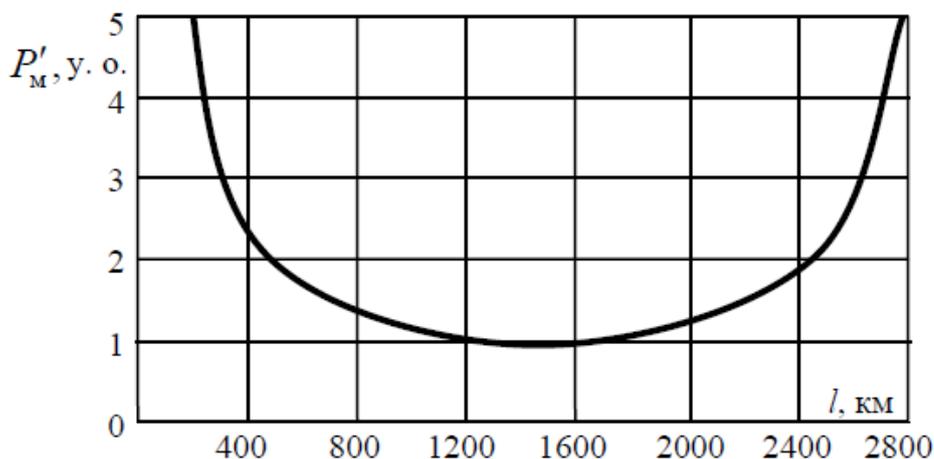


Рисунок 1.2. Залежність системної граничної передаваної потужності від

дальності.

З даною А. А. Вульфом [2] оцінкою компенсації до натурального режиму слід погодитися. Компенсація хвильової довжини, як показують викладені вище міркування, виявляється менш ефективним принципом зменшення індуктивного опору, ніж дає результат ізольованого опору [2] лінії електропередачі. Найбільш ефективним принципом компенсації, що підвищує пропускну здатність системи передачі, є компенсація хвильового опору лінії. Тому порівняно простий захід – розщеплення фаз, який зменшує хвильовий опір лінії, можна вважати досить доцільним засобом підвищення пропускну здатності систем електропередачі. Цей принцип використовується в [4–6 та ін.], що показують широкі можливості для зменшення хвильового опору лінії за рахунок оптимізації конструктивних параметрів повітряних ліній електропередачі. По суті, тут використовується власна природна ємність лінії як рівномірно розподілений компенсуючий пристрій.

Двом можливим напрямкам (видам компенсації індуктивного опору лінії) за допомогою зосереджених пристроїв і рівномірно розподіленої ємнісної провідності будуть відповідати свої техніко-економічні показники. Важливо кожному обраному варіанту дати економічну оцінку. Система передачі з установкою поздовжньої компенсації (УПК) традиційного типу за капітальними витратами поступатиметься повітряній лінії підвищеної натуральної потужності (ПНП) зі збільшеною кількістю проводів у фазі при виконанні нерівності [3]

$$\frac{p^2 \sin \lambda}{p_{\text{нам}} \cos^2 \varphi} \cdot (1 - \nu) \alpha_c \cdot 10^3 \geq \beta K_1 l, \quad (1.5)$$

де  $p$  – питома передавана потужність;  $\lambda$  – довжина хвилі лінії передачі;  
 $\nu = \frac{z_{x6}^1}{z_{x6}}$  – відношення хвильових опорів лінії зі збільшеним числом і традиційним числом проводів у фазі;  $\alpha_c$  – вартість 1 кВ·А установки поздовжньої компенсації;  $\beta$  – коефіцієнт, що показує, у скільки разів 1 км лінії ПНП дорожче, ніж  $K_1$  – вартість 1 км традиційної лінії;  $l$  – довжина лінії.

Найбільш економічним з розглянутих заходів на сьогодні виявилася поздовжня конденсаторна компенсація. Порівняно зі зменшенням опору генераторів економічно виправданим виявилось зменшення опору трансформаторів до 11 %. Розщеплення проводів обходиться дорожче, ніж поздовжня компенсація і зменшення опору трансформаторів, але воно необхідне як захід проти коронування проводів. При цьому, як зазначається в [6], у світовій практиці протягом 100 років використовуються тільки лінії з мінімальною кількістю проводів у фазі за умовами корони і тільки в минулому столітті з'явилися лінії ПНП зі збільшеним числом проводів у фазі. Відповідно до цього (поряд з технологією гнучких електропередач FACTS) технологія налаштування електропередач на передавану потужність заслуговує на увагу. Проведена фахівцями з цих технологій дискусія [8] дозволила краще виявити особливості даних технологій. Вони не повинні протиставлятися. Налаштування електропередачі на передавану потужність за допомогою УШРТ [6] заслуговує на увагу і застосування в певних умовах. Технологія гнучких електропередач розвивається, вимагає уваги і потребує подальших досліджень з урахуванням раніше проведених розробок в області систем електропередачі та досвіду розвитку і експлуатації електроенергетичних систем.

Приклад [9] зіставлення системи ПНП з налаштуванням на передавану потужність за допомогою КШРТ у складі компактної лінії, в якій завдяки додатковому розщепленню фаз підвищуються натуральна потужність і пропускна здатність, із системами передачі, обладнаними статичними компенсуючими пристроями FACTS, показав наступне. Найкращі техніко-економічні показники отримано у варіанті з УПК, потім – у варіанті ПНП з налаштуванням на передавану потужність. Тому рекомендується при реконструкції звичайних ЛЕП для підвищення їх пропускної здатності застосовувати ППК, а при проектуванні нових – проводити техніко-економічне порівняння компактної ПЛ з КШР та звичайної – з УПК [9].

### **1.3 Ефективність компенсації параметрів ЛЕП як один із аспектів**

## підвищення їх керованості

Компенсація параметрів ліній – ємності та індуктивного опору – є найбільш природним засобом підвищення їх пропускної здатності та керованості [1].

Для компенсації індуктивного опору лінії найбільшого поширення набула поздовжня компенсація за допомогою батарей статичних конденсаторів. Так, згідно з [2], «серед пристроїв FACTS, встановлених на даний час в енергосистемах світу з метою підвищення пропускної здатності ліній електропередачі, зниження втрат і стабілізації рівнів напруги, лідируючі позиції за кількістю об'єктів та встановленою потужністю обладнання займають статичні тиристорні компенсатори та установки поздовжньої компенсації (їх кілька сотень)». Однак поряд з цим «при довжині ліній понад 400 км поздовжня ємнісна компенсація неефективна» [3].

У даних джерелах встановлюються дійсна ефективність поздовжньої ємнісної компенсації індуктивного опору ліній електропередачі та умова доцільності її застосування.

Зупинимося на необхідності компенсації ємності лінії. Як приклад розглянемо роботу електростанції на коротку та довгу лінії (табл. 1.1). У варіанті короткої лінії її довжина  $l = 110$  км і при напрузі лінії  $U = 110$  кВ коефіцієнт запасу статичної стійкості виявився недостатнім; перехід до напруги 220 кВ забезпечує достатній запас стійкості без будь-яких додаткових засобів. У варіанті з довжиною лінії  $l = 1000$  км при напрузі  $U = 400$  кВ недостатній запас статичної стійкості; перехід до напруги  $U = 500$  кВ показав ще більш низький рівень стійкості. Включення на початку лінії при цій напрузі шунтуючого реактора, що компенсує частково ємність лінії, забезпечило достатній запас статичної стійкості.

Таким чином, для реалізації ефекту підвищення номінальної напруги протяжних ліній передачі необхідне застосування пристроїв, що компенсують ємнісну провідність ліній.

У системах передачі з поздовжньою компенсацією шунтуючі реактори

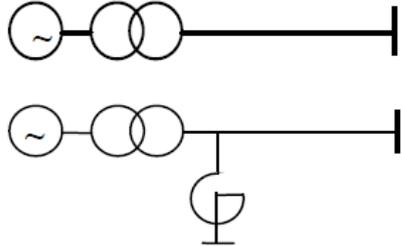
встановлені для компенсації ємності лінії, підвищують, як показано [1; 4], ефективність поздовжньої компенсації. Згідно з [4], керований шунтуючий реактор надає широкі можливості для створення керованої поздовжньої компенсації; він дозволяє суттєво підвищити ефективність поздовжньої компенсації. Сприятливу дію керованих шунтуючих реакторів передбачається використовувати у В'єтнамі в системі передачі 500 кВ з поздовжньою компенсацією [5].

Ефективність поздовжньої компенсації визначається значенням еквівалентного опору, на яке зменшується сумарний індуктивний опір системи передачі [1]:

$$x_{ce} = x_l k_c k_e, \quad (1.6)$$

де  $k_c = x_k/x_l$  – ступінь компенсації;  $x_k$  – ємнісний опір установки поздовжньої компенсації (УПК);  $x_l$  – індуктивний опір лінії;  $k_e$  – коефіцієнт ефективності поздовжньої компенсації.

Таблиця 1.1

Варіант короткої ЛЕП	
$l = 110$ км; $P = 150$ МВт; $z_b = 400$ Ом – хвильовий опір:	
а) $U = 110$ кВ; $\Theta = 67,9^\circ$ ; $z_c = 8\% < 20\%$ ; $\Theta$ – кут між ЕРС $E$ і напругою $U_2$ ;	
б) $U = 220$ кВ; $\Theta = 46,4^\circ$ ; $z_c = 38,1\% > 20\%$	
Варіант протяжної ЛЕП	
$l = 1000$ км; $P = 150$ МВт; $z_b = 252$ Ом; провід розчеплений:	
а) $U = 400$ кВ; $\Theta = 99,4^\circ$ – нест.;	
б) $U = 500$ кВ; $\Theta = 110,8^\circ$ – нест.;	
в) $U = 500$ кВ на початку ЛЕП Ш.Р. $b_p = 0,706$ ;	
$\Theta = 55^\circ$ ; $z_c = 22\% > 20\%$	

Еквівалентний ємнісний опір, який віднімається від індуктивного опору системи передачі:

$$x_{ce} = x_k k_e. \quad (1.7)$$

Коефіцієнт ефективності поздовжньої компенсації  $k_e$  – це число, на яке потрібно помножити ємнісний опір поздовжньої компенсації  $x_k$ , щоб отримати еквівалентний ємнісний опір, який віднімається від індуктивного опору

систем передачі.

Розглянемо електропередачу з УПК, схема якої зображена на рис. 1.3. Кожну половину лінії електропередачі представимо чотирьополісником [A1], компенсуючий пристрій – [A2], а для всієї електропередачі запишемо

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} = [A_1][A_2][A_2] \begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = [A] \begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix}. \quad (1.8)$$

Узагальнена стала  $B$  еквівалентного чотирьополісника, що дорівнює еквівалентному опору, при П-подібній схемі заміщення електропередачі розраховується з виразу [6]

$$\underline{B} = z_{xв} sh\lambda - jz_{xв} bsh^2\lambda_1 - jx_k \left( ch^2\lambda_1 - \frac{b^2 z_{xв}^2}{4} sh^2\lambda_1 - j \frac{bz_{xв}}{2} sh\lambda \right). \quad (1.9)$$

де  $z_{xв}$  – хвильовий опір лінії;  $\lambda_1, \lambda_2$  – довжини хвиль відповідно всієї лінії передачі та її половини.

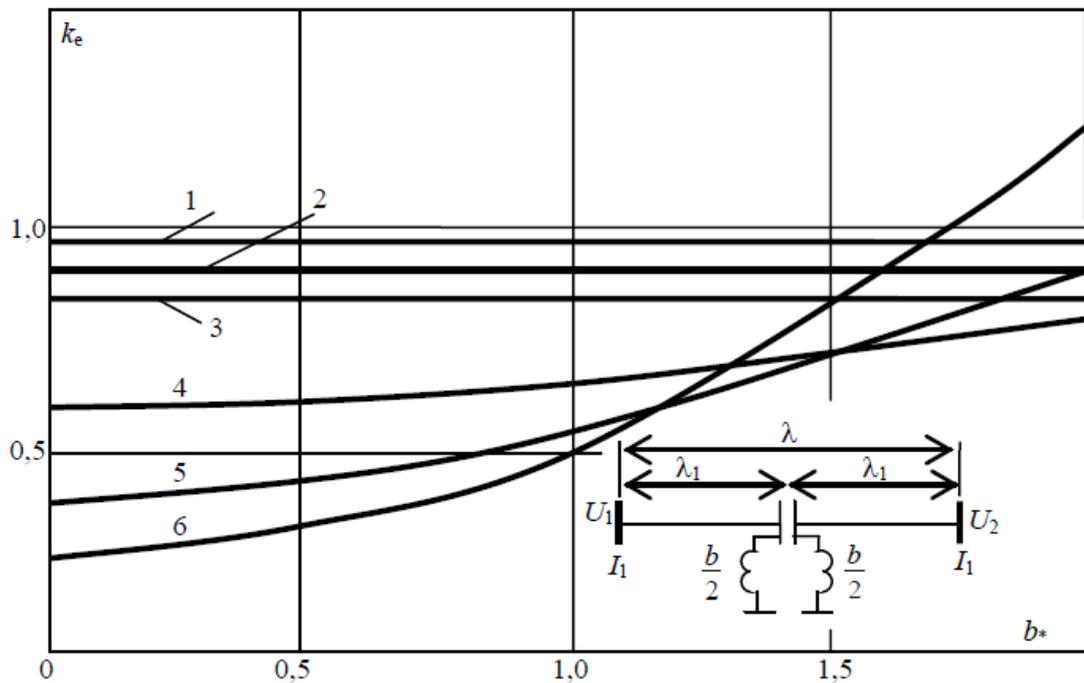


Рисунок 1.3. Залежність пропускної здатності ЛЕП з урахуванням втрат активної потужності від провідності шунтуючих реакторів

Тут, згідно з [6], враховуються втрати активної потужності лінії передачі, тому коефіцієнт при  $x_k$  – комплексне число; його уявна складова визначить додатково активний опір, і тільки дійсна складова може розглядатись як

коефіцієнт ефективності послідовної компенсації

$$k_e = \operatorname{Re} \left( ch^2 \lambda_1 - \frac{b^2 z_{xg}}{4} \cdot sh^2 \lambda_1 - \frac{b z_{xg}}{2} \cdot sh \lambda \right). \quad (1.10)$$

Оскільки вихідна схема (рис. 1.3) не містить кінцевих пристроїв системи, отриманий вираз (5) справедливий за умови сильного регулювання збудження генераторів, при якому забезпечується сталість напруги на початку лінії і не враховується вплив опорів генераторів на пропускну здатність системи передачі за умовами статичної стійкості. При нехтуванні активними втратами в лінії передачі коефіцієнт при  $x_k$  не містить уявної складової, а містить тільки дійсну складову.

$$k_e = \cos^2 \lambda_1 - \frac{b^2 z_{xg}}{4} \cdot sh^2 \lambda_1 - \frac{b z_{xg}}{2} \cdot sh \lambda. \quad (1.11)$$

На основі (1.10) та (1.11) на рис. 1.2 і 1.3 побудовано залежності коефіцієнта ефективності поздовжньої компенсації від провідності шунтуючих реакторів, яка виражена в частках провідності плеча П-подібної схеми заміщення відповідної ділянки лінії електропередачі ( $b^* = b/y_{\Pi}$ ).

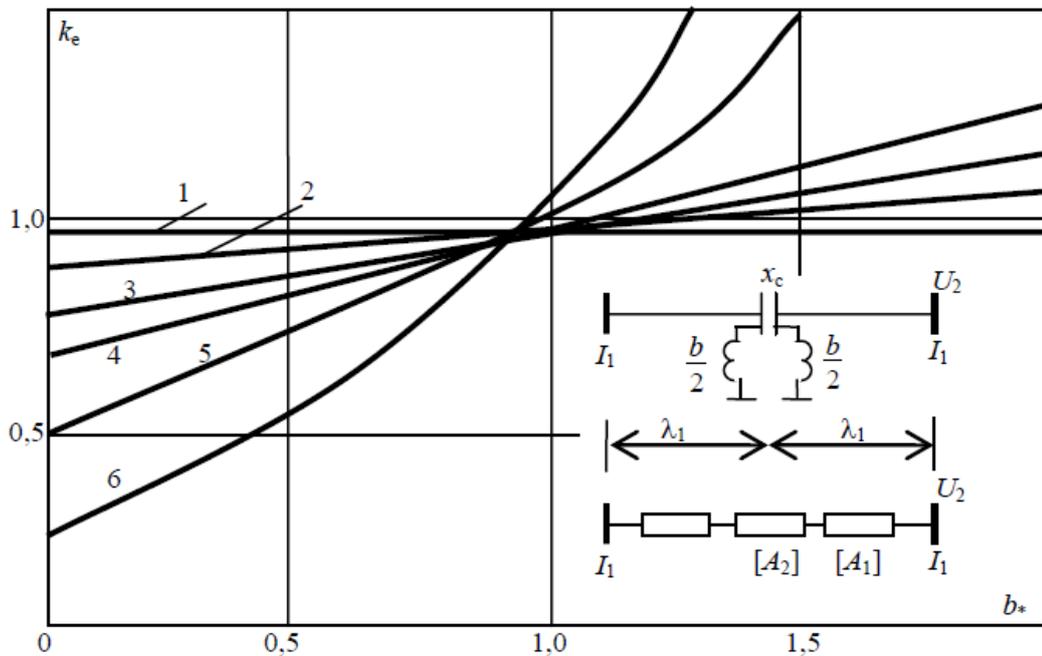


Рисунок 1.4. Залежність пропускну здатності ЛЕП без втрат від провідності шунтуючих реакторів.

Рис. 1.3 відповідає залежності для лінії з урахуванням втрат активної

потужності, рис. 1.4 – для лінії без втрат; криві відповідають довжинам ліній: 1 – 200 км; 2 – 500; 3 – 700; 4 – 1000; 5 – 1500; 6 – 2000 км.

Залежності рис. 1.3 і 1.4 показують можливості регулювання поздовжньою компенсацією індуктивного опору електропередач за допомогою провідності шунтуючих керованих реакторів; завдяки цьому регулюванню поздовжня ємнісна компенсація ефективна і для протяжних електропередач.

Розгляд [2] порівняльної ефективності використання для підвищення пропускної здатності електричних мереж статичних тиристорних компенсаторів, пристрою СТАТКОМ та поздовжньої компенсації індуктивного опору ліній показав, що найефективнішим способом виявилася поздовжня компенсація. Аналогічний результат дали дослідження [7]. Слід відзначити можливості поздовжньої компенсації як засобу підвищення динамічної стійкості та статичної стійкості післяаварійного режиму системи передачі [8]. У цьому випадку вона називається післяаварійною поздовжньою компенсацією, оскільки вмикається в післяаварійному режимі і зменшує відносний еквівалентний реактивний опір системи передачі в післяаварійному режимі. Одна зі схем такої компенсації показана на рис. 1.5 [8].

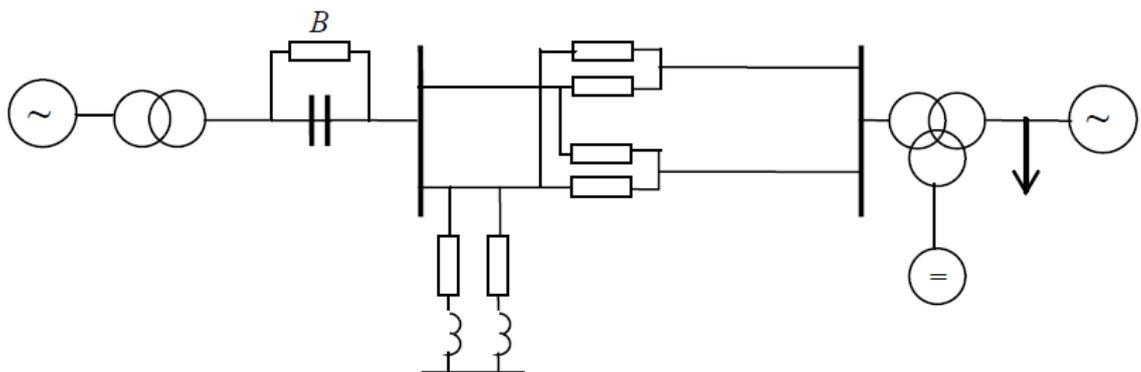


Рисунок 1.5. Схема системи передачі з післяаварійною поздовжньою компенсацією

### Висновки по першому розділу

1. Слід назвати два напрями компенсації параметрів електропередачі: по-перше, за допомогою пристроїв компенсації або налаштування і, по-друге, за

рахунок рівномірно розподіленої власної ємнісної провідності ліній електропередачі відповідно до оптимізації параметрів повітряних ліній електропередачі; по суті, тут використовується власна природна ємність лінії як рівномірно розподілений компенсуючий пристрій.

2. Доцільно розрізняти три основні принципи компенсації параметрів лінії передачі: а) компенсація до натурального режиму; б) компенсація хвильової довжини ЛЕП; в) компенсація хвильового опору ЛЕП. Найбільш ефективним принципом компенсації, що підвищує пропускну здатність системи електропередачі, є компенсація хвильового опору лінії.

3. Електропередачі, налаштовані на передавану потужність і працюючі в натуральному режимі, заслуговують на увагу і практичне застосування в певних умовах.

## РОЗДІЛ 2

### ЕФЕКТИВНІСТЬ КОМПЕНСУВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ДЛЯ КЕРУВАННЯ ПАРАМЕТРАМИ ТА РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І ЇХ РЕГУЛЮВАННЯ

#### 2.1. Поздовжня ємнісна компенсація індуктивного опору як спосіб підвищення пропускної спроможності лінії електропередачі

Найбільш радикальним засобом підвищення дальності та потужності передачі електроенергії змінним струмом слід визнати зміну параметрів системи електропередачі. Зміна параметрів системи передачі в бажаному напрямку назвемо регулюванням параметрів. Найбільш повно регулювання параметрів буде здійснюватися в кібернетично керованих електропередачах [1]. Регулювання параметрів необхідне забезпечення допустимого режиму електропередачі, тобто передачі, що задається згідно з графіками навантаження активної потужності, та допустимих відхилень напруг у проміжних точках лінії. Тому регулювання параметрів електропередачі означає:

- на стадії проєктування – вибір способу компенсації або налаштування параметрів компенсувальних чи налаштовувальних пристроїв за заданою пропускною здатністю та напругами;

- на стадії експлуатації – зміну параметрів компенсувальних пристроїв при зміні режиму електропередачі.

Таким чином, регулювання параметрів електропередачі включає в себе регулювання її режимних параметрів – напруги та перетоків реактивної потужності та регулювання її схемних параметрів – індуктивного опору та ємнісної провідності ліній електропередачі, іншими словами, еквівалентних параметрів ліній – узагальнених сталих  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$ .

Здійснення регулювання параметрів електропередачі ускладнюється наступними факторами:

- хвильовою природою електромагнітних процесів в електропередачах;
- глибоким взаємозв'язком параметрів електричних мереж;

- взаємним впливом різних пристроїв компенсації один на одного;
- різноманіттям функцій, що виконуються різними видами компенсуювальних пристроїв в електричних мережах.

Крім того, задача регулювання параметрів ліній електропередачі має техніко-економічний характер: обрані за технічними умовами розміщення, схема і параметри компенсуювальних пристроїв повинні бути обґрунтовані економічно.

В даний час можна виділити два принципово різних способи регулювання параметрів ліній електропередачі:

- за допомогою зосереджених пристроїв компенсації або налаштування (синхронних компенсаторів, реакторів – керованих і некерованих, статичних джерел реактивної потужності та ін.);

- за рахунок рівномірно розподіленої власної ємнісної провідності ліній електропередачі.

До ефективних засобів регулювання параметрів, підвищення пропускної здатності та економічності систем електропередачі [2, 3] відноситься поздовжня ємнісна компенсація індуктивного опору, про проблеми застосування якої в електропередачах сказано в [1–5].

Справедливо відзначається, що серед пристроїв, які застосовуються в енергосистемах світу для підвищення пропускної здатності систем електропередачі та стабілізації напруги, лідируюче положення за кількістю і встановленою потужністю займають статичні тиристорні компенсатори (СТК) і установки поздовжньої компенсації (УПК) [4]. Останнім часом відбувається інтенсивний розвиток технології гнучких електропередач на основі силової електроніки [4, 5]. Для оцінки ефективності цієї технології було проведено аналіз [4] порівняння різних пристроїв, а саме: статичних тиристорних компенсаторів (СТК), СТАТКОМ, установок поздовжньої компенсації. З порівнюваних варіантів, як засобів підвищення пропускної здатності електричного зв'язку, найбільш ефективною виявилася установка поздовжньої компенсації; СТАТКОМ – ефективніший за СТК. Порівняння різних засобів

підвищення пропускної здатності системи передачі показало найбільшу економічність поздовжньої компенсації серед використовуваних для підвищення її пропускної здатності засобів [2]. Створюються регульовані пристрої поздовжньої та поперечної компенсацій. На рис. 1 зображено одну зі схем тиристорного пристрою поздовжньої компенсації (ТППК), де регулювання струму в реакторі здійснюється за допомогою зустрічно-паралельного включення тиристорів.

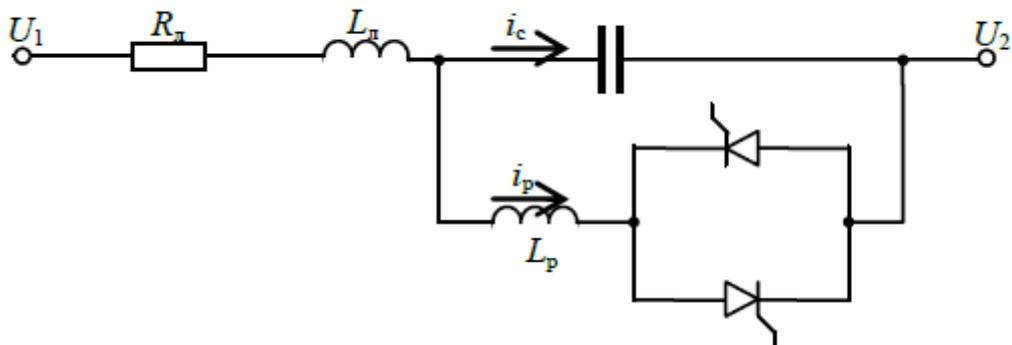


Рис. 1. Схема тиристорного пристрою поздовжньої компенсації

Регульована поздовжня компенсація може бути здійснена також за схемою рис. 2в, де до кожної зі сторін конденсаторної установки приєднані керовані шунтуючі реактори трансформаторного типу (КШРТ). Як пристрій поперечної компенсації може бути використаний також керований реактор [7] або статичний тиристорний компенсатор [6].

Розглянемо ефективність керованої поздовжньої компенсації на прикладі схеми рис. 2в. При цьому як критерії ефективності використаємо поняття та величини, введені та застосовувані раніше для оцінки ефективності компенсаторних пристроїв [1–3]. Зазвичай ступенем поздовжньої компенсації називають відношення ємнісного опору послідовних конденсаторів, включених у лінію, до індуктивного опору лінії. Іноді вважають, що якщо ступінь компенсації становить, наприклад, 30 %, то реактивний опір системи передачі відповідно понизиться на 30 % індуктивного опору лінії. Насправді це не так. Ефективність поздовжньої конденсаторної компенсації менша за величину, якою зазвичай

характеризують ступінь зменшення реактивного опору лінії електропередачі – ступінь компенсації. Так, якщо розмістити конденсаторний пункт на початку лінії електропередачі (рис. 2а, при  $\lambda_1 = 0$ ), то для цієї системи, користуючись рівняннями лінії без втрат, неважко отримати рівняння ЕРС генераторів і передаваної потужності.

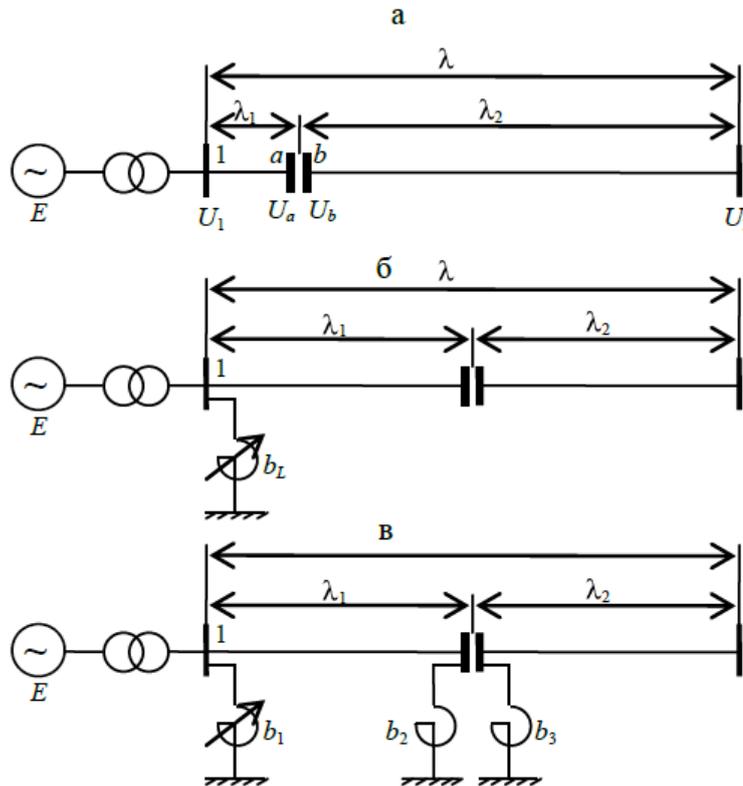


Рисунок 2.2. Схеми системи передачі з компенсуючими пристроями

$$\underline{E} = U_2 \left( \cos \lambda - \frac{x_2 - x_c}{x_2 - x_c} \cdot \sin \lambda \right) + jI_2 \cdot (x_2 - x_c) \cos \lambda + x_2 - x_c \sin \lambda; \quad (1)$$

$$P = \frac{E \cdot U_2}{(x_2 - x_c) \cos \lambda + x_2 - x_c \sin \lambda} \cdot \sin \Theta, \quad (2)$$

де  $\lambda$  – довжина хвилі лінії;  $x_T$  – еквівалентний опір генераторів, залежить від системи автоматичного регулювання збудження генераторів;  $x_c$  – ємнісний опір конденсаторів УПК;  $z_{хв}$  – хвильовий опір ЛЕП;  $\Theta$  – кут між ЕРС генераторів  $E$  та напругою  $U_2$  кінця ЛЕП.

Знаменник виразу (2) показує еквівалентний ємнісний опір, що віднімається з індуктивного опору системи передачі:

$$x_{ce} = x_c k_e, \quad (3)$$

де при даному розташуванні конденсаторного пункту на початку ЛЕП

$$k_e = \cos \lambda . \quad (4)$$

Число  $k_e$ , на яке потрібно помножити ємнісний опір  $x_c$  поздовжньої компенсації, щоб отримати еквівалентний ємнісний опір, що віднімається з індуктивного опору системи, названо коефіцієнтом ефективності поздовжньої компенсації [2].

Якщо при дальності передачі  $l = 1000$  км ємнісний опір конденсаторного пункту становить 50 % індуктивного опору лінії, то сумарний індуктивний опір системи передачі за рахунок поздовжньої компенсації зменшиться на 25 % ( $k_e = 0,5$ ).

Таким чином, індуктивний опір передачі за рахунок поздовжньої компенсації зменшується на величину

$$x_{ce} = k_c \cdot k_e \cdot x_{л}, \quad (5)$$

де  $x_{л}$  – індуктивний опір лінії;  $k_c$  – ступінь поздовжньої компенсації.

Коефіцієнт ефективності поздовжньої компенсації зумовлений властивостями лінії передачі, рівномірністю розподілу її параметрів. Він становить цілком визначену величину для даної дальності передачі та заданого розташування компенсуючих пристроїв і не залежить від ємнісного опору конденсаторного пункту. А ступінь компенсації є мірою ємнісного опору конденсаторного пункту, вираженою в частках індуктивного опору лінії. При розташуванні конденсаторного пункту в будь-якій точці лінії (рис. 2а) коефіцієнт ефективності поздовжньої компенсації представився (додаток 1) виразом

$$k_e = \cos \lambda_1 \cdot \cos \lambda_2 = \frac{x_c}{z_{xв}} \cdot \sin \lambda_1 \cdot \sin \lambda_2, \quad (6)$$

де  $\lambda_1, \lambda_2$  – хвильові довжини на рис. 3а.

З виразу (6) видно, що  $k_e$  залежить від опору генераторів, отже, і від параметрів АРВ генераторів; тільки при розташуванні конденсаторного пункту на початку лінії  $k_e$  не залежить від опору генераторів.

Розглянемо систему передачі з керованою поздовжньою компенсацією (рис. 2в). Керованість досягається за рахунок керованих шунтуючих реакторів.

На основі методу узагальнених сталих чотирьохполосника для коефіцієнта ефективності поздовжньої компенсації системи передачі (рис. 3в) отримано наступний вираз [2]:

$$k_e = (1 + x_e b_1) \cdot (\cos \lambda_1 \cdot \cos \lambda_2 + z_{x\theta} b_2 \cdot \sin \lambda_1 \cdot \sin \lambda_2 + z_{x\theta} b_2 \cdot \cos \lambda_2 \cdot \sin \lambda_2 + z_{x\theta}^2 b_2 b_3) + x_e b_2 \cdot \cos \lambda_1 \cdot \cos \lambda_2 - x_e b_3 \cdot \sin \lambda_1 \cdot \sin \lambda_2 - x_e b_2 b_3 \cdot \sin \lambda_1 \cdot \sin \lambda_2 - \frac{x_e}{z_{x\theta}} \cdot \cos \lambda_2 \cdot \sin \lambda_1. \quad (7)$$

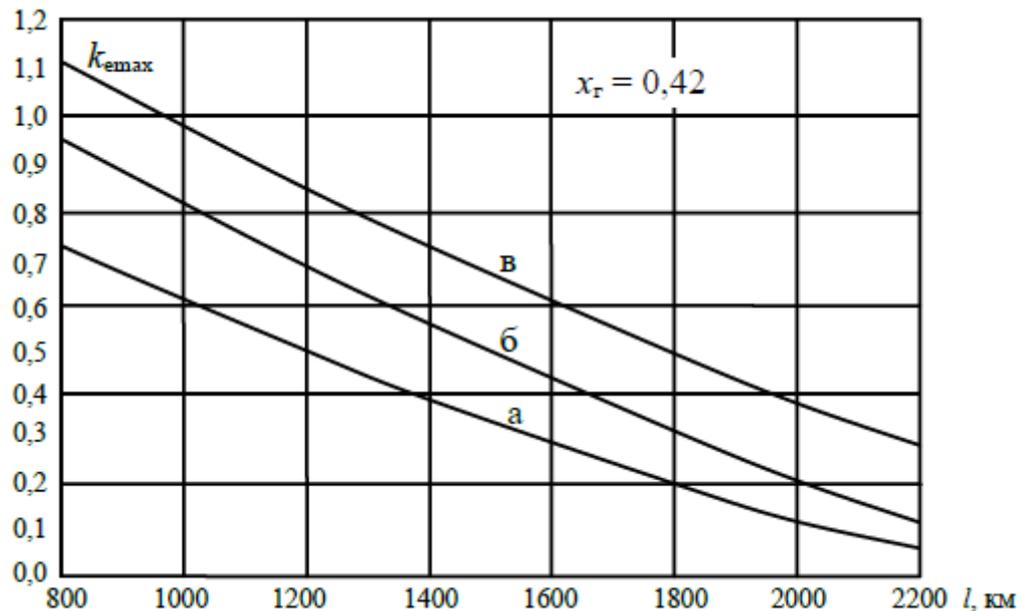


Рис. 3. Залежність коефіцієнта ефективності поздовжньої компенсації від дальності при  $x_r = 0,42$

З виразу (7) видно, що коефіцієнт ефективності керованої поздовжньої компенсації залежить від провідностей керованих шунтуючих реакторів; зі збільшенням провідностей реакторів значення коефіцієнта ефективності поздовжньої компенсації зростає.

Аналогічно для схеми (рис. 2б) отримаємо

$$k_e = \cos \lambda_1 \cdot \cos \lambda_2 - \frac{x_e}{z_{x\theta}} \cdot \sin \lambda_1 \cdot \cos \lambda_2 + x_e b_L \cdot \cos \lambda_1 \cdot \cos \lambda_2. \quad (8)$$

Розташування конденсаторного пункту, що відповідає максимальному коефіцієнту ефективності поздовжньої компенсації, визначиться значенням  $\lambda_{1\max}$  з рівняння

$$\frac{\partial k_e}{\partial \lambda_1} = 0.$$

яке для (7) після перетворень набуде вигляду

$$\operatorname{tg}(\lambda - \lambda_{1\max}) \cdot [(1 + x_2 b_1) \cdot (1 + b_1 b_2) + x_2 b_2 - x_2 b_3] = (1 + x_2 b_1) \cdot (b_3 - b_2) + x_2 \cdot (1 + b_3 b_2).$$

Звідси

$$\lambda_{1\max} = \frac{1}{2} \left[ \lambda - \operatorname{arctg} \frac{(1 + x_2 b_1)(b_3 - b_2) + x_2 (b_2 b_3 + 1)}{(1 + x_2 b_1)(1 + b_2 b_3) + x_2 (b_2 - b_3)} \right]. \quad (9)$$

Для схеми 2б значення  $l_{\max}$ , при якому досягається найбільша ефективність поздовжньої компенсації, визначатиметься формулою

$$\lambda_{1\max} = \frac{1}{2} \left( \lambda - \operatorname{arctg} \frac{x_r}{1 + x_r b_L} \right). \quad (10)$$

Для виявлення впливу керованих шунтуючих реакторів на ефективність поздовжньої компенсації на основі формул (7)–(10) були підраховані для відстаней 800–2200 км максимальні значення коефіцієнтів ефективності поздовжньої компенсації  $k_{e\max}$  та відповідні відстані  $l_{1\max}$  від початку лінії до конденсаторного пункту. Результати підрахунків для схем 2а, б, в представлені залежностями рис. 3–5, побудованих для трьох випадків: постійної ЕРС за перехідним опором ( $x_r = 0,42$ ) (рис. 3), постійної напруги  $U_1$  ( $x_r = 0$ ) (рис. 4) та постійного збудження генераторів ( $x_r = 1$ ) (рис. 5). Провідність шунтуючого реактора для схеми 2б і сумарна провідність реакторів для схеми 2в прийняті рівними 0,75 – у відносних одиницях на базі хвильового опору; при цьому  $b_1 = b_2 = b_3 = 0,25$  (рис. 2в).

Аналіз і порівняння значень коефіцієнта ефективності поздовжньої компенсації  $k_e$  за залежностями рис. 3–5 для схем 2а,б, в показують, що шунтуючий реактор суттєво підвищує і дозволяє змінювати значення коефіцієнта ефективності поздовжньої компенсації. Це також добре видно з (8), отриманої для схеми рис. 2б. Зокрема, при  $\lambda_1 = 0$ , що відповідає розміщенню конденсаторного пункту на початку лінії на підвищувальній підстанції, замість формули (8) отримаємо вираз

$$k_e = \cos \lambda + x b_L \cos \lambda = (1 + x_r b_L) \cos \lambda. \quad (11)$$

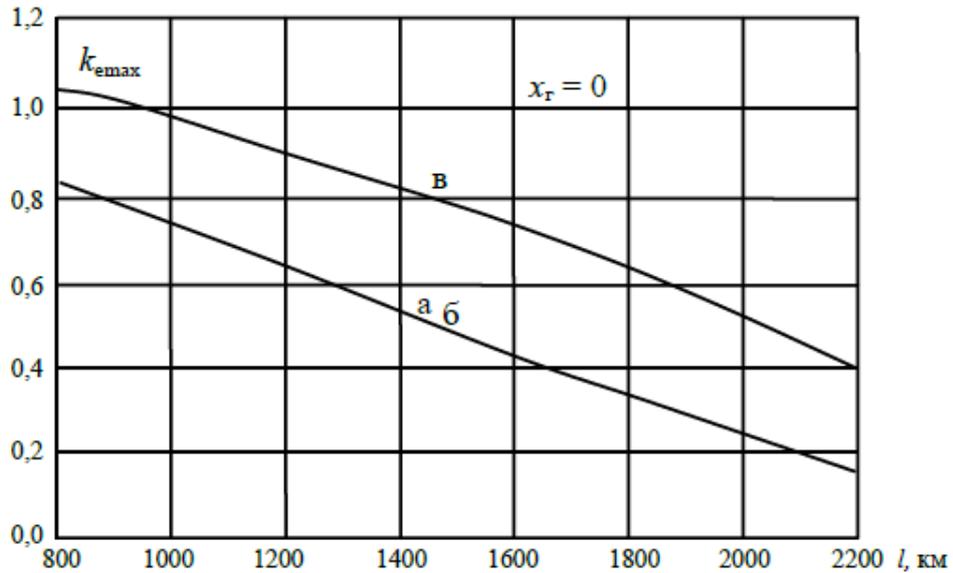


Рис. 4. Залежність коефіцієнта ефективності поздовжньої компенсації від дальності при  $x_r = 0$

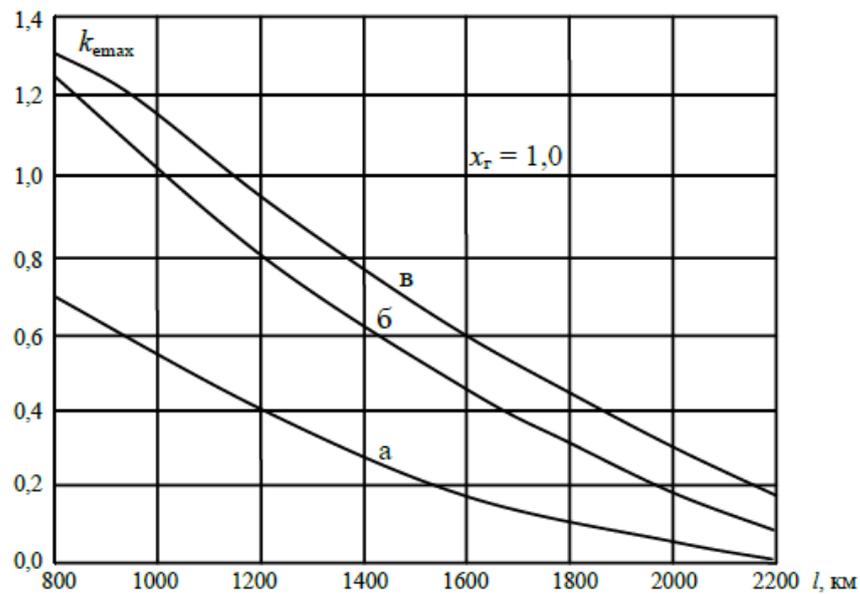


Рис. 5. Залежність коефіцієнта ефективності поздовжньої компенсації від дальності при  $x_r = 1$

Звідси добре видно, що, регулюючи значення  $b_L$ -провідності керованого шунтуючого реактора, можна ефективно змінювати значення  $k_e$ , тобто, управляти поздовжньою конденсаторною компенсацією.

## 2.2 Розрахунок розташування конденсаторного пункту в будь-якій точці лінії електропередачі

Розглянемо випадок розташування конденсаторного пункту в будь-якій

точці лінії (рис. 2а). Користуючись рівняннями лінії без втрат, знайдемо напруги та струми послідовно в точках  $b$ ,  $a$  і  $1$ , вважаючи відомими  $U_2$  та  $I_2$ :

$$\underline{U}_b = \underline{U}_2 \cos \lambda_2 + j \underline{I}_2 \underline{z}_b \sin \lambda_2;$$

$$\underline{I}_b = \underline{I}_2 \cos \lambda_2 + j \frac{\underline{U}_2}{\underline{z}_b} \sin \lambda_2;$$

$$\underline{U}_a = \underline{U}_b - j x_c \underline{I}_b,$$

або

$$\underline{U}_a = \underline{U}_2 \left( \cos \lambda_2 \frac{x_c}{\underline{z}_b} \sin \lambda_2 \right) + j \underline{I}_2 (z_b \sin \lambda_2 - x_c \cos \lambda_2);$$

$$\underline{I}_a = \underline{I}_b;$$

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_a \cos \lambda_1 + j \underline{I}_a \underline{z}_b \sin \lambda_1;$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_a \cos \lambda_1 + j \frac{\underline{U}_a}{\underline{z}_b} \sin \lambda_1,$$

або

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 \left( \cos \lambda + \frac{x_c}{\underline{z}_b} \sin \lambda_2 \cos \lambda_1 \right) + j \underline{I}_2 (z_b \sin \lambda - x_c \cos \lambda_1 \cos \lambda_2);$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 \left( \cos \lambda + \frac{x_c}{\underline{z}_b} \sin \lambda_1 \cos \lambda_2 \right) + j \frac{\underline{U}_2}{\underline{z}_b} \left( \sin \lambda + \frac{x_c}{\underline{z}_b} \sin \lambda_1 \sin \lambda_2 \right).$$

У цих виразах  $\lambda_1$  і  $\lambda_2$  – довжини хвиль ділянок лінії (рис. 2а);  $\lambda$  – довжина хвилі всієї лінії.

ЕРС знаходимо з виразу

$$\underline{E}_1 = \underline{U}_1 - j \underline{I}_1 x_c$$

або

$$\underline{E} = \underline{U}_2 \left( \cos \lambda - \frac{x_r}{\underline{z}_b} \sin \lambda + \frac{x_c}{z_b} \sin \lambda_2 \cos \lambda_1 - \frac{x_r}{z_b} \frac{x_c}{z_b} \sin \lambda_1 \sin \lambda_2 \right) +$$

$$+ j \underline{I}_2 \left( z_b \sin \lambda + x_r \cos \lambda - x_c \cos \lambda_1 \cos \lambda_2 + \frac{x_c}{z_b} x_r \sin \lambda_1 \sin \lambda_2 \right).$$

Звідси видно, що еквівалентний опір системи передачі буде

$$x_c = x_r \cos \lambda + z_b \sin \lambda - x_c \cos \lambda_1 \cos \lambda_2 + \frac{x_c}{z_b} x_r \sin \lambda_1 \sin \lambda_2,$$

і потужність передачі складає

$$P = \frac{EU_2 \sin \Theta}{x_r \cos \lambda + z_b \sin \lambda - x_c \cos \lambda_1 \cos \lambda_2 + \frac{x_c}{z_b} x_r \sin \lambda_1 \cos \lambda_2}.$$

Тут  $E$  та  $U_2$  – лінійні значення.

З цих виразів випливає, що за одного й того самого опору конденсаторного пункту  $x_c$ , компенсований індуктивний опір лінії пропорційний коефіцієнту ефективності послідовної компенсації.

$$k_e = \cos \lambda_1 \cos \lambda_2 - \frac{x_r}{z_b} \sin \lambda_1 \cos \lambda_2. \quad (2.12)$$

При розташуванні конденсаторного пункту посередині лінії (рис. 2а), коли  $\lambda_1 = \lambda_2 = \frac{1}{2} \cdot \lambda$ , коефіцієнт ефективності послідовної компенсації буде представлений виразом

$$k_e = \cos \frac{\alpha l}{2} - \frac{x_r}{z_b} \sin \frac{\alpha l}{2}, \quad (2.13)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт зміни фази хвилі.

2. Зупинимося на інших видах керованої поздовжньої компенсації.

У схемі (рис. 1) тиристорної поздовжньої компенсації управління досягається за рахунок управління кутом увімкнення тиристорів. Це дає можливість змінювати еквівалентний опір тиристорно-реакторної фази (ТРФ) і всієї установки поздовжньої компенсації. Залежність [9] еквівалентного опору ЛЕП від кута управління має область індуктивного опору, область резонансу та область ємнісного опору; система управління повинна виключати роботу в області резонансу. Описується ще варіант УПК на основі СТАТКОМ (УПК-С) [5, 9].

### Висновки по другому розділу

1. Керований шунтуючий реактор надає широкі можливості для створення керованої поздовжньої компенсації. Він дозволяє суттєво підвищити ефективність поздовжньої компенсації.

2. Шунтуючий реактор дає можливість коефіцієнт ефективності поздовжньої компенсації зробити більшим за одиницю.

3. При оцінці ефективності поздовжньої компенсації необхідно враховувати опори кінцевих пристроїв та якість системи автоматичного регулювання збудження генераторів.

4. Тенденція зменшення ефективності поздовжньої компенсації може бути погашена за рахунок шунтуючих реакторів.

### РОЗДІЛ 3

## **ЗБІЛЬШЕННЯ МЕЖІ ПРОПУСКНОЇ СПРОМОЖНОСТІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ ТА ЗБІЛЬШЕННЯ ЇЇ СТАТИЧНОЇ І ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ.**

Обмеження пропускної здатності ліній електропередач змінного струму обумовлені двома факторами: як властивостями самої лінії передачі змінного струму, яка обмежує певну граничну потужність, так і необхідністю забезпечення статичної та динамічної стійкості електропередачі в нормальних і післяаварійних режимах.

У попередньому розділі було запропоновано комплекс заходів, спрямованих на збільшення граничної пропускної здатності ліній електропередач і підвищення їх статичної стійкості.

### **3.1 Заходи, спрямовані на збільшення межі пропускної спроможності лінії електропередачі та збільшення її статичної і динамічної стійкості.**

Ефективна та надійна передача електроенергії є наріжним каменем сучасної енергетичної інфраструктури. В умовах зростаючого енергоспоживання та розвитку відновлюваної енергетики, збільшення пропускної здатності електропередач і підвищення їх статичної та динамічної стійкості стає завданням першорядної важливості.

Для досягнення цілей щодо збільшення пропускної здатності та стійкості електропередачі застосовуються різні заходи, що охоплюють як модернізацію існуючих ліній, так і впровадження нових технологій. До основних методів належать:

#### *Забезпечення статичної та динамічної стійкості електропередачі:*

Ефективне та надійне функціонування сучасної енергосистеми нерозривно пов'язане із забезпеченням її статичної та динамічної стійкості, як у нормальних, так і в післяаварійних режимах. Ця необхідність зумовлена кількома ключовими факторами.

По-перше, статична стійкість гарантує здатність енергосистеми зберігати синхронізм генераторів та навантажень при невеликих і поступових змінах

навантаження або генерації. Її втрата призводить до неконтрольованого наростання кутів роторів генераторів, каскадного відключення обладнання і, в кінцевому підсумку, до системної аварії. Підтримання статичної стійкості критично важливе для стабільної та прогнозованої роботи енергосистеми в повсякденному режимі.

По-друге, динамічна стійкість визначає здатність енергосистеми повертатися до стійкого режиму після значних збурень, таких як короткі замикання, відключення ліній електропередач або різка зміна навантаження. У післяаварійних режимах особливо важливо запобігти розвитку аперіодичних або коливальних процесів, які можуть призвести до поглиблення аварії та подальшого порушення роботи енергосистеми. Динамічна стійкість вимагає застосування спеціалізованих засобів автоматики та керування, спрямованих на швидке придушення перехідних процесів і відновлення синхронізму.

Таким чином, забезпечення статичної та динамічної стійкості електропередачі – це наріжний камінь надійності та ефективності сучасної енергосистеми. Ігнорування цих аспектів може призвести до серйозних аварій з важкими економічними та соціальними наслідками. Постійний моніторинг стану системи, розробка та впровадження сучасних методів управління і захисту, а також суворий контроль за режимами роботи є необхідними умовами для підтримки стійкості енергосистеми в нормальних і післяаварійних режимах.

*Збільшення напруги передачі:* Підвищення напруги дозволяє суттєво збільшити пропускну здатність лінії при збереженні її геометричних розмірів, проте потребує модернізації підстанційного обладнання та ізоляції.

*Застосування композитних проводів:* Використання проводів з композитним осердям дозволяє збільшити робочу температуру і, отже, пропускну здатність лінії без збільшення її провисання.

*Компенсація реактивної потужності:* Установка статичних тиристорних компенсаторів (СТК) і керованих шунтуючих реакторів (КШР) дозволяє

знизити втрати потужності, підвищити коефіцієнт потужності та стабілізувати напругу, тим самим збільшуючи пропускну здатність і покращуючи стійкість.

*Впровадження гнучких ліній електропередачі змінного струму (FACTS):* Технології FACTS, такі як уніфіковані регулятори потоку потужності (UPFC), дозволяють гнучко управляти потоками потужності, покращуючи використання існуючих ліній та підвищуючи стійкість системи.

*Моніторинг та управління в реальному часі:* Впровадження інтелектуальних систем моніторингу та управління (Smart Grid) дозволяє оперативно реагувати на зміни в мережі, запобігаючи перевантаженням та аварійним ситуаціям.

*Посилення ізоляції та підвищення надійності обладнання:* Заміна застарілого обладнання, використання сучасних ізоляційних матеріалів та впровадження систем діагностики обладнання дозволяють підвищити надійність ліній та знизити ймовірність аварій.

Реалізація комплексу вищезазначених заходів дозволить суттєво збільшити пропускну здатність електропередач та підвищити їх статичну та динамічну стійкість, забезпечуючи надійне та ефективне енергопостачання споживачів. Подальші дослідження та розробки в галузі матеріалів, технологій та систем управління є ключовим фактором для забезпечення довгострокової стійкості та ефективності енергетичної інфраструктури.

### **3.2 Логічна структура засобів підвищення динамічної стійкості систем електропередачі**

Досвід проєктування та спорудження протяжних електропередач показав, що великі труднощі в забезпеченні необхідної пропускну здатності систем передачі представляла динамічна стійкість у порівнянні зі статичною стійкістю. Створення та впровадження в експлуатацію енергосистем автоматичних систем регулювання збудження без зони нечутливості, застосування поздовжньої та поперечної компенсації параметрів ліній, використання розщеплених проводів значною мірою пом'якшили проблему статичної стійкості систем електропередачі. Пропускна здатність систем

передачі за умовами динамічної стійкості менша, ніж за умовами статичної стійкості [2, 3]. Таким чином, виникає необхідність підвищення динамічної стійкості систем електропередачі до рівня їх статичної стійкості. Проблема динамічної стійкості для задовільного вирішення задачі – забезпечення пропускної здатності систем передачі – потребує застосування спеціальних засобів її підвищення.

Відповідно до поставленої задачі побудуємо логічну класифікацію засобів підвищення динамічної стійкості на основі диференціального рівняння руху ротора, прийнявши звичайні допущення. Не будемо враховувати вплив зміни швидкості агрегатів на величини обертаючих і гальмівних моментів. Приймемо постійним обертаючий момент первинного двигуна, знехтуємо демпфуючим впливом контурів ротора. Динамічну синхронну стійкість будемо розглядати при повному використанні площадки гальмування для найбільш важкого випадку – трифазного короткого замикання на початку лінії електропередачі, що працює на шини постійної напруги і частоти (рис. 3.1): 1 – характеристика нормального режиму; 2 – те ж після аварійного режиму. Нехтуючи активними опорами і провідностями системи передачі, вважаючи, що провідність лінії скомпенсована, диференціальне рівняння руху ротора синхронного генератора запишемо

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_0 - \frac{EU}{x} \sin \delta, \quad (3.1)$$

де  $M$  – постійна інерції генераторів передавальної станції, віднесена до номінальної потужності генераторів;  $\delta$  – кут розходження вектора ЕРС генераторів передавальної станції за перехідним опором і напруги шин нескінченної потужності; інші величини вказані на рис. 3.1.

Для випадку триполюсного короткого замикання рівняння (3.1) матиме вигляд

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_0 - \frac{EU}{x'} \sin \delta. \quad (3.2)$$

де

$$P = \frac{EU}{x'} \sin \delta. \quad (3.3)$$

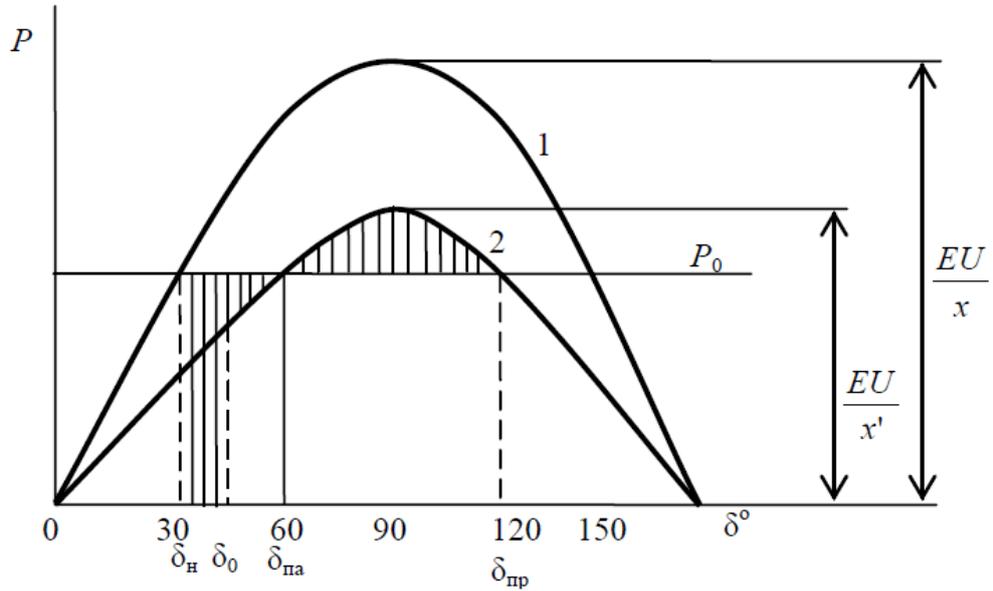


Рисунок 3.1. Навантажувально-кутові характеристики нормального та післяаварійного режимів системи електропередачі.

Проінтегруємо (3.2). Межі інтегрування визначаються умовами повного використання майданчика гальмування (рис. 3.1), що відповідає прирівнюванню до нуля першого інтеграла рівняння (3.2):

$$\int_{\delta_n}^{\delta_0} \frac{EU}{x} \sin \delta_n d\delta + \int_{\delta_0}^{\delta_{pr}} \left( \frac{EU}{x} \sin \delta_n - \frac{EU}{x'} \sin \delta \right) d\delta = 0 \quad (3.4)$$

або

$$\frac{EU}{x} \sin \delta_n (\delta_0 - \delta_n) + \frac{EU}{x} \sin \delta_n (\delta_{pr} - \delta_0) + \frac{EU}{x'} \cos \delta_{pr} - \frac{EU}{x'} \cos \delta = 0, \quad (3.5)$$

де  $x$  та  $x'$  – еквівалентні реактивні опори системи електропередачі в нормальному та післяаварійному режимах;  $\delta_n$  – кут  $\delta$  в нормальному режимі;  $\delta_0$  – кут  $\delta$  в момент відключення короткого замикання;  $\delta_{pr}$  – граничний кут відхилення ротора, при якому зберігається стійкість.

Якщо кут відхилення ротора у усталеному післяаварійному режимі  $\delta_{па}$ , то запишемо

$$\delta_{па} = \pi - \delta_{пр}.$$

Представимо динамічно стійко передавану потужність у частках  $\frac{EU}{x}$ .

Тоді

$$p = \sin \delta_n. \quad (3.6).$$

Введемо поняття відносного еквівалентного реактивного опору післяаварійного режиму

$$\chi = \frac{x'}{x},$$

що представляє собою відношення еквівалентного реактивного опору післяаварійного режиму до аналогічного опору нормального режиму. Тоді рівняння (3.5) можна представити у вигляді

$$\chi(\pi - \delta_{na} - \arcsin p) p - \cos \delta_{np} - \cos \delta_0 = 0. \quad (3.7)$$

Однак, рівняння (3.7) недостатньо для оцінки засобів підвищення динамічної стійкості. Звернімось ще раз до диференціального рівняння (3.1) та розв'яжемо його відносно кута відхилення ротора в момент відімкнення короткого замикання  $\delta$ . У випадку триполюсного короткого замикання на початку лінії та знехтування активними опорами, активна потужність, що видається генераторами віддаленої станції:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0, \quad (3.8)$$

де  $P_0$  – механічна потужність первинного двигуна.

Проінтегруємо (3.8) двічі, отримаємо

$$\delta = \delta_1 + \frac{P_0 t_0^2}{2M}, \quad (3.9)$$

де  $t_0$  – час відімкнення короткого замикання.

В рівнянні (3.9)  $t_0$  і  $M$  виражені в радіанах. Якщо  $t_0$  і  $M$  подати в секундах і  $M$  віднести до номінальної потужності генераторів, то рівняння (3.9) набуде вигляду

$$\delta = \delta_n + \frac{\pi f P t_0}{M P_r},$$

де  $P_r$  – номінальна потужність передавальної станції. Використовуючи

вираз (3.6), отримаємо

$$\delta_0 = \arcsin p + \frac{\pi f P t_0}{M P_2}. \quad (3.10)$$

Для усталених нормального та післяаварійного режимів за умови незмінності механічної потужності первинного двигуна на основі (3.1) можна записати

$$P_0 = \frac{EU}{x} \sin \delta_0 = \frac{EU}{x'} \sin \delta_{na}.$$

Звідки

$$\sin \delta_{na} = \frac{x'}{x} \sin \delta_{np} = \chi p. \quad (3.11)$$

Отже, при заданих параметрах електропередачі та генераторів динамічно стійку передавану потужність цілком визначають (3.7), (3.10) та (3.11):

$$\left\{ \begin{array}{l} \chi(\pi - \delta_{na} - \arcsin p)P - \cos \delta_{na} - \cos \delta_0 = 0; \\ \delta_0 = \arcsin p + \frac{\pi f P t_0}{M P_2}; \\ \sin \delta_{na} = \chi p. \end{array} \right.$$

Ці рівняння визначають динамічно стійку передавану потужність. За заданих параметрів електропередачі та генераторів [5, 6], з них найбільш логічно та чітко впливають засоби підвищення динамічної стійкості систем електропередачі, які, відповідно до цих рівнянь, вказані на рис. 3.2. До першої групи віднесено засоби підвищення динамічної стійкості, зумовлені зменшенням відносного еквівалентного реактивного опору системи передачі післяаварійного режиму  $\chi$ .

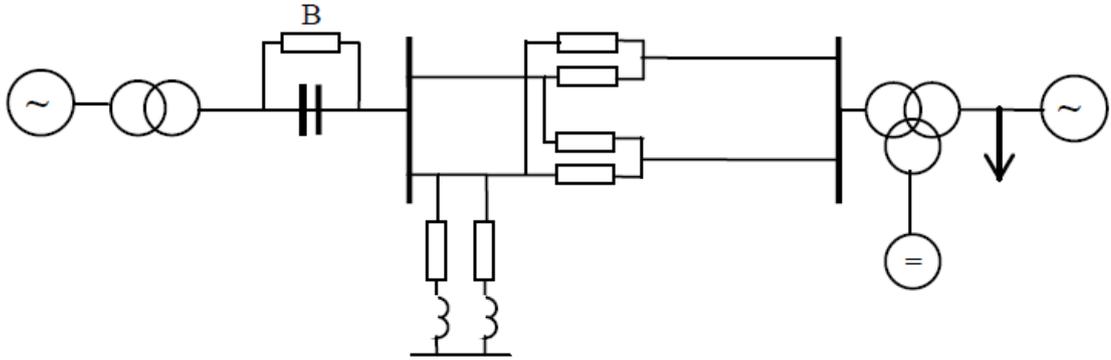
Друга група засобів підвищення динамічної синхронної стійкості ґрунтується на зменшенні кута відключення короткого замикання  $\delta_0$ .

Третя група засобів підвищення динамічної стійкості об'єднує засоби, що дозволяють регулювати потужності в аварійному режимі.

Зменшення відносного еквівалентного реактивного опору системи передачі може бути досягнуто застосуванням перемикальних пунктів, включенням послідовної післяаварійної конденсаторної компенсації та

використанням ємнісного ефекту лінії. Кожен із цих засобів може застосовуватися самостійно або в сумісному поєднанні.

Одна з можливих схем післяаварійної послідовної конденсаторної компенсації показана на рис. 3.3; конденсаторна установка в нормальному режимі зашунтована вимикачем В і вводиться в дію при короткому замиканні.



На основі (3.7), (3.10) та (3.11) може бути визначено найбільше значення кута розбіжності векторів ЕРС генератора передавальної станції за перехідним опором і вектора напруги приймальних шин, за якого система ще зберігає динамічну синхронну стійкість. А за знайденим кутом можна визначити динамічно стійко передавану потужність. Таким чином розраховано та побудовано на рис. 3.4 залежності кута  $\delta_n$  і динамічно стійко передаваної потужності  $P$  від еквівалентного реактивного опору системи передачі в післяаварійному режимі  $\chi$  (рис. 3.3); було прийнято звичайні параметри генераторів і трансформаторів, час вимкнення короткого замикання на початку електропередачі – 0,1с. З рис. 3.4 випливає, що динамічно стійко передавана потужність суттєво залежить від відносного еквівалентного опору системи передачі в післяаварійному режимі. На величину цього опору може впливати ємнісний ефект лінії; зменшення значення еквівалентного реактивного опору післяаварійного режиму  $\chi$  дає відключення частини шунтуючих реакторів на початку лінії. Цього також можна досягти, застосовуючи керований шунтуючий реактор або статичний тиристорний компенсатор (СТК).



Рисунок 3.2. Класифікація засобів підвищення динамічної стійкості електричних систем

Можливість підвищення динамічної стійкості за рахунок зменшення кута вимкнення короткого замикання  $\delta_0$  видно з (3.7), (3.10), (3.11) та залежностей (рис. 3.5), розрахованих і побудованих за цими рівняннями для трьох значень відносного еквівалентного реактивного опору післяаварійного режиму  $\chi$ . З (3.10) видно, що зменшення кута вимкнення короткого замикання можна досягти зниженням часу вимкнення короткого замикання  $t_0$ , зменшення частоти  $f$ , збільшення постійної інерції генераторів  $M$  – підвищенням номінальної потужності генераторів у порівнянні з потужністю, що передається. Як і в першій групі, доцільне застосування одночасного поєднання декількох засобів підвищення стійкості. Порівняльна техніко-економічна оцінка різних засобів підвищення динамічної стійкості системи електропередачі подана в [6].

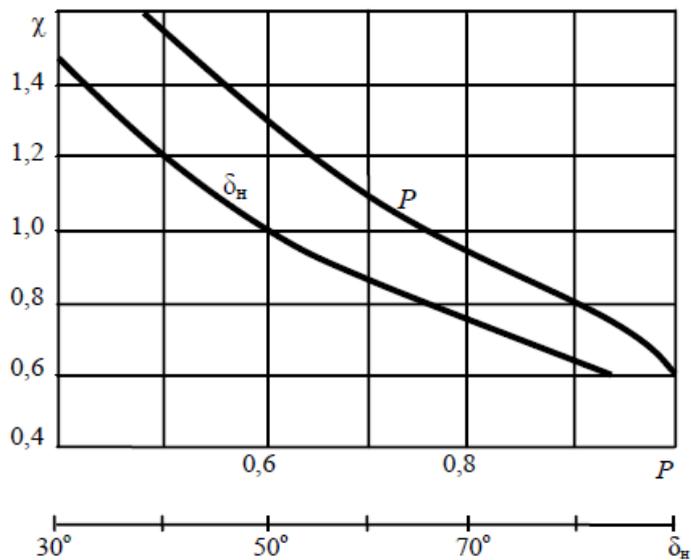


Рисунок 3.4. Залежності передаваної потужності та кута нормального режиму  $\delta_n$  від відносного еквівалентного реактивного опору системи передачі

До третьої групи засобів підвищення динамічної стійкості відносяться засоби, що дозволяють регулювати потужності в аварійному режимі: аварійне розвантаження, регулювання первинного двигуна та збудження генераторів, електричне та механічне гальмування. Ці засоби достатньо повно висвітлені в навчальній літературі [2, 7 та ін.]. Зупинимось на електричному гальмуванні. Залежно від способу введення гальмівного опору слід розрізняти «миттєве» та

«не-миттєве» електричне гальмування [2, 7]. Там же описано включення «миттєвого» гальмівного опору в нейтраль трансформатора. До схем з «миттєвим» включенням гальмівного опору відносяться схеми (рис. 3.3, 3.6).

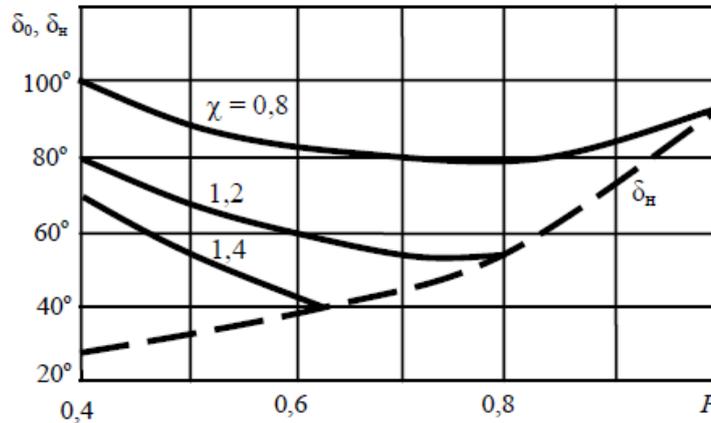


Рисунок 3.5. Залежності динамічної стійкості передаваної потужності від кута вимкнення короткого замикання для різних значень  $\chi$  – відносного опору післяаварійного режиму системи електропередачі

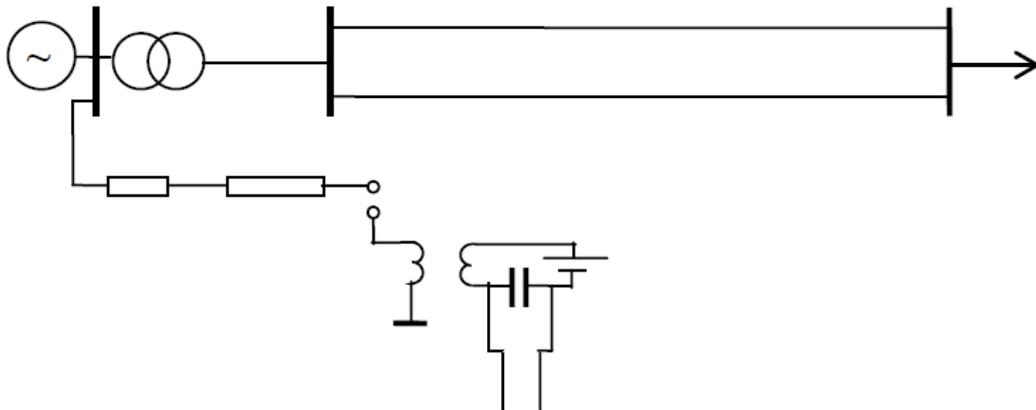


Рисунок 3.6. Схема системи електропередачі з «миттєвим» електричним гальмуванням генераторів на основі імпульсного генератора напруги

В електропередачах з послідовною конденсаторною компенсацією (рис. 3.3) активний гальмівний опір вмикається послідовно з розрядником, що захищає конденсаторну установку і вступає в дію практично одночасно з початком короткого замикання; ефективність такої схеми показали дослідження [5, 8]. В електропередачах без конденсаторних компенсуючих установок «миттєве» включення гальмівного активного опору можна здійснити на основі схеми генератора імпульсів напруги (рис. 3.6). Схема

використання для «миттєвого» включення гальмівного опору детально обстежена [9] і показана її ефективність.

Дослідження [2–6 та ін.] показали, що за рахунок застосування розглянутих засобів підвищення динамічна стійкість систем передачі може бути доведена до рівня статичної стійкості. При цьому відзначимо, що в західноєвропейських і американських нормативах регламентується необхідність забезпечення стійкості в розрахункових аварійних режимах без застосування проаварійної автоматики [10]. У вітчизняній практиці основу нормативів складають запаси статичної стійкості. Однак [11] передбачає регламентацію умов стійкості в перехідних процесах.

### **Висновки по третьому розділу**

З системи рівнянь (3.7), (3.10), (3.11) впливає логічна структура засобів підвищення динамічної стійкості систем електропередачі. Запропонована згідно з цими рівняннями класифікація засобів підвищення динамічної стійкості сприяє виявленню їхньої ефективності. Усі можливі засоби підвищення динамічної стійкості, згідно з цією класифікацією, поділено на три основні групи. До першої групи належать засоби, зумовлені зменшенням відносного еквівалентного реактивного опору систем передачі в післяаварійному режимі. Друга група ґрунтується на зменшенні кута вимкнення короткого замикання. Третя група засобів підвищення динамічної стійкості об'єднує засоби, що дозволяють регулювати потужності в аварійному режимі.

Усі можливі засоби підвищення динамічної стійкості згідно з цією класифікацією поділено на три основні групи. До першої групи належать засоби, зумовлені зменшенням відносного еквівалентного реактивного опору систем передачі в післяаварійному режимі. Друга група ґрунтується на зменшенні кута вимкнення короткого замикання. Третя група засобів підвищення динамічної стійкості об'єднує засоби, що дозволяють регулювати потужності в аварійному режимі. 2. До першої групи входять післяаварійна ємнісна компенсація, перемикальні пункти та використання ємнісного ефекту

лінії передачі. До другої групи – зменшення часу вимкнення короткого замикання, збільшення постійної інерції генераторів, зниження робочої частоти, підвищення номінальної потужності генераторів. До третьої групи – регулювання первинного двигуна, аварійне розвантаження, регулювання збудження, електричне та механічне гальмування. 3. Засобами, що дозволяють підвищити динамічну стійкість системи електропередачі до рівня її статичної стійкості, є післяаварійна поздовжня компенсація та гальмування генераторів активним опором, яке вступає в дію майже в момент короткого замикання.

## ВИСНОВКИ

1. Визначені два напрями компенсації параметрів електропередачі: по-перше, за допомогою пристроїв компенсації або налаштування і, по-друге, за рахунок рівномірно розподіленої власної ємнісної провідності ліній електропередачі відповідно до оптимізації параметрів повітряних ліній електропередачі; по суті, тут використовується власна природна ємність лінії як рівномірно розподілений компенсуючий пристрій.

2. Доцільно розрізняти три основні принципи компенсації параметрів лінії передачі: а) компенсація до натурального режиму; б) компенсація хвильової довжини ЛЕП; в) компенсація хвильового опору ЛЕП. Найбільш ефективним принципом компенсації, що підвищує пропускну здатність системи електропередачі, є компенсація хвильового опору лінії.

3. Електропередачі, налаштовані на передавану потужність і працюючі в натуральному режимі, заслуговують на увагу і практичне застосування в певних умовах.

4. При оцінці ефективності поздовжньої компенсації необхідно враховувати опори кінцевих пристроїв та якість системи автоматичного регулювання збудження генераторів. Тенденція зменшення ефективності поздовжньої компенсації може бути погашена за рахунок шунтуючих реакторів.

5. Керований шунтуючий реактор надає широкі можливості для створення керованої поздовжньої компенсації. Він дозволяє суттєво підвищити ефективність поздовжньої компенсації. Шунтуючий реактор дає можливість коефіцієнт ефективності поздовжньої компенсації зробити більшим за одиницю.

6. Усі можливі засоби підвищення динамічної стійкості можна поділити на три основні групи. До першої групи належать засоби, зумовлені зменшенням відносного еквівалентного реактивного опору систем передачі в післяаварійному режимі. Друга група ґрунтується на зменшенні кута вимкнення короткого замикання. Третя група засобів підвищення динамічної

стійкості об'єднує засоби, що дозволяють регулювати потужності в аварійному режимі. До першої групи входять післяаварійна ємнісна компенсація, перемикальні пункти та використання ємнісного ефекту лінії передачі. До другої групи – зменшення часу вимкнення короткого замикання, збільшення постійної інерції генераторів, зниження робочої частоти, підвищення номінальної потужності генераторів. До третьої групи – регулювання первинного двигуна, аварійне розвантаження, регулювання збудження, електричне та механічне гальмування.

7. Засобами, що дозволяють підвищити динамічну стійкість системи електропередачі до рівня її статичної стійкості, є післяаварійна поздовжня компенсація та гальмування генераторів активним опором, яке вступає в дію майже в момент короткого замикання.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ЕФЕКТИВНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолук ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,32 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 163 с.

2. Лесько В. О., Кулик В. В., Нетребський В. В. «Оптимізація режимів електроенергетичних систем»: Конспект лекцій/ Вінницький національний технічний університет ФЕЕЕМ Кафедра ЕСС: - Вінниця , 2020 – 180с.

3. Лежнюк П.Д. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем / Любов Наумівна Добровольська, Володимир Володимирович Кулик, Петро Дем'янович Лежнюк // Під редакцією Лежнюка П.Д. – Луцьк: ІВВ Луцького НТУ, 2018. – 328 с.

4. В. Г. Кузнецов, В. В. Кучанський, Ю. І. Тугай, Л. Р. Сабарно, і І. Ю. . Тугай, «ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ЗНАЧЕНЬ ПАРАМЕТРІВ КЕРОВАНИХ КОМПЕНСУВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ», *Вісник ВПІ*, вип. 4, с. 58–66, Серп. 2025.

5. В. В. Кучанський, і Д. О. Малахатка, Заходи та технічні засоби підвищення ефективності режимів роботи магістральних електричних мереж, моногр. Вінниця: ГО Європейська наукова платформа, 2021, 120 с.

6. Є. О. Зайцев., В. В. Кучанський, і І. О. Гунько, Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустанування, моногр. Вінниця: ГО Європейська наукова платформа, 2021, 156 с. <https://doi.org/10.36074/penereme-monograph.2021> .

7. В. Г. Кузнецов, Ю. І. Тугай, і В. В. Кучанський, Анормальні перенапруги в магістральних електричних мережах з джерелами спотворень. Одеса : Видавничий дім «Гельветика», 2025. 170 с. <https://doi.org/10.35668/978-617-554-449-5> .

8. Півняк Г.Г. Енергетична ефективність систем електропостачання : монографія / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – 2-ге вид., переробл. і допов. – Дніпро: НТУ «ДП» , 2018. – 148 с.

9. Методичні рекомендації до самостійного вивчення курсу із навчальної дисципліни «Електропостачання міст та промислових підприємств» (для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної та заочної форм навчання зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. : В. Ф. Харченко, І. Е. Щербак. – Харків : ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2022. – 30 с.

10. Жежеленко І.В., Трофімов Г.Г. Оцінка факторів, що впливають на енергетичну ефективність систем електропостачання / І.В. Жежеленко, Г.Г. Трофімов // Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку. Збірник наукових праць IV Міжнародної науково-технічної та навчально-методичної конференції у місті Києві 25-27 квітня 2017 р. – Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. – с.

11. 26. Електромагнітна сумісність у системах електропостачання: Підручник / І.В. Жежеленко , А.К. Шидловський, Г.Г. Півняк, Ю.Л. Саєнко. - Д.: Нац. гірнич. ун-т, 2009. - 319 с.: іл.

12. Жураховський А.В. Підвищення економічності та оптимізація роботи електричних мереж за допомогою статичних транзисторних компенсаторів // Сучасні проблеми енергетики; перетворення, стабілізація параметрів і транспорт електроенергії: Тези доповідей четвертої Республіканської науково-технічної конференції. - К.: Інститут електродинаміки АН УРСР, 1985. – с.103-104.

13. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: за заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.

14. Півняк Г.Г., Шидловський А.К., Кігель Г.А., Рибалко А.Я., Хованська О.І. Особливі режими електричних мереж. – Дніпропетровськ: НГА України, 2004. – 375 с.

15. Ущатовський К.В. Прогнози розвитку електроенергетики України: оцінка надійності та достовірності / К.В. Ущатовський // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2015. - №7. С. 14-23.