

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
“ ____ ” _____ 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА **за другим (магістерським) рівнем вищої освіти**

на тему:

**«Дослідження робочих режимів дальньої
електропередачі надвисокої напруги»
«Study of operating modes of ultra-high voltage long-
distance power transmission»**

Виконав здобувач вищої освіти
II курсу групи ЕЕ-21М
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»,
освітньо-професійної програми
«Електротехнічні системи
електроспоживання»

_____ К. Зятковський
« ____ » _____ 2022 р.

Керівник роботи
доцент, канд.техн.наук
_____ І. Переверзєв
« ____ » _____ 2022 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет *будівництва та транспорту*

Кафедра *електротехнічних систем та енергетичного менеджменту*

Рівень вищої освіти *другий (магістерський)*

Спеціальність *141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*

Освітньо-професійна програма *Електротехнічні системи електроспоживання*

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Зяцьковського Костянтина Григоровича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) *Дослідження робочих режимів дальньої електропередачі надвисокої напруги*

Study of operating modes of ultra-high voltage long-distance power transmission

2. Керівник роботи (проекту) *Переверзєв Ігор Олексійович, к.т.н., доцент*

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту *01.12.2022 р.*

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

1. Впровадження технологій надвисокої напруги в лініях електропередач.

2. Лінії електропередачі надвисокої напруги. 3. Робочі режими дальньої електропередачі надвисокої напруги. 4. Практичні розрахунки режимів ліній електропередачі 750-1150 кВ. Охорона праці.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>доц., к.т.н. І.В. Савеленко</i>		
<i>Економічна частина</i>	<i>доц., к.е.н. І.В. Журило</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Впровадження технологій надвисокої напруги в лініях електропередач</i>	10.10.2022	
2	<i>Лінії електропередачі надвисокої напруги</i>	24.10.2022	
3	<i>Дослідження робочих режимів дальньої електропередачі надвисокої напруги</i>	07.11.2022	
4	<i>Практичні розрахунки режимів ліній електропередачі 750-1150 кВ</i>	18.11.2022	
5	<i>Економічний розділ</i>	22.11.2022	
6	<i>Охорона праці</i>	25.11.2022	
7	<i>Оформлення пояснювальної записки</i>	28.11.2022	
8	<i>Оформлення презентаційної частини роботи</i>	01.12.2022	

Дата видачі завдання

Підпис керівника _____

« 05 » 09 2022 р.

Завдання прийнято до виконання

Підпис здобувача вищої освіти _____

« 05 » 09 2022 р.

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 122 с.; 73 рис.; 2 табл.; 25 джерел, 9 додатків

Зятковський К.Г. Дослідження робочих режимів дальньої електропередачі надвисокої напруги. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2022 р.

Метою кваліфікаційної роботи є дослідження режимів дальніх ліній електропередачі з різними схемами виконання.

Розглянути рушійні сили розвитку техніки передачі електроенергії та проаналізовано впровадження і розвиток технологій надвисокої напруги в області передачі електроенергії на великі відстані. Обґрунтуванні області застосування, структурні елементи і схеми дальньої електропередачі. Проведений критичний огляд різних видів дальньої електропередачі з позиції підвищення пропускної здатності, надійності та економічної ефективності.

Практичні розрахунки режимів проведені для електропередачі 750 кВ протяжністю 650 і 1100 км, та лінії 1150 кВ протяжністю 2000 км. Дослідження режимів лінії проводилося з використанням математичного пакету Mathcad 15.

Проведена оцінка техніко-економічних показників лінії електропередачі 750 кВ протяжністю 1100 км для трьох схем виконання за укрупненими показниками вартості окремих елементів лінії електропередачі.

Ключові слова: система електропостачання, компенсація реактивної потужності, схема мережі, довга лінія, конструкція фази, керуючі реактори та конденсатори, пропускна здатність.

SUMMARY

Ziatkovskiy K. Study of operating modes of ultra-high voltage long-distance power transmission. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics"

EPP, " Electrotechnical Systems of Power Consumption". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2022.

The purpose of the qualification work is to study the modes of long-distance power transmission lines with different implementation schemes.

Consider the driving forces of the development of electricity transmission technology and analyze the introduction and development of ultra-high voltage technologies in the field of long-distance electricity transmission. Justification of the field of application, structural elements and schemes of long-distance power transmission. A critical review of various types of long-distance power transmission was carried out from the point of view of increasing throughput, reliability and economic efficiency.

Practical mode calculations were carried out for 750 kV power transmission with a length of 650 and 1100 km, and a 1150 kV line with a length of 2000 km. The study of the modes of the line was carried out using the mathematical package Mathcad 15.

An evaluation of the technical and economic indicators of the 750 kV power transmission line with a length of 1100 km for three execution schemes was carried out based on aggregated indicators of the cost of individual elements of the power transmission line.

Keywords: power supply system, reactive power compensation, network diagram, long line, phase design, controlling reactors and capacitors, bandwidth.

З М І С Т

	Перелік скорочень	6
	Вступ	7
1.	Впровадження технологій надвисокої напруги в лініях електропередач	8
2.	Лінії електропередачі надвисокої напруги	27
2.1.	Наддалекі електропередачі	28
2.2.	Наддалекі електропередачі півхвильового типу	31
2.3.	Порівняння надійності і техніко-економічних показників ПЕП і ППС	34
3.	Робочі режими дальньої електропередачі надвисокої напруги	43
3.1.	Аналітичні методи розрахунків нормальних режимів ДЕП	43
3.2.	Характерні режими ДЕП	47
3.3.	Розподіл напруги уздовж ПЛ	53
3.4.	Особливості роботи електростанції через довгу лінію	55
3.5.	Компенсація електричної довжини	58
3.6.	Налаштування електричної довжини	66
3.7.	Підвищення статичної стійкості за рахунок підтримки напруги в проміжних пунктах електропередачі за допомогою керованих УРМ	69
3.8.	Післяаварійні режими	71
4.	Практичні розрахунки режимів ліній електропередачі 750-1150 кВ	75
	Заключення	82
	Список літератури	83
	Додатки	86
Д.1.	Режими однорідної лінії 650 км, 750 кВ	87
Д.2.	Дослідження режимів однорідної лінії 750 кВ, L=1100 км	92
Д.3.	Дослідження режимів лінії 1100 км з шунтувальними реакторами, $N_p=3$	94
Д.4.	Дослідження режимів компенсованої лінії L=1100 км, 750 кВ, $N_{упк}=4$	97
Д.5.	Дослідження режимів компенсованої лінії 750 кВ, L=1100 км (поздовжньо-поперечна компенсація)	102
Д.6.	Дослідження однорідної лінії. Пристрої компенсації розміщені на шинах НН передаючої підстанції. Компенсуючі пристрої представлені ланцюговою схемою	105
Д.7.	Дослідження режимів однорідної лінії 1150 кВ, L=2000 км	107
Д.8.	Налагодження лінії 2000 км на півхвилю, $N_{пн}=4$	109
Д.9.	Охорона праці	115

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ЕП - електропередача

ЛЕП - лінія електропередачі

ДЕП - протяжна (дальня) електропередача

НВН – надвисока напруга

УВН – ультрависока напруга

ОЕС - об'єднана енергосистема

НЄЕС - національна єдина енергосистема

ККД – коефіцієнт корисної дії

ПС – підстанція

ПЛ - повітряна лінія

ПРМ - пристрої реактивної потужності

ПШК - пристрої шунтуючої компенсації

ППК - пристрої поздовжньої компенсації

РП - розподільний пункт

ТП - трансформаторна підстанція

ППС – передача постійного струму

ППЛ - півхвильова лінія

НЕП - напівхвильова електропередача

ПКЕД - пристрій компенсації електричної довжини

ПНЕД - пристрій настройки електричної довжини

ВСТУП

Електропередачі надвисокої напруги займають особливе місце в сучасних електроенергетичних системах. Володіючи великою пропускнуою здатністю, вони є системоутворюючими лініями і підвищують надійність і економічність роботи енергосистеми. Крім того, вони є потужними міжсистемними зв'язками, забезпечуючи великі міжсистемні перетоки потужності, підвищуючи тим самим живучість об'єднаної системи.

Зростання напруги і переданих по лініях електропередачі потужностей дозволило перейти від дрібних локальних електростанцій, що живлять окремі підприємства, до спорудження великих електростанцій, які могли забезпечувати електроенергією цілі промислові райони.

В магістерській роботі ставилася задача обґрунтування області застосування, структурних елементів та схем ДЕП, провести критичний огляд різних видів дальньої електропередачі з позиції підвищення пропускнуої здатності, надійності та економічної ефективності.

Для проведення дослідження режимів довгих ліній електропередачі надвисокої напруги з різними схемами виконання необхідно виконати аналіз математичного моделювання електропередачі надвисокої напруги та її елементів. Виконати практичні розрахунки режимів електропередачі 750 кВ протяжністю 650 і 1100 км, та лінії 1150 кВ протяжністю 2000 і 4000 км. Проводиться оцінка техніко-економічних показників лінії електропередачі 750кВ протяжністю 1100 км для трьох схем виконання за укрупненими показниками вартості окремих елементів лінії електропередачі.

1. ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ НАДВИСОКОЇ НАПРУГИ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Під *електропередачею надвисокої напруги* (ЛЕП НВН) розумітимемо електропередачу з номінальною напругою 330 кВ і вище, що характеризується наявністю могутніх електричних полів, що визначають конструктивне виконання лінії і моделювання її режимних параметрів.

Під *протяжною (дальною) електропередачею* (ДЕП) розумітимемо електропередачу надвисокої напруги, довжина якої совимірна з довжиною електромагнітної хвилі струму (напруги), що обумовлює необхідність залучення математичного апарату фізики хвильових процесів для моделювання її режимних характеристик.

Електропередача (ЕП) - це елемент енергосистеми, який здійснює перетворення, передачу і розподіл електроенергії, а також виконує системоутворюючі функції. У свою чергу, ЕП є складним об'єктом, що включає до свого складу різні елементи.

Дальня електропередача (ДЕП) - це ЕП надвисокої напруги (НВН - 330, 500, 750 кВ) і ультрависокої напруги (УВН - 1000, 1150 кВ), що забезпечує передачу електроенергії на далекі відстані і виконує функції міжсистемного зв'язку на рівні об'єднаної енергосистеми (ОЕС) і національної єдиної енергосистеми (НЄЕС) [23].

Оскільки транзит електроенергії на великі відстані можна реалізувати тільки з використанням технологій надвисокої напруги, то кожна дальня електропередача обов'язково буде лінією надвисокої напруги. Зворотне ж твердження не завжди істинно, оскільки лінії електропередачі надвисокої напруги можуть виконуватися в широкому діапазоні довжин, а для дальньої електропередачі визначальною характеристикою завжди є лише її протяжність.

Під ДЕП розуміється ЛЕП, оснащена комплексом технічних засобів, що забезпечує підвищену пропускну здатність і можливість стійкої паралельної роботи окремих частин об'єднаної енергосистеми (ОЕС), незважаючи на великі

відстані між ними. Великі довжини передач змінного струму призводять до необхідності врахування хвильового характеру процесів, що відбуваються при передачі електричної енергії. Аналіз і розрахунки режимів ДЕП повинні виконуватися з урахуванням розподіленості параметрів уздовж лінії.

Рушійні сили розвитку техніки передачі електроенергії. На рис.1.1 зображені рушійні сили, що визначають науково-технічний прогрес в області передачі електроенергії.



Рис.1.1. Рушійні сили НТП при розвитку національних ЄС

Зростаючі потреби в електроенергії диктують вимоги до величини потоків потужності і дальності їх передачі. Це в свою чергу стимулює вдосконалення існуючих та розробку нових технологій в області передачі електроенергії. Серед цих технологій на кожному витку розвитку може бути обраний варіант, що володіє найбільшою економічною ефективністю і задовольняє вимогам надійності та екології.

Номінальна напруга і обґрунтування її зростання. В різних регіонах країн склалося два ряду напруг 110-220-500-1150 кВ і 150(110)-330-750 кВ, в кожному з яких має місце більш ніж дворазова ступінь збільшення напруги при переходу до наступної номінальної напруги. Принцип більш ніж дворазового підвищення напруги, що мали місце в минулому при переході до більш високого класу напруги при обґрунтуванні наступної найвищої номінальної напруги майбутніх електропередач виявляється надлишковим, оскільки необхідна передана

потужність ДЕП за умовами розвитку ЄЕС можуть бути забезпечені і при півтораразовому збільшенні напруг, особливо якщо мати на увазі значні можливості підвищення пропускної спроможності за рахунок використання ПЛ підвищеної натуральної потужності, а також керованих УРМ.

Для орієнтовної оцінки областей застосування різних класів напруги використовуються графічні залежності (рис.1.2), які визначають економічні зони для відповідної номінальної напруги.

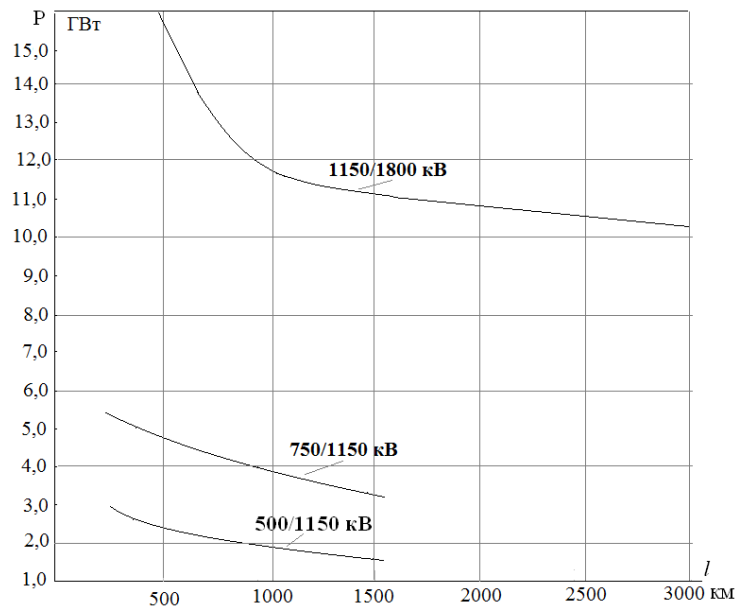


Рис.1.2. Межі рівноеконічності різних номінальних напруг

Обґрунтування зростання номінальних напруг. Оптимальний ККД ДЕП, коли мають місце мінімальні витрати на передачу електроенергії, повинні бути, принаймні, $\text{ККД}_{\text{опт}} > (95 - 97)\%$.

У ДЕП основні втрати мають місце в лінії. Активний опір лінії дорівнює

$$R = \rho \cdot \frac{\ell}{F} \quad (1.1)$$

де $\rho = 29,5 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$ - питомий опір сталюалюмінієвих проводів при

температурі 20°C ; ℓ - довжина ПЛ, км; F - перетин алюмінієвої частини фази, мм^2 .

ККД лінії по потужності дорівнює

$$\eta_p = \frac{P - \Delta P}{P} \quad (1.2)$$

Враховуючи, що $\Delta P = 3RI_\phi^2$, $I_\phi = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U}$, з (1.2) маємо

$$\eta_p = 1 - \sqrt{3}\rho \frac{j \cdot \ell}{U}, \quad (1.3)$$

де $j = \frac{I_\phi}{F}$ – щільність струму.

При проектуванні лінії оптимальний її варіант має місце, коли щільність струму відповідає економічній щільності, що становить для високовольтних ліній $j = j_e \approx (0,8 \div 1,0) \frac{A}{mm^2}$. На рис.1.3 наведені відповідно до виразу (1.3) залежності ККД від напруги для різних довжин ліній в діапазоні зазначених вище економічної щільності струму. Для ліній невеликої довжини близько 200 км для забезпечення ККД не менше 0,97 потрібне використання номінальної напруги 220 кВ. Для довгих ліній близько 500 км забезпечити прийнятний ККД можливо при номінальних напругах 500 і 750 кВ.

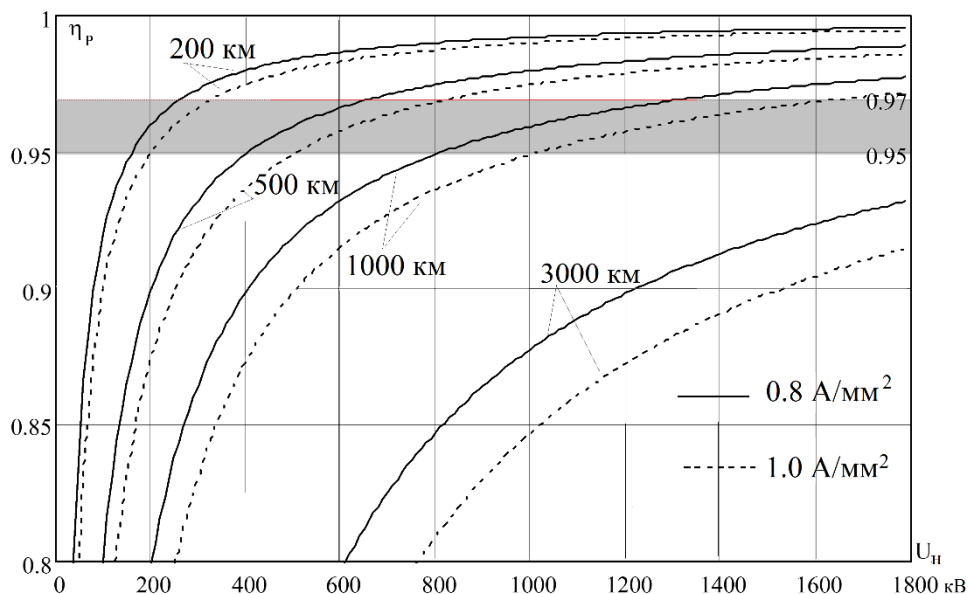


Рис.1.3. Вибір рівня напруги для забезпечення необхідного ККД

Якщо на перших етапах розвитку об'єднаних енергосистем електропередачі НВН споруджувалися як окремі лінії, призначені, головним чином, для організації видачі потужностей від найбільших гідравлічних і

теплових електростанцій, то до теперішнього часу в Україні функціонує могутня розгалужена складнозамкнена мережа ліній електропередач напругою 330 кВ і завершується формування системостворючої мережі електропередач напругою 750 кВ.

Міжсистемний ефект. Створення великих енергооб'єднань типу ОЕС і ЄЕС на базі принципів концентрації виробництва електроенергії та централізації її розподілу виправдовується міжсистемним ефектом, до складової якого відносяться:

- можливість споруди все більших та економічних електростанцій на базі потужних енергоблоків, тобто реалізація так званого ефекту масштабу (за умовами надійності потужність окремого агрегату зазвичай не перевищує 1-2% від потужності енергосистеми);
- оптимальна робота різнотипних електростанцій, що дозволяє більш економічно використовувати енергоресурси;
- підвищення надійності та експлуатаційної маневреності електрооб'єднання за рахунок взаємодопомоги окремих енергосистем при аваріях, а також в процесі розвитку ЕС при відхиленнях зростання навантаження і введення потужності від запланованих величин;
- скорочення чисельності обслуговуючого персоналу;
- зниження встановленої потужності за рахунок розбіжності максимумів навантажень по часовим поясам та по сезонності, а також за рахунок зменшення потужності резерву.

Дійсно, для окремо працюючої i -ої енергосистеми

$$P_{уст.i} = P_{max.i} + R_i.$$

Встановлена потужність ізольовано працюючих енергосистем

$$P_{уст.из} = \sum P_{max.i} + \sum R_i.$$

Встановлена потужність спільно працюючих енергосистем

$$P_{уст.сов} = P_{max.сов} + R_{сов}.$$

Оскільки

$$P_{\max, \text{сов}} < \sum P_{\max, i}, R_{\text{сов}} < \sum R_i, \quad \text{то і} \quad P_{\text{уст.сов}} < P_{\text{уст.из}}.$$

Лінії електропередач, звані *міжсистемними* зв'язками, можуть бути умовно розділені за призначенням. Тут виділяють магістральні і маневрені (реверсивні) міжсистемні зв'язки, які, у свою чергу, підрозділяють на *сильні* і *слабкі* зв'язки. Сильні зв'язки призначені для передачі дуже великих потоків потужності і енергії і характеризуються пропускнуою спроможністю, часто совимірною з потужністю об'єднуваних енергосистем. Слабкі зв'язки призначені для передачі порівняно невеликих потоків потужності, наприклад, в цілях регулювання напруги і частоти в зв'язаних енергосистемах, покриття малих об'ємів дефіциту потужності в приймальній системі і так далі.

Виходячи з умов роботи ДЕП в енергооб'єднанні вихідними при проектуванні є: ℓ - довжина ЛЕП; $P_{\max}$ - максимальний тривалий перетік потужності, який визначається нормальними режимами роботи ОЕС; $T_{\max}$ - тривалість використання максимального перетікання в році (час, який потрібен для передачі заданої річної електроенергії за умови роботи ДЕП з максимальною потужністю $P_{\max}$); $P_{\max, \text{кр}} = P_{\max} + P_{\text{вз}}$ - максимальне короткочасне перетікання потужності, яке має місце в післяаварійних режимах і яке складається з максимального тривалого перетікання потужності і потоку взаєморезервування.

Для характеристики роботи лінії в річному розрізі використовуються графіки завантаження по тривалості, зокрема, для перспективних розрахунків можна виходити з такого виразу

$$P(t) = P_{\max} \left[1 - \beta_i \left(\frac{t}{T} \right)^{\alpha_i} \right], \quad (1.4)$$

$$\beta_i = 1 - \frac{P_{\min}}{P_{\max}}, \quad \alpha_i = \frac{T_{\max} - (1 - \beta_i)T}{T - T_{\max}},$$

де t - поточна координата графіка завантаження ДЕП за тривалістю; T - число годин роботи ДЕП в році; $P_{\max}, P_{\min}$ - відповідно максимальна і мінімальна

завантаження ДЕП протягом року; $T_{\max}$ - час використання максимальної потужності.

На рис.1.5, 1.6 наведені характерні криві завантаження ДЕП за тривалістю для випадків видачі потужності великої електростанції і при об'єднанні сусідніх ОЕС.

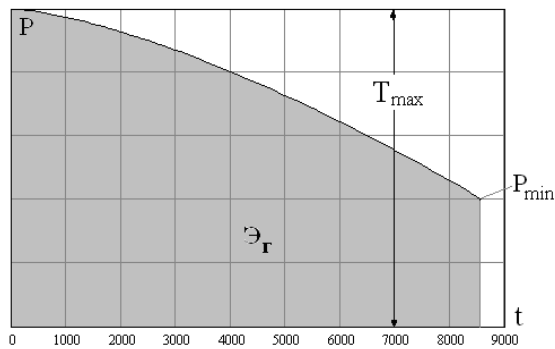


Рис.1.5. Графік завантаження ДЕП за тривалістю при видачі потужності великої електростанції

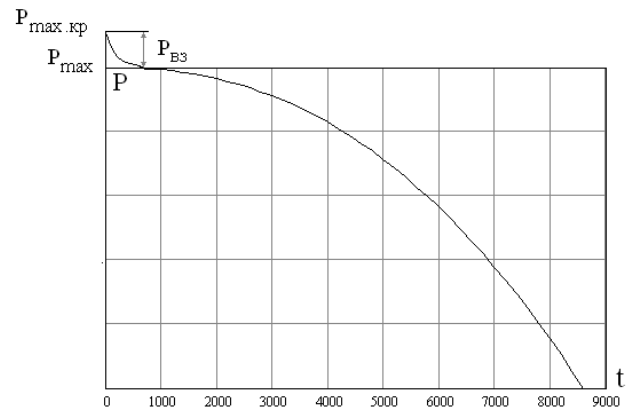


Рис.1.6. Графік завантаження ДЕП за тривалістю при об'єднанні ОЕС

Передана протягом року електроенергія дорівнює

$$E_r = P \int_0^{T_r} P(t) dt \max_{max}$$

Відзначимо, що до електропередачі НВН відносяться також і передачі постійного струму, які отримали, проте, обмежене поширення практично у всіх найбільших енергооб'єднання світового класу. Області застосування передач постійного струму надвисокої напруги визначаються можливостями організації транспорту електроенергії на великі відстані, зв'язками електричних систем з різними стандартами частоти змінного струму, секціонуванням енергосистем в складі енергооб'єднання та ін.

Області застосування, структурні елементи і схеми ДЕП

Для того щоб визначити роль і місце електропередач надвисокої напруги в електроенергетичних системах, відзначимо тенденції розвитку сучасної електроенергетики.

Як зазначалося вище, сучасна електроенергетика характеризується двома основними тенденціями:

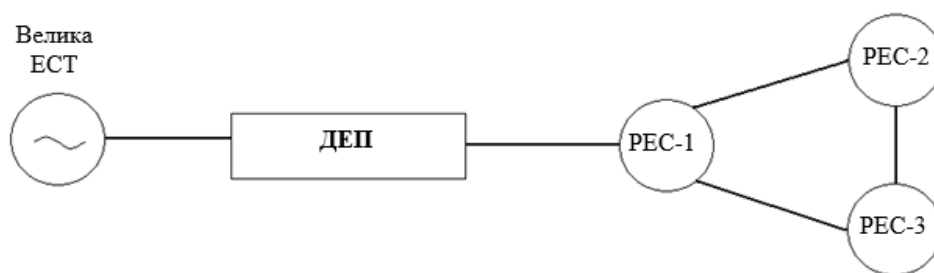
1) збільшенням потужності електростанцій і одиничної потужності генеруючих блоків;

2) створенням об'єднаних енергетичних систем і великих енергооб'єднань.

Потужність сучасних теплових електростанцій досягає 2,4-4,8, атомних - 4-6, гідроелектростанцій - 6-12 ГВт. Потужність генераторів на АЕС та ТЕС досягає 1 ГВт і більше, на ГЕС - 700 МВт. Площа землі, що відводиться для спорудження однієї великої електростанції, в кінцевому підсумку виявляється менше, ніж для спорудження кількох менш потужних. В сучасних умовах, коли питання екології виходять на одне з перших місць у вирішенні інженерних задач, остання обставина має велике значення.

При цьому виникає задача видачі потужності таких великих електростанцій і передачі цієї потужності в вузли навантаження. Очевидно, що зробити це можливо лише за допомогою ліній великої пропускної здатності. Такими можливостями мають лінії надвисокої напруги з пропускною спроможністю від 1 до 5 ГВт на ланцюг.

На рис.1.7 показані області застосування ДЕП.



а)

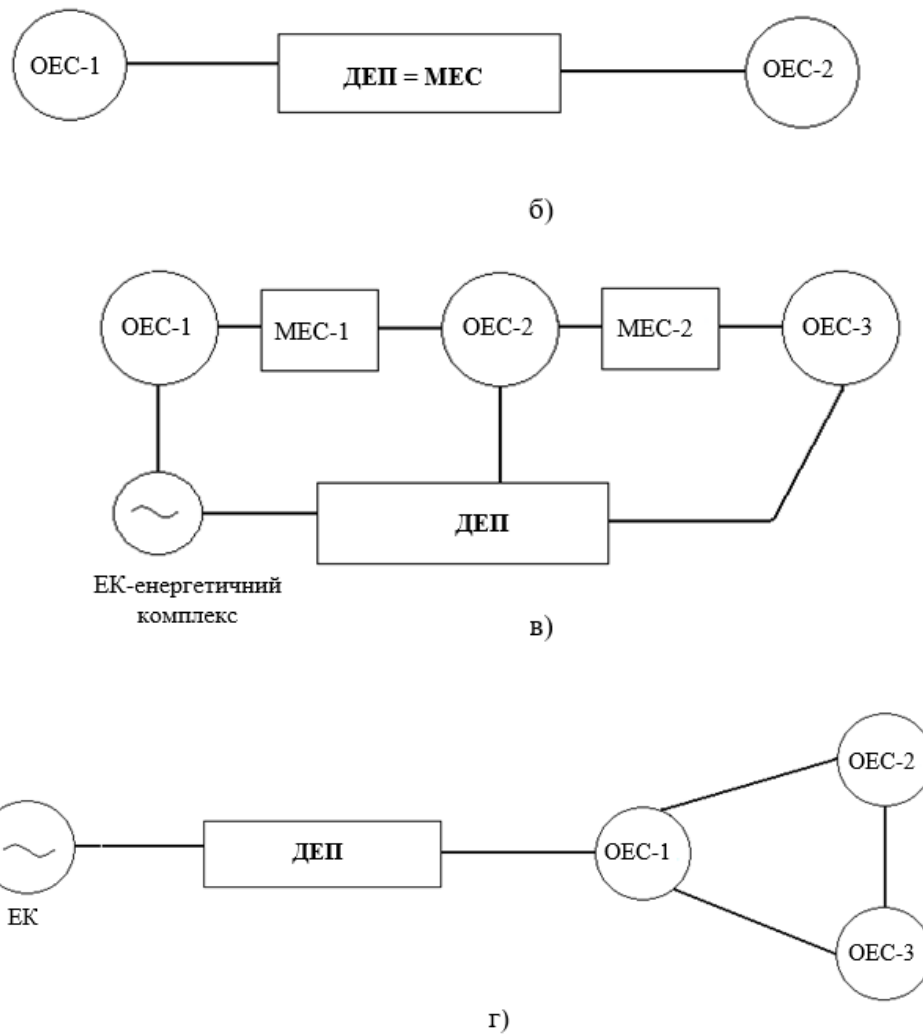


Рис.1.7. Области застосування ДЕП: а) - видача потужності великою електростанцією (ЕСТ) в межах ОЕС; б) - об'єднання сусідніх ОЕС; в) - передача електроенергії на далекі відстані в межах ОЕС; г) - видача потужності від віддаленого енергокомплексу.

У складі ДЕП в загальному випадку можна виділити три основні структурні елементи (рис.1.8): підстанцію (ПС), лінію електропередачі ЛЕП, що представляє собою повітряну лінію (ПЛ), і пристрої реактивної потужності (ПРМ), які, в свою чергу, поділяються на пристрої шунтуючої компенсації (ПШК) і пристрої поздовжньої компенсації (ППК).

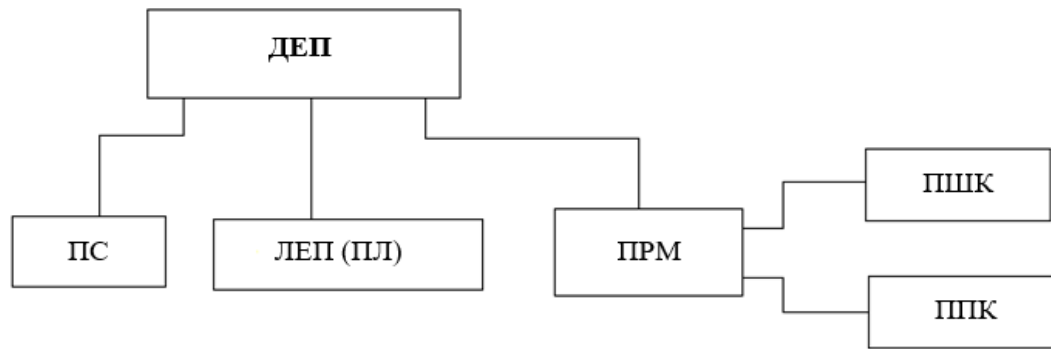
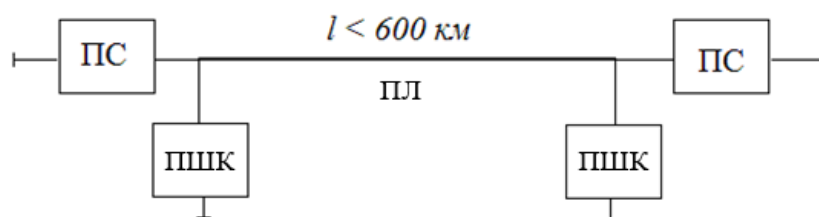


Рис.1.8. Структурні елементи ДЕП

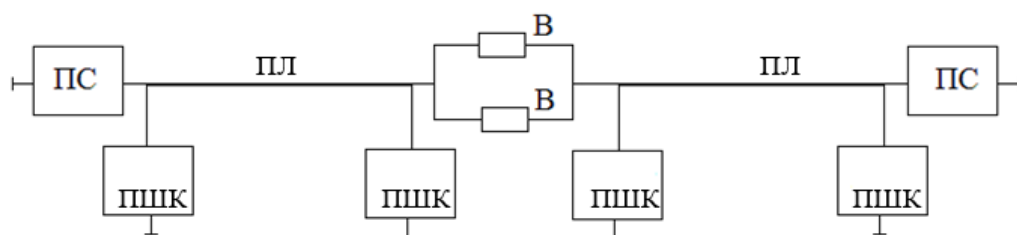
ПС призначена для перетворення електричної енергії, її перерозподілу між окремими ПЛ, а також для управління ДЕП. ПЛ здійснює передачу електроенергії на далекі відстані. ПРМ забезпечують компенсацію реактивної потужності або реактивних параметрів ПЛ.

На рис.1.9 показані характерні структурні схеми ДЕП:

- найпростіша (класична) схема;
- секціонованная схема;
- ДЕП з ППК;
- ДЕП з проміжним приєднанням.



а)



б)

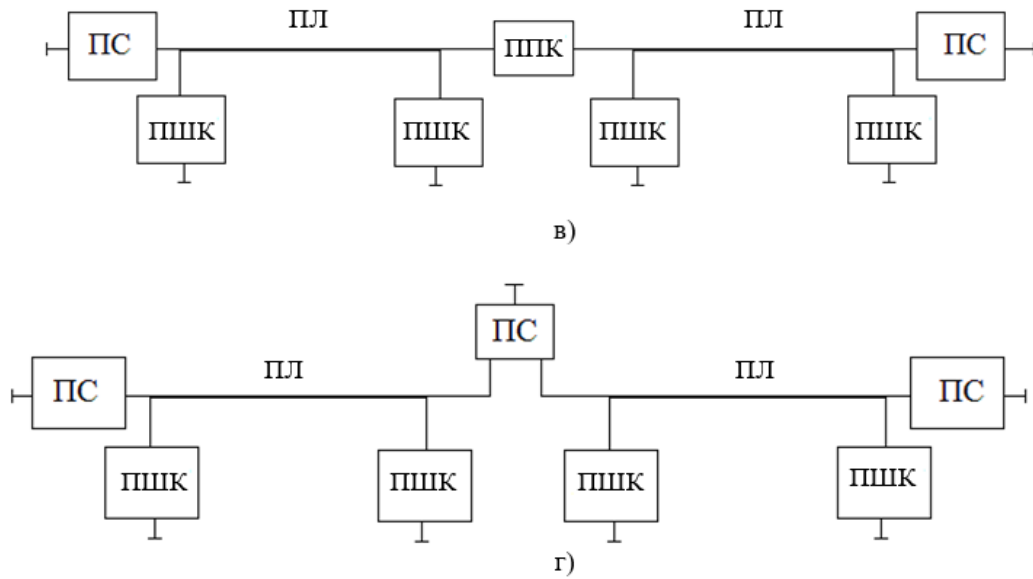


Рис.1.9. Структурні схеми ДЕП: а) - найпростіша (класична) схема; б) - секціонована схема; в) - ДЕП з ППК; г) - ДЕП з проміжним приєднанням.

Підстанції. У загальному випадку підстанція включає до свого складу розподільний пристрій (РП) і перетворююче обладнання (рис.1.10). Для ПС змінного струму перетворюючим обладнанням є трансформатори (Т) і автотрансформатори (АТ), забезпечені в загальному випадку регуляторами напруги (РН).

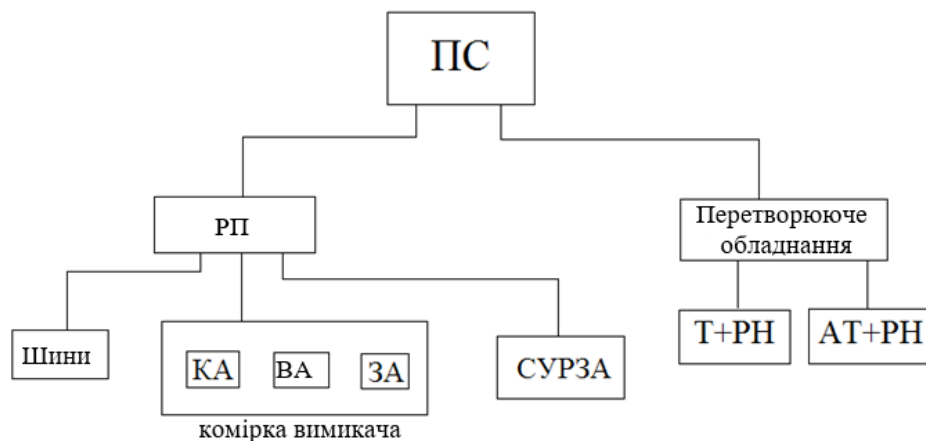


Рис.1.10. Елементи підстанції

РП складається з шин, комплексу апаратів і пристроїв, призначених для управління ДЕП і розподілу електроенергії:

- шини;

- комутаційні апарати (КА): вимикачі, роз'єднувачі;
- захисні апарати (ЗА): розрядники, ОПН;
- вимірювальні апарати (ВА): ТС, ТН;
- СУРЗА (система управління, релейний захист, автоматика).

Схеми електричних з'єднань ДЕП

Схеми електричних з'єднань включають основні структурні елементи ДЕП: підстанції, лінію і компенсуючі пристрої, в якості яких показані ШР, які поки в основному використовуються у вітчизняній практиці (рис.1.11 і 1.12). Найбільшого поширення на підстанціях знаходять полуторна схема з'єднання вимикачів і схема автотрансформатори - шини [12].

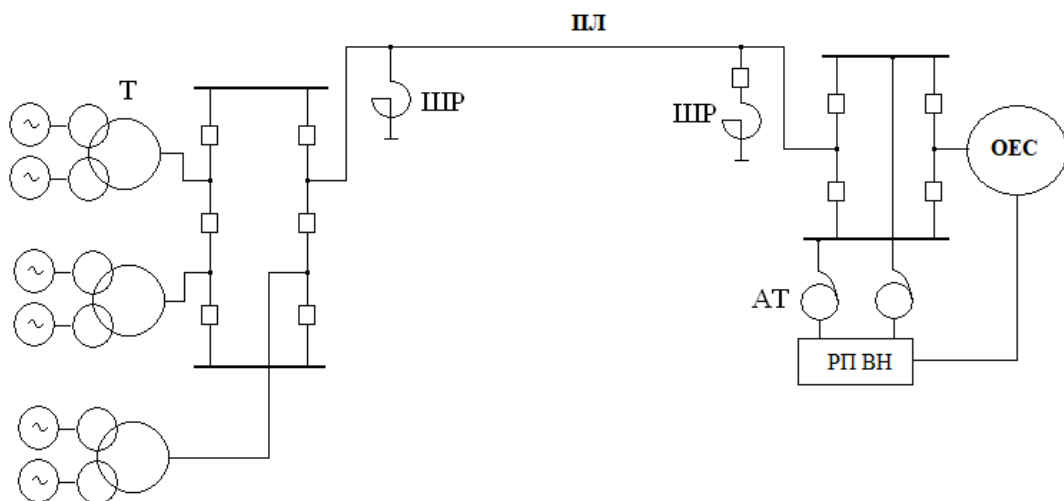


Рис.1.11. Схема ДЕП для видачі потужності великої електростанції

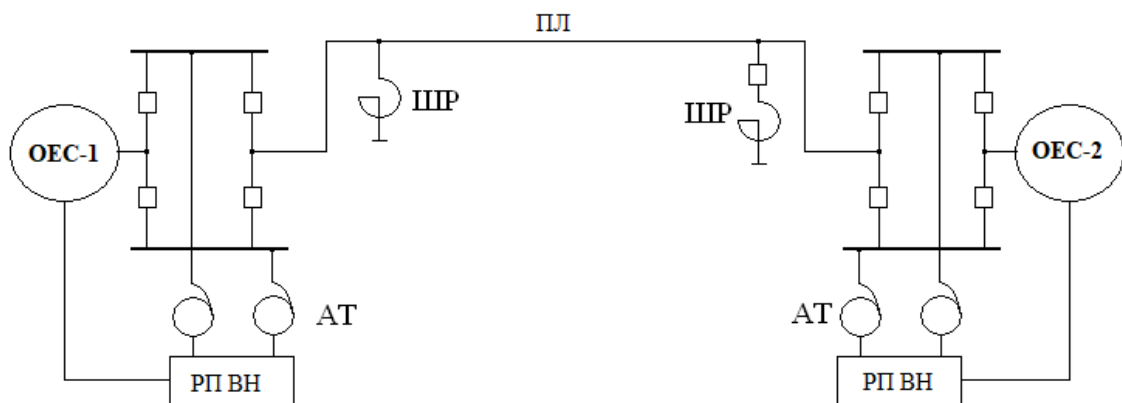


Рис.1.12. Схема міжсистемного зв'язку

Повітряні лінії (ПЛ). В цілому ПЛ складається з анкерних прольотів, що представляють собою ділянки між анкерними або анкерно-кутовими опорами. Середня довжина анкерного прольоту в залежності від характеру траси лінії становить 5-10 км, причому менша довжина анкерного прольоту відноситься до пересічень і населеної місцевості, а велика - до рівнинним ділянкам лінії в малонаселеній місцевості. Основними елементами анкерного прольоту є: анкерні і анкерно-кутові опори з натяжними ізолюючими підвісками, проміжні опори з підтримуючими ізолюючими підвісками і фазні проводи лінії. На лініях НВН і УВН як анкерних і анкерно-кутових опор, несучих значні механічні навантаження, застосовуються тристоєчні металеві опори, що реалізують схему роздільного кріплення фаз. Кожна фаза закріплюється по осі стійки за допомогою натяжних ізолюючих підвісок, а для фіксації обвідних шлейфів використовуються підтримуючі гірлянди, підвішені на траверсах.

На проміжних опорах забезпечується вільна підвіска фаз за допомогою підтримуючих ізолюючих підвісок. Перевагою вільної підвіски є те, що елементи ізолюючої підвіски навантажуються тільки розтягуючими навантаженнями, при яких несучі ізоляційні конструкції та елементи арматури можуть мати мінімальні розміри і масу. Для надійної підвіски проводів фази натяжна ізолююча підвіска включає кілька ланцюгів гірлянд ізоляторів, а підтримуюча ізолююча підвіска складається з однієї, максимум з двох ланцюгів ізоляторів. На ПЛ НВН і УВН в нашій країні і за кордоном застосовується, як правило, гірлянди зі скляних ізоляторів, які мають необхідну електромеханічну міцність і надійність.

Перспективним напрямком є застосування довжиностержневих ізоляторів з полімерних матеріалів. Полімерні довжиностержневі ізолятори мають масу в 10-20 разів менше маси гірлянд з скляних ізоляторів і володіють більш високими розрядними характеристиками в умовах забруднень. Однак, в даний час вони не знайшли широкого застосування через обмеженого обсягу їх виробництва і порівняно високу вартість.

Довжина прольоту між проміжними опорами для ПЛ НВН і УВН становить в середньому 400-500 м, і такі опори на лінії є переважаючими, складаючи до 90% і більше від загального числа опор на лінії.

Сталеві проміжні опори, які застосовуються на ПЛ НВН і УВН, за конструктивним виконанням можуть бути зведені до двох основних типів: вільностоячи і опори на відтягненнях. Проміжні опори на відтягненнях мають більш економічні рішення, ніж вільностоячи, і є основним масовим типом опор, що застосовуються на ПЛ цих класів напруги. На лініях НВН і УВН застосовуються в основному опори з горизонтальним розміщенням фаз портального або V-образного типів. На рис.1.13 показані основні елементи опори: стійки, траверса, тросостійки, відтягнення, фундамент [4].

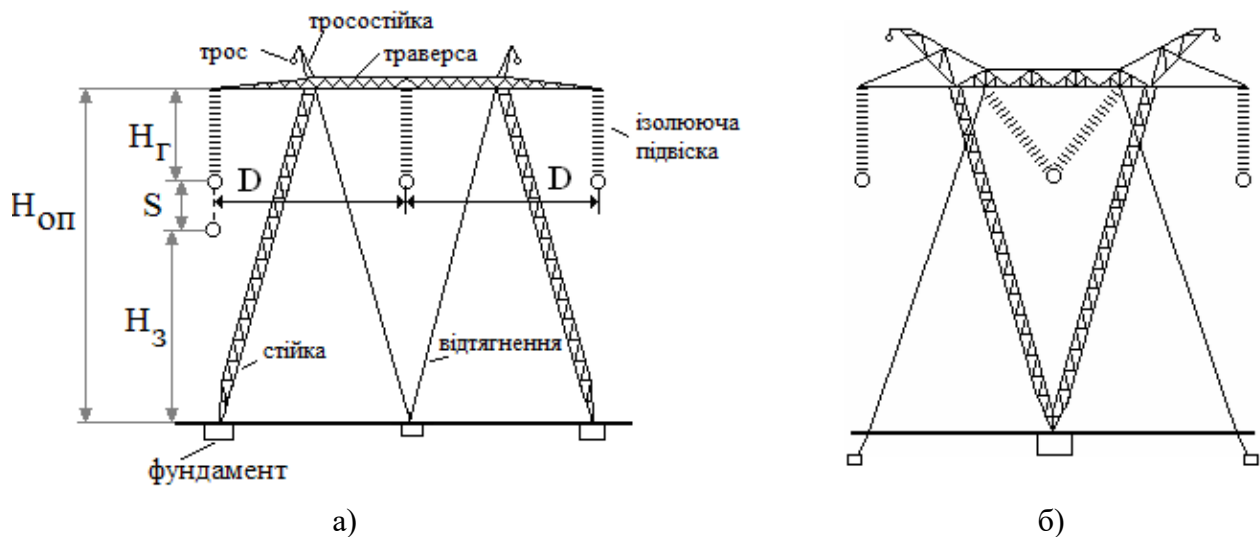


Рис.1.13. Проміжні опори ПЛ НВН і УВН: а) - портального типу; б) - V-подібного типу

До основних геометричних розмірів, що визначає габарити опор і електричні параметри ПЛ, належать: D - міжфазова відстань; $H_Г$ - висота ізолюючої підвіски; S - стріла провисання; $H_з$ - висота підвісу фази над землею в середині прольоту.

Принципово передача енергії змінним струмом на великі відстані може бути здійснена завдяки ряду спеціальних інженерних заходів, основними з яких є [23]:

1. Розщеплення фазних проводів на ряд провідників.

2. Застосування перемикаючих пунктів (ПП) для побудови зв'язаних схем ДЕП.
3. Поздовжня компенсація індуктивного опору лінії.
4. Включення шунтуючих реакторів для компенсації зарядної потужності лінії.
5. Підключення до кінців електропередачі синхронних компенсаторів (СК).
6. Використання швидкодіючої автоматики для автоматичного регулювання збудження (АРВ) генераторів і СК, швидкодіючого регулювання потужності первинних двигунів генераторів, тобто використання регуляторів "сильної дії".

Особливості ліній НВН і основні вимоги до них

До особливостей ліній НВН відносяться [22]:

- висока пропускна здатність і відповідно великі значення струмів фаз, що вимагають застосування великого сумарного перерізу проводів фази;
- велика протяжність, що вимагає врахування їх хвильових властивостей в аналізі процесів, пов'язаних з передачею електричної енергії по цих лініях;
- застосування розщеплених проводів фаз для вирішення двох завдань: збільшення сумарного перерізу провідників і розподілу сумарного електричного заряду фази по всім проводам, що входять до неї;
- велика зарядна потужність ліній, особливо протяжних; це пояснюється, з одного боку, дещо підвищеною питомою ємнісною провідністю за рахунок використання розщеплених проводів, з іншого, більш високою напругою (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1. Питома зарядна потужність лінії

Параметр	Вид проводів				
	одиначні	розщеплені			
Напруга, кВ	220	330	500	750	1150
Питома зарядна потужність, Мвар/км	0,14	0,42	0,9	2,3	5,8

Високі питомі значення зарядних потужностей для протяжних ліній в деяких режимах (режими малих навантажень, одностороннього включення) будуть приводити до значних стоків реактивної потужності по кінцях лінії і небажаного підвищення напруги в середній зоні лінії і - при недостатній компенсації цих стоків - у приймальної і передавальної системах;

- застосування засобів компенсації зарядної потужності (поперечна компенсація); в якості таких засобів використовуються некеровані і керовані шунтуючі реактори, а також статичні пристрої із застосуванням силової електроніки; на підставі досвіду проектування і експлуатації таких ліній прийнято вважати, що для ліній 500 кВ необхідно компенсувати 60-80% їх зарядної потужності, для ліній 750 і 1150 кВ - 100%;

- знижений рівень допустимих перенапруг, оскільки запаси по міцності внутрішньої і зовнішньої ізоляції менше, ніж для ліній більш низьких класів напруги; рівень допустимих перенапруг прийнятий: для ліній 500 кВ - $2,5U_{\phi}$, 750 - $2,1U_{\phi}$, 1150 - $1,9U_{\phi}$ (для порівняння 220 кВ - $3U_{\phi}$); лінії НВН на всьому протязі захищені блискавкозахисними тросами, завдяки чому практично виключені прориви блискавки на провода лінії;

- застосування засобів підвищення пропускної спроможності на протяжних лініях НВН: поздовжньої ємнісної компенсації, пристроїв, що стабілізують напругу в проміжних точках лінії;

- негативний вплив ліній НВН на навколишнє середовище, що полягає в підвищеної напруженості електричного поля на поверхні землі, що несприятливо впливає на живі організми; щоб уникнути цього необхідно вживати певних заходів (збільшення висоти опор, екранування при перетині проїжджої частини доріг і т.д.), що відбивається на вартості лінії.

Основні вимоги, які повинні відповідати лінії НВН [22]:

- забезпечення балансу потужностей в системі, в першу чергу активних, в нормальних і післяаварійних режимах;

- вирівнювання графіків навантаження електростанцій в об'єднану систему, що розташована в широтному напрямку, за рахунок міжсистемних

обмінів потужністю між енергооб'єднаннями, розташованими в різних часових поясах;

- забезпечення економічної роботи системи шляхом передачі потужності від найбільш економічних електростанцій і розвантаження менш економічних, а також шляхом зниження загального резерву потужності всієї системи;

- підвищення надійності функціонування системи шляхом передачі великих потоків потужності в дефіцитний район; для цього в системі повинен бути необхідний оперативний резерв потужності і достатня пропускна здатність зв'язків;

- мінімальний вплив на навколишнє середовище;

- підвищена конструктивна надійність всіх елементів електропередачі, враховуючи її функції і роль в енергосистемі;

- найбільша простота конструктивного виконання і найменша вартість споруди електропередачі при обраних основних параметрах;

- можливість поступового розвитку електропередачі з поступовим вкладенням коштів, матеріалів і устаткування в міру зростання навантажень системи.

Можливі схеми виконання ліній електропередачі НВН

Лінії електропередачі НВН можуть виконуватися одинланцюгові, дволанцюгові і багатоланцюгові. Число ланцюгів визначається перш за все роллю даної лінії електропередачі в енергосистемі, а також її номінальною напругою і максимальною потужністю, яку потрібно передати.

Оскільки капітальні витрати на спорудження лінії електропередачі НВН досить значні, то виходячи з економії коштів на першому етапі будівництва доцільно споруджувати одноланцюгові лінії НВН. Однак при цьому знижується надійність роботи електропередачі, так як відключення одноланцюгової лінії може привести до дефіциту потужності в приймальній енергосистемі. Тому при виборі числа ланцюгів лінії слід мати на увазі наступні обставини.

У тих випадках, коли пропускна здатність лінії не перевищує 10% сумарної розташовуваної потужності приймальні енергосистеми і відключення лінії не призведе до необхідності відключення частини навантаження системи, оскільки ця система має достатній резерв потужності, можна говорити про спорудження одноланцюгової лінії. Слід також враховувати, що пристрої автоматичного повторного включення (АПВ) істотно підвищують надійність роботи одноланцюгових ліній.

У разі виникнення дефіциту потужності в приймальній системі при відключенні одноланцюгової лінії, який не може бути заповнений наявним резервом, необхідно враховувати що виникає збиток, що складається з двох складових. Одна з них виникає при введенні резерву за рахунок завантаження неекономічних агрегатів в даній енергосистемі, на що буде потрібно додаткове паливо. Інша пов'язана з покупкою відсутньої енергії в сусідніх енергосистемах, що призведе до додаткових перетоках потужності по міжсистемних зв'язках, якими дана система пов'язана з іншими. Цей збиток повинен бути врахований в техніко-економічному обґрунтуванні спорудження одноланцюгової лінії при зіставленні з іншими варіантами.

Дволанцюгові лінії електропередачі НВН володіють більшою надійністю і одночасно мають велику вартість. Тому при проектуванні електропередачі необхідність спорудження дволанцюгової лінії повинно бути обґрунтовано техніко-економічними розрахунками. При з'єднанні двох систем, порівнянних за потужністю, доцільно застосовувати дволанцюгові лінії. Ці два ланцюги можуть мати загальні шини по кінцях лінії електропередачі або заходити на дві різні підстанції зв'язуючих систем. Згодом на цій електропередачі можуть бути споруджені проміжні підстанції для живлення проміжних споживачів або для зв'язку з енергосистемами, розташованими по трасі лінії.

Розвиток електроенергетичних систем вимагає не будівництва окремих, ізольованих елементів, а створення мережі електропередач НВН, в яких великі теплові, атомні і гідравлічні станції, а також великі підстанції, які забезпечують енергією промислові райони, були б вузлами цієї мережі.

Такі можливості дають зв'язані схеми, де є поперечні зв'язки між ланцюгами на всьому протязі електропередачі. Як показав досвід проектування і експлуатації таких електропередач на перших етапах їх існування, перемикаючі пункти, що споруджуються через кожні 250-300 км, забезпечують при аваріях відключення тільки окремих ділянок кожного ланцюга, що дозволяє лише незначно зменшувати пропускну здатність передачі при збереженні стійкості паралельної роботи генераторів передавальної станції з приймальною системою. Крім того, вони істотно полегшують експлуатацію і ремонт ліній такої електропередачі. Згодом ці перемикаючі пункти можуть бути перетворені в проміжні підстанції, призначені для живлення навантаження, що з'явилися в їх зоні, і в кінцевому підсумку перетворитися в вузли мережі НВН. Тому все протяжні лінії електропередачі НВН в даний час проектуються як елементи розвинутої мережі НВН.

2. ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАДВИСОКОЇ НАПРУГИ

До основних конструктивних особливостей ліній НВН, що впливають на їх електричні та економічні характеристики, слід віднести:

- великі розміри (габарити) опор, що пояснюється необхідністю забезпечити необхідні ізоляційні відстані між фазами, а також ізоляційні відстані від проводів до землі і до частин опор;
- великі струми фаз, що зумовлює великий переріз проводів фази, що значно перевищує переріз одиночних проводів, що випускаються промисловістю;
- підвищена напруженість електричного поля на поверхні проводів, а також на землі під проводами лінії;
- застосування розщеплених проводів для зниження втрат енергії на корону, обмеження радіоперешкод і акустичних шумів від розрядів при коронуванні;
- підвищені вимоги до конструктивної надійності всіх елементів лінії.

Формування Єдиних національних енергосистем в світі відбувається на базі потужних ДЕП НВН і УВН, що утворюють в сукупності основну електричну мережу, на яку покладається завдання забезпечення економічного і надійного функціонування всього енергооб'єднання.

Удосконалення ДЕП пов'язано з підвищенням таких показників як пропускна здатність, економічна ефективність, надійність, керованість, ремонтпридатність і зниження екологічного впливу.

Використовувані в даний час в світі і рекомендовані до застосування ДЕП підрозділяються (рис.2.1) на 3-фазні ЕП (ТЕП) і нетрадиційні ЕП змінного струму, а також передачі постійного струму (ППС). У всіх зазначених електропередачах в якості передавального ланки використовується повітряна лінія.



Рис.2.1. Типи дальньої електропередачі

Однак є чимало пропозицій, коли в якості передавального елемента пропонується застосувати безпроводні, газові та криогенні лінії. Оскільки такі електропередачі для далекого транспорту електроенергії практично непридатні, вони віднесені до класу екзотичних електропередач. Висвітлюється проблема передачі електроенергії на наддалекі відстані 2000 - 4000 км на змінному струмі і її рішення з використанням напівхвильової технології.

2.1. Наддалекі електропередачі

Потреба в наддалекому транспорті електроенергії. Зростаючий інтерес в ряді країн світу до проблеми транспорту великих потоків потужності на наддалекі відстані 2000-4000 км визначається можливістю створення джерел дешевої електроенергії, віддалених від центрів навантаження (рис.2.2).

Можливі шляхи вирішення проблеми далекої транспорту електроенергії. При сучасному рівні розвитку техніки передачі електроенергії проблема далекої транспорту може бути вирішена за допомогою ЕП надвисокої напруги як постійного, так і змінного струму.

Передачі постійного струму включають в свій склад випрямні і інверторні підстанції та повітряну лінію (рис.2.2, а), як правило, біполярну. Основні фактори, що говорять на користь передачі електроенергії на постійному струмі, полягають в наступному:

- відсутність незалежно від відстані технічне обмеження на величину переданої потужності за умовою стійкості;
- спрощується конструкція лінії, що призводить до її здешевлення в порівнянні з трифазними лініями змінного струму такої ж пропускної спроможності;
- підвищується надійність електропередачі за рахунок можливості короткочасної і тривалої роботи в уніполярному режимі при аварійному відключенні одного з полюсів.

Основним недоліком ППС є складність, низька надійність і значна капіталомісткість перетворювальних підстанцій.

Проблема наддалекого транспорту електроенергії на змінному струмі має два принципово різних варіанти вирішення. Перший варіант лежить на шляху використання компенсованих електропередач (рис.2.2, б), до складу яких входять кінцеві підстанції та пристрої реактивної потужності (УРМ), розташовані в кінцевих і проміжних пунктах лінії. Пропускна здатність компенсованих ЕП в першу чергу обмежується вимогою збереження стійкості, і основна функція УРМ полягає в забезпеченні умов для його виконання. За допомогою УРМ можна здійснювати або компенсацію електричної довжини, або підтримання напруги в проміжних точках в усьому діапазоні переданих потужностей. Для компенсації електричної довжини використовуються пристрої поздовжньої компенсації (ППК), що встановлюються в проміжних пунктах через кожні 400-600 км. Підтримка напруги в проміжних точках лінії здійснюється за допомогою керованих УРМ, в якості яких можуть використовуватися підмагнічуючи шунтуючи реактори, що підключаються безпосередньо до лінії, а також статичні тиристорні компенсатори, під'єднуються до лінії за допомогою трансформаторів. Пропускна здатність компенсованих ЕП підвищується зі збільшенням числа проміжних пунктів на лінії і потужності УРМ в окремому пункті. Існує ряд шляхів, що дозволяють довести пропускну спроможність компенсованих електропередач до рівня, яким характеризуються ППС. В першу чергу тут мається на увазі використання керованих УРМ, а також компактних

ПЛ. Недоліком компенсованих ЕП, призначених для транспорту електроенергії на наддалекі відстані, є необхідність спорудження проміжних пунктів і велика потреба в УРМ.

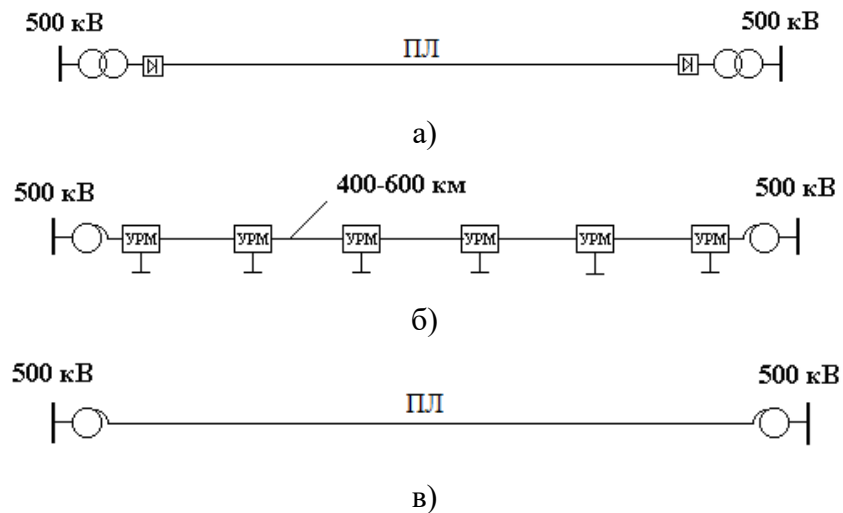


Рис.2.2. Принципові схеми наддалеких електропередач:

а - ППС; б - компенсована ЕП; в - напівхвильова ЕП

Другий варіант вирішення проблеми далекого транспорту енергії на змінному струмі базується на використанні (рис.2.2, в) напівхвильових електропередач (НЕП), до складу яких входять кінцеві підстанції та напівхвильові ПЛ [10]. Напівхвильові ПЛ не мають обмежень для передачі потужності по умові стійкості в силу того, що їх реактивний опір дорівнює нулю. Крім того, такі лінії збалансовані по реактивної потужності і для їх роботи не потрібно установки компенсуючих пристроїв.

При частоті 50 Гц довжина напівхвильової лінії становить $\ell_{\pi} \approx 2900$ км, а при 60 Гц - $\ell_{\pi} \approx 2400$ км. Якщо довжина лінії відрізняється від напівхвильової, то надати їй властивості напівхвилі можна шляхом включення в кінцевих пунктах УРМ, що забезпечують настройку на півхвилю, якщо довжина лінії менше напівхвильової, і компенсація до напівхвилі, якщо довжина лінії значно більше напівхвилі. Практично робота лінії в напівхвильовому режимі забезпечується без застосування УРМ в діапазоні довжин $\ell_{\pi} \pm 300$ км, оскільки при довжинах лінії менше напівхвильовій слід враховувати налаштований ефект кінцевих

автотрансформаторів, що становить близько 300 км, а при довжинах, що перевищують напівхвильову в межах 300 км, можна обійтися без компенсуючих пристроїв.

2.2. Наддалекі електропередачі півхвильового типу

Головним елементом півхвильової ЕП є півхвильова лінія (ППЛ). Півхвильова лінія має низку властивостей, які відрізняють їх від компенсованих ліній змінного струму. Відзначимо п'ять незвичайних властивостей півхвильової лінії.

Властивість - 1: незалежність фазового зсуву між напругою на кінцях лінії від переданої потужності. Якщо в звичайних лініях фазовий зсув між векторами напруг і передана потужність пов'язані рівнянням кутової характеристики (рис.2.3, б), то в півхвильовій лінії вектора напружень на кінцях лінії незалежно від величини переданої потужності знаходяться в протифазі, тобто завжди має місце $\delta = 180^\circ$ (рис.2.3, в).

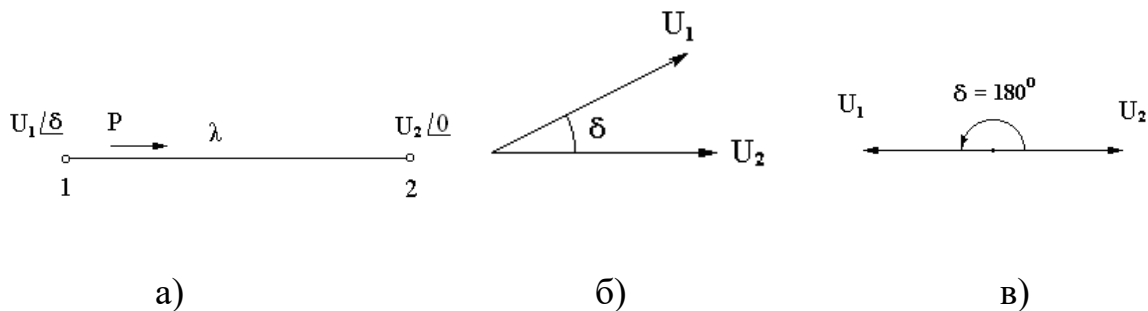


Рис.2.3. Фазовий зсув в звичайній ПЛ і ППЛ:

а – розрахункова схема; б – звичайна лінія ($\lambda < \pi/2$); в – ППЛ ($\lambda = \pi$)

Властивість - 2: тотожність півхвильової лінії за критерієм стійкості з лінією нульової довжини. Це означає, що в разі роботи станції через півхвильову лінію на ШБМ (рис.2.4), гранична потужність за критерієм статичної стійкості визначається лише параметрами самої станції, як і в випадку лінії нульової довжини.

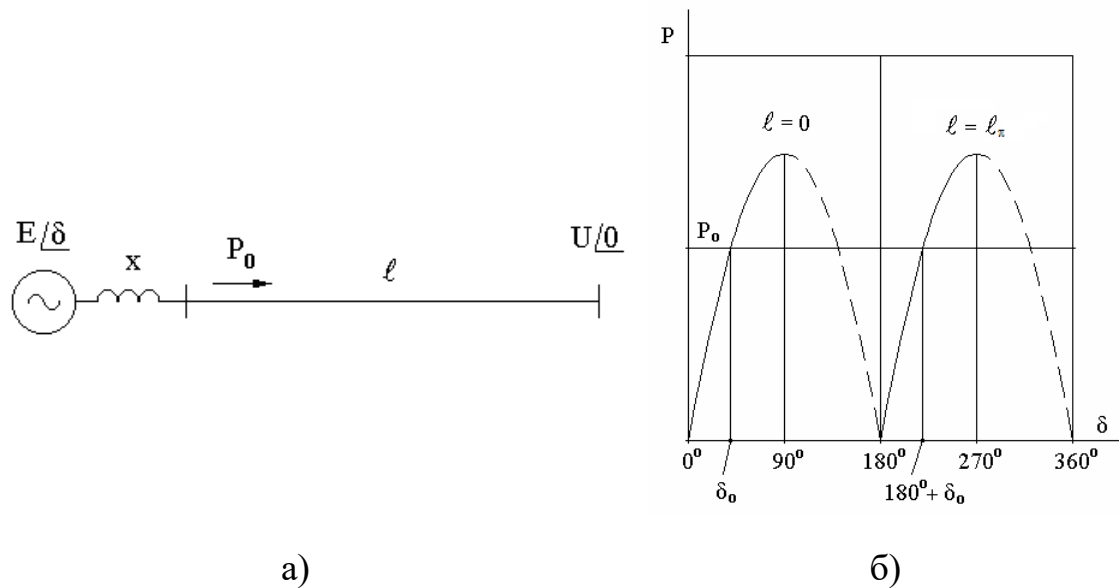


Рис.2.4. Кутові характеристики лінії нульової довжини і ППЛ:

а - розрахункова схема; б - кутові характеристики

Властивість - 3: збалансованість по реактивній потужності у всіх режимах. Відомо, що в звичайних лініях реактивна потужність по її кінцях дорівнює нулю лише в режимі передачі натуральної потужності, а в режимах передачі потужності менше натуральної лінія генерує реактивну потужність і відповідно в режимах більше натуральної споживає її. У півхвильовій лінії при передачі будь-яких значень активної потужності має місце збалансованість по реактивній потужності в кінцевих точках лінії.

Властивість - 4: прямо пропорційна залежність напруги в середині лінії від переданої потужності. Якщо в звичайних лініях при зміні переданої потужності в широких межах $(0 \div 1,5)P_w$, де P_w - натуральна потужність лінії коливання напруги в середній частині лінії складають всього кілька відсотків від номінальної величини, то в ППЛ має місце суттєва залежність напружень уздовж лінії від переданої потужності (рис.2.5).

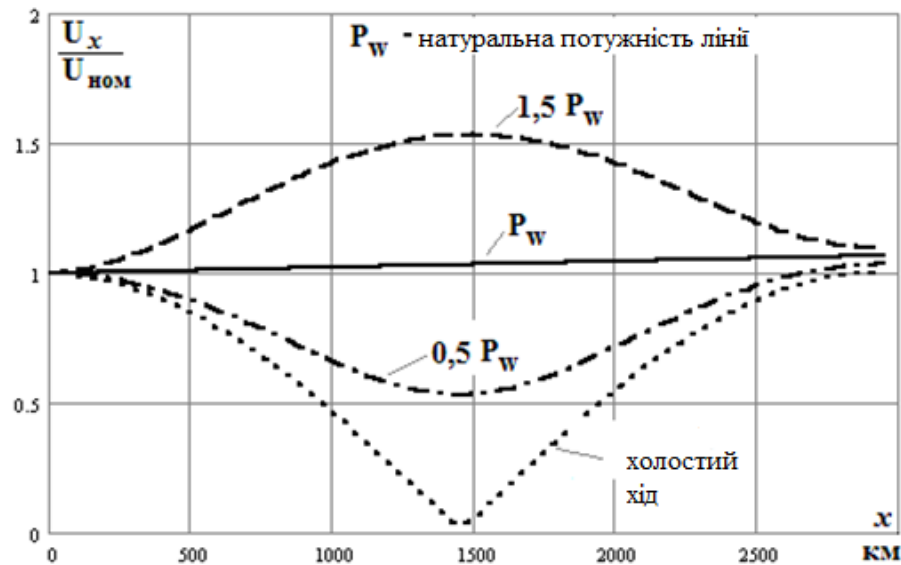


Рис.2.5. Розподіл напружень уздовж ППЛ при різній величині переданої потужності

Пропускна здатність ПЕП залежить від допустимих напружень на відправному кінці і в середній частині лінії, а також параметрів лінії

$$P_{ПЕП} = \left(\frac{U_{cp}}{U_o} + 0,25 \frac{R}{Z_w} \right) \cdot \frac{U_o^2}{Z_w}, \quad (2.1)$$

де U_{cp} - припустима напруга в середній частині лінії; U_o - припустима напруга на відправному кінці лінії; R - сумарний активний опір лінії; Z_w - хвильовий опір лінії.

Властивість - 5: можливість шунтування півхвильової лінії в середній точці. Незвичайною властивістю півхвильової лінії в порівнянні з традиційними лініями є те, що під час шунтування її середньої точки струми по кінцях лінії дорівнюють нулю, тобто шунтування середньої точки лінії еквівалентно відключення лінії по кінцях. Тому оснащення півхвильової лінії в її середній частині шунтувальним вимикачем виявляється корисним для проведення комутацій напівхвильових ліній в нормальних і аварійних режимах.

На рис.2.6 наведена принципова схема наддалекої ЕП півхвильового типу напругою 1150 кВ з використанням обладнання, призначеного для далеких ЕП 1150 кВ змінного струму.

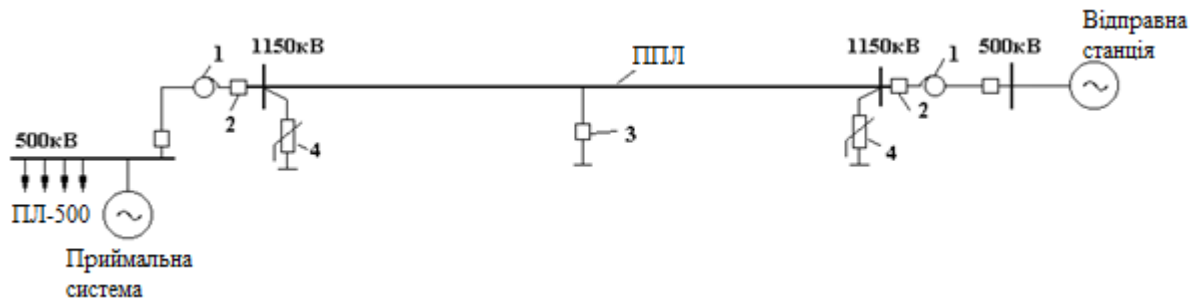


Рис.2.6. Принципова схема ПЕП 1150 кВ

1-автотрансформатор 1150/500 кВ; 2-вимикач 1150 кВ; 3-шунтуючий вимикач 1150 кВ;
4-захисний апарат типу ОПН-1150

2.3. Порівняння надійності і техніко-економічних показників ПЕП і ППС

Схеми наддалеких ЕП, що задовольняють критерію надійності N-1. Наддалекі ЕП, забезпечуючи передачу великих потоків потужності на значні відстані, в силу їх аварійних відмов можуть помітно впливати на надійність роботи енергооб'єднання. Тому при транспортуванні електроенергії крім забезпечення економічної ефективності повинна бути вирішена і проблема надійності, яка включає два її аспекти, а саме, режимну (тимчасове охоплення 20-30 хвилин) і балансову (багатогадинне тимчасове охоплення) надійність. Світовий досвід показує, що порівняно високий рівень надійності енергосистем забезпечується, якщо при їх експлуатації виконується критерій N-1.

Традиційним вирішенням проблеми надійності для широко використовуваних в світі далеких ЕП є спорудження дволанцюгових ліній. Стосовно до наддалекої ЕП таке рішення також можливо. На рис.2.7, 2.8 показані схеми дволанцюгових ППС і ПЕП типовою потужністю 6000 МВт.

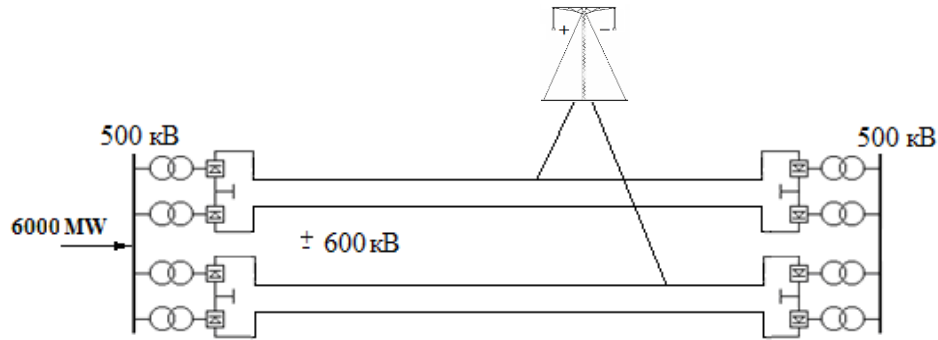


Рис.2.7. Дволанцюгова ППС (2×ППС)

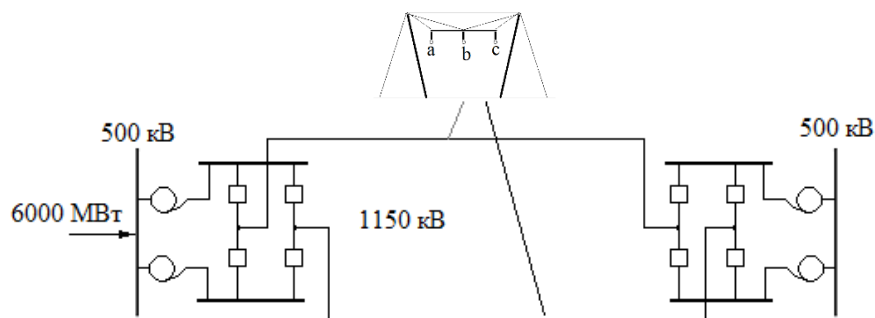


Рис.2.8. Дволанцюгова ПЕП (2×ПЕП)

Оскільки частка найбільш ймовірних однополюсних (однофазних) відмов у ЕП УВН досягає 98%, то виконання критерію N-1 доцільно розглядати стосовно до цих аварійних ситуацій.

На перетворювальних ПС передбачається 33%-ва перевантажувальна здатність тривалістю 20-30 хвилин. Для дволанцюгових ППС критерій N-1 за умовою режимної надійності задовольняється при однополюсних аваріях. Однак за умовою балансової надійності критерій N-1 не виконується при численних однополюсних аваріях на ПС. Число вимушених відмов на одну гілку 1500 МВт становить орієнтовно 3 відмов/рік. Тривалість вимушених відмов досягає кілька годин. Тому використання перевантажувальної здатності перетворювальних блоків на весь час вимушеного відмови неприпустимо. Таким чином, після 20-30 хвилинного післяаварійного режиму потужність перетворювальних ПС шляхом зняття перевантаження знижується до 4500 МВт, що призводить до необхідності прийняття протиаварійних заходів у прилеглих системах з можливими несприятливими наслідками. Оскільки ППС не задовольняє критерію N-1 за умовою балансової надійності, то в приймальній системі необхідно передбачати

додатковий оперативний резерв, щоб забезпечити такий же рівень надійності, як і варіанті з ПЕП, або слід збільшити встановлену потужність перетворювальних ПС до 8000 МВт, щоб задовольнявся критерій N-1 за умовою балансової надійності. Зазначені недоліки варто було б брати до уваги. Однак в практиці проектування ППС встановлена потужність перетворювальних ПС вибирається виходячи лише з критерію N-1 за умовою режимної надійності.

У разі дволанцюгової ПЕП визначальна частка пошкоджень припадає на лінійну частину. При цьому нестійкі КЗ можуть бути ліквідовані в циклі ОАПВ, а для усунення стійких КЗ аварійний ланцюг повинен відключатися цілком. Отже, ланцюг, щозалишився в роботі, повинний бути розрахований на передачу повної потужності 6000 МВт.

Однак поєкономічним і екологічним міркуванням для наддалеких ЕП доцільно використовувати одноланцюгові лінії замість дволанцюгових. Такий шлях допустимо, якщо є технічне рішення, яке гарантуватиме однаковий рівень надійності в цих випадках під час ліквідації найбільш ймовірних однофазних ушкоджень (випадки екстремальних аварійних ситуацій, можливі як в дволанцюгових, так і одноланцюгових ЕП змінного і постійного струму і призводящі до повної відмови передачі електроенергії, є малоймовірними, і в будь-якому варіанті повинні бути передбачені захисні заходи проти них).

В якості такого рішення на змінному струмі ефективним є варіант використання одноланцюгової схеми (рис.2.9) з резервної фазою лінії (РФЛ). Якщо для звичайної 3-фазної лінії в якості незалежного елемента для будь-якого виду аварії розглядається ПЛ в цілому (рис.2.9, а), то для ПЛ з резервної фазою при найбільш ймовірних однофазних пошкодженнях самостійною одиницею є окрема фаза (рис.2.9, б). В цьому випадку при найбільш ймовірних однофазних пошкодженнях РФЛ вводиться в роботу замість аварійної фази не більше ніж за 0,4-0,5 сек. Для ПЕП з РФЛ при будь-яких однофазних пошкодженнях на ПЛ або ПС критерій N-1 задовольняється за умовою режимної, так і балансової надійності (при пошкодженні на одній з фаз автотрансформатора вона оперативно заміщається резервної фазою). На додаток пропонована конструкція

дозволяє поліпшити ремонтпридатність лінійної частини схеми за рахунок можливості проведення пофазних ремонтів і знизити вплив на навколишнє середовище в силу зменшення смуги відчуження для лінії.

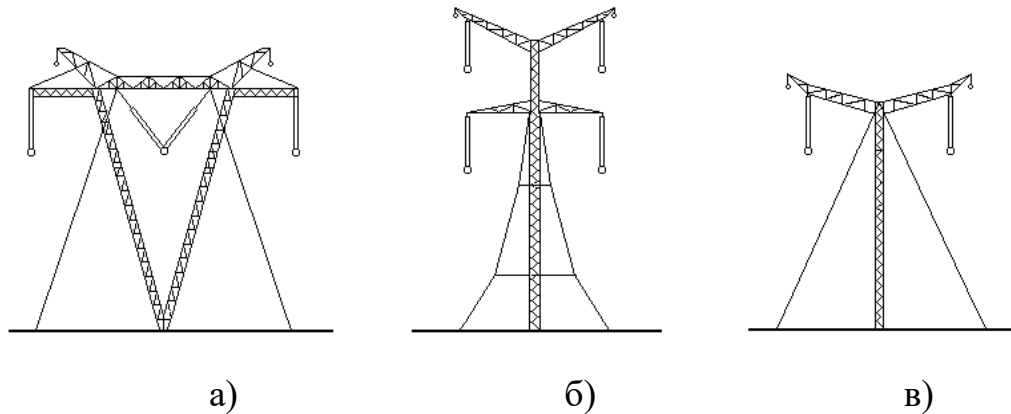


Рис.2.9. Проміжні опори ліній НВН:
а - традиційна 3-фазна лінія; б - 3-фазна лінія з резервною фазою або 4-полюсна лінія постійного струму; в - 2-полюсна лінія постійного струму

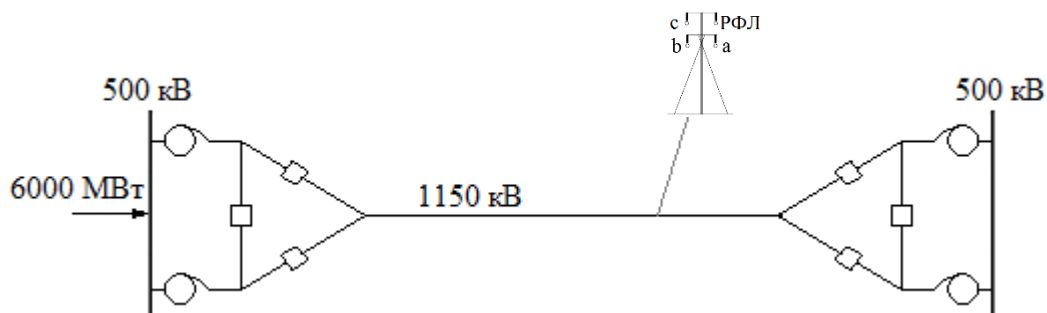


Рис.2.10. ПЕП з резервною фазою лінії (ПЕП (РФЛ))

Очевидним недоліком ЕП з РФЛ є недовикористання сумарного перерізу ПЛ в нормальному режимі. Однак стосовно ППЛ заміна дволанцюгової ПЛ одно ланцюгової ПЛ з РФЛ призводить до зниження загального перерізу [9]. При цьому рівень активних втрат в цілому також знижується, що пояснюється особливостями режимів ППЛ (при передачі в дволанцюговому варіанті по кожному ланцюгу, що розрахований на 6000 МВт, 3000 МВт в нормальному режимі напруга в середній частині лінії знижується в два рази в порівнянні з напругою на кінцях лінії, що відповідно призводить до підвищеного рівня втрат).

На постійному струмі проблема надійності вирішується шляхом використання чотиріполюсних ППС (ЧППС), як це показано на рис.2.11. Це

дозволяє знизити вартість перетворювальних ПС за рахунок їх укрупнення, а також вартість лінійної частини.

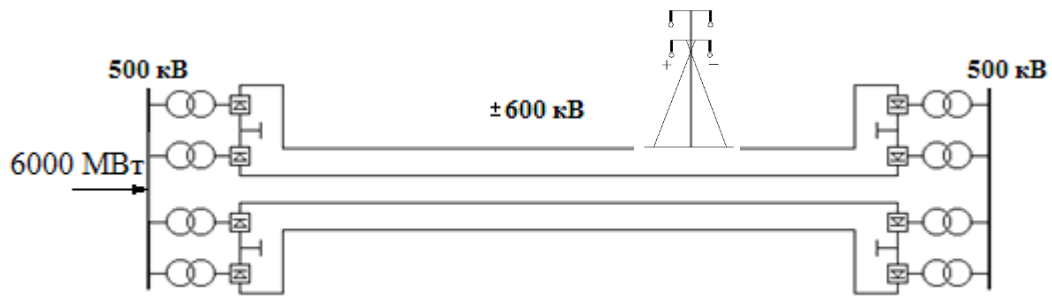


Рис.2.11. Чотириполюсна ППС (ЧППС)

Зіставлення економічних показників ПЕП і ППС найбільш наочно здійснюється на основі узагальненого підходу шляхом порівняння капіталовкладень для цих варіантів, а також наведених витрат.

Капіталовкладення в варіанти ПЕП і ППС в загальному випадку знаходяться як

$$\begin{aligned} K_{ПЕП} &= \kappa_{ПЛ.ПЕП} \cdot \ell + \kappa_{ПС.ПЕП} \cdot P; \\ K_{ППТ} &= \kappa_{ПЛ.ППТ} \cdot \ell + \kappa_{ПС.ППТ} \cdot P, \end{aligned} \quad (2.2)$$

де $\kappa_{ПЛ.ПЕП}$, $\kappa_{ПЛ.ППТ}$ - питома вартість ПЛ відповідно для ПЕП і ППС, \$/км; $\kappa_{ПС.ПЕП}$, $\kappa_{ПС.ППТ}$ - питома вартість підстанцій відповідно для ПЕП і ППС, \$/МВт; ℓ - довжина ПЛ, км; P - максимальна передана потужність, МВт.

Ступінь перевищення капіталовкладень в ППС в порівнянні з ПЕП відповідно визначиться співвідношенням

$$\Delta K^* = \frac{K_{ППТ} - K_{ПЕП}}{K_{ППТ}} \cdot 100, \% . \quad (2.3)$$

Після підстановки (2.25) в (2.26) остаточно отримаємо

$$\Delta K^* = \frac{\xi_{ППТ}(1 - \xi_{ПЛ})\ell + (1 - \xi_{ПС})P}{\xi_{ППТ} \cdot \ell + P} \cdot 100, \quad (2.4)$$

де $\xi_{ПЛ} = \frac{\kappa_{ПЛ.ПЕП}}{\kappa_{ПЛ.ППТ}}$ - співвідношення питомих вартостей для ПЛ ПЕП і ППС; $\xi_{ПС} = \frac{\kappa_{ПС.ПЕП}}{\kappa_{ПС.ППТ}}$ - співвідношення питомих вартостей для підстанцій ПЕП і ППС; $\xi_{ППТ} = \frac{\kappa_{ПЛ.ППТ}}{\kappa_{ПС.ППТ}}$ - вартісний параметр для ППС, $\frac{\$/\text{км}}{\$/\text{МВт}}$.

Проведений техніко-економічний аналіз [18] показує, що параметри, що входять в співвідношення (2.24), знаходяться в межах

$$\xi_{ПЛ} = 1,1 \div 1,2 \text{ (ПЛ ПЕП дорожче ПЛ ППС),}$$

$$\xi_{ПС} = 0,25 \div 0,3 \text{ (ПС ПЕП дешевше ПС ППС),}$$

$$\xi_{ППТ} = 2,5 \div 3,0 .$$

Тоді ступінь перевищення капіталовкладень в ППС в порівнянні з ПЕП складе

$$\Delta K^* = 34\% \div 22\% . \quad (2.5)$$

Розглянемо далі підхід до зіставлення наведених витрат, які в варіанти ПЕП і ППС в загальному випадку знаходяться як

$$\begin{aligned} Z_{ПЕП} &= (E_K + e_{ПЕП})K_{ПЕП} + c_E \cdot \Delta E_{ПЕП}; \\ Z_{ППТ} &= (E_K + e_{ППТ})K_{ППТ} + c_E \cdot \Delta E_{ППТ}, \end{aligned} \quad (2.6)$$

де E_K - коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладень); $e_{ПЕП}$, $e_{ППТ}$ - норми відрахувань на експлуатацію в цілому відповідно для ПЕП і ППС; c_E - питома вартість втраченої електроенергії; $\Delta E_{ПЕП}$, $\Delta E_{ППТ}$ - середні річні втрати електроенергії відповідно в ПЕП і ППС.

Ступінь перевищення наведених витрат в ППС в порівнянні з ПЕП відповідно визначиться

$$\Delta Z^* = \frac{Z_{ППТ} - Z_{ПЕП}}{Z_{ППТ}} \cdot 100, \% . \quad (2.7)$$

При порівнянні варіантів їх схемні параметри доцільно обґрунтовувати так, щоб

$$\Delta E_{ППТ} \approx \Delta E_{ПЕП} . \quad (2.8)$$

Крім того можна з достатнім ступенем точності прийняти

$$E_{ПЕП} = E_{ППТ} = E . \quad (2.9)$$

Тоді після підстановки (2.26) в (2.27) з урахуванням (2.28, 2.29), остаточно знайдемо

$$\Delta Z^* = \frac{\Delta K^*}{1 + \xi_{\Delta E, ППТ}} \cdot 100, \% , \quad (2.10)$$

де $\xi_{\Delta E_{ППТ}} = \frac{C_E \cdot \Delta E_{ППТ}}{(E_K + E) \cdot K_{ППТ}}$ відношення вартості втраченої електроенергії до частки наведених витрат, яка визначається капвкладеннями, для ППС.

Техніко-економічні розрахунки показують, що параметр, який входить в співвідношення (2.10), знаходиться в межах

$$\xi_{\Delta E_{ППТ}} = 0,2 \div 0,3 . \quad (2.11)$$

Тоді враховуючи (2.11), знайдемо ступінь перевищення наведених витрат в ППС в порівнянні з ПЕП, які в залежності від конкретних умов будуть знаходитися в межах

$$\Delta Z^* = 28\% \div 17\% . \quad (2.12)$$

Таким чином, наведені дані говорять про безсумнівну економічну перевагу ПЕП в порівнянні з ППС. При цьому варіант на змінному струмі має також більш високий рівень надійності, оскільки ПЕП відповідає критерію N-1 як за умовою режимної, так і балансової надійності, а ППС лише за умовою режимної надійності.

Деяке поліпшення техніко-економічних показників на постійному струмі можна забезпечити шляхом використання наступного класу напруги ± 800 кВ і створення ППС пропускною спроможністю 8000 МВт (рис.2.12, а). Як показує аналіз, в цьому випадку питомі витрати на кВт·год корисно переданої електроенергії знижуються не більше ніж на 10%. Це означає, що перехід до більш високого класу напруги ± 800 кВ на постійному струмі не змінює зробленого висновку про перевагу напівхвильової технології передачі електроенергії в порівнянні з технікою постійного струму.

Крім того, слід мати на увазі можливість створення в перспективі чотирифазних ЕП, а також переобладнання трифазних ЕП з резервної фазою в чотирифазні ЕП з доведенням їх пропускної спроможності до 8000 МВт (рис.2.12, б), що призводить до подальшого підвищення техніко-економічних показників напівхвильової технології передачі електроенергії.

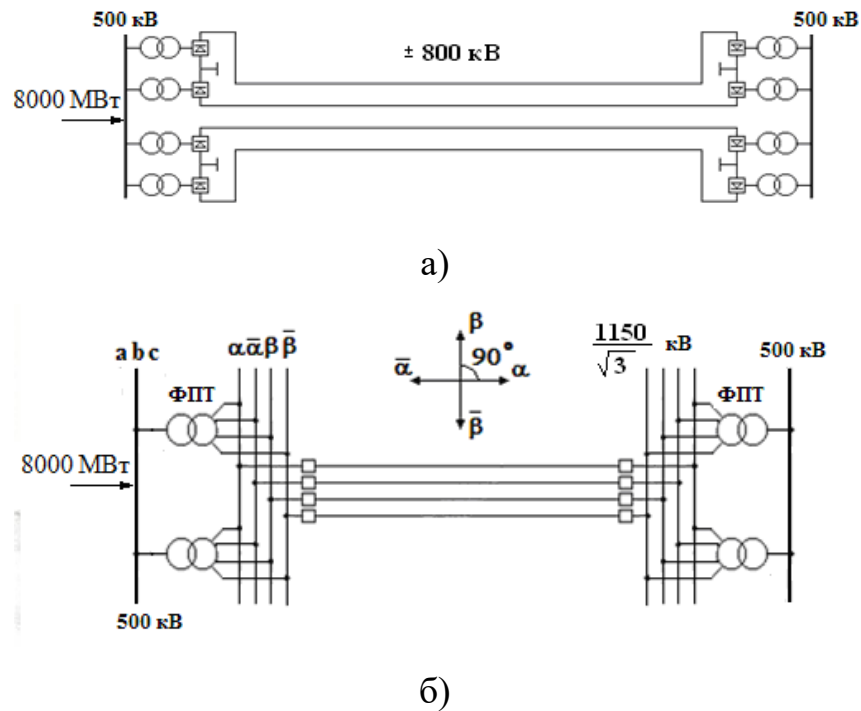


Рис.2.12. Просунуті варіанти наддалеких електропередач:

а - 4-полюсна ППС напругою ± 800 кВ; б - 4-фазна ПЕП $\frac{1150}{\sqrt{3}}$ кВ.

На закінчення щодо проблеми далекого транспортування електроенергії можна зробити наступні висновки.

1. Для вирішення проблеми транспорту великої кількості електроенергії на наддалекі відстані (2000-4000 км) є широкий спектр різних типів електропередач НВН і УВН на постійному і змінному струмі. Наддалекі електропередачі в силу їх аварійних відмов можуть помітно впливати на надійність роботи приймальної енергосистеми. Тому при транспорті електроенергії крім забезпечення економічної ефективності повинна бути вирішена і проблема надійності.

2. При вирішенні проблеми далекого транспортування електроенергії доцільно з економічних і екологічних міркувань використовувати одноланцюгові електропередачі замість дволанцюгових. У цьому випадку необхідний рівень надійності згідно з критерієм N-1 для електропередач змінного струму може бути забезпечений за рахунок використання ліній з резервної фазою, а також чотирифазної електропередачі в силу того, що переважна число відмов є однофазними.

Що стосується ППС, то використання дволанцюгових 2-полюсних електропередач або чотириполюсних ППС дозволяє задовольнити критерію надійності N-1 лише за умовою режимної надійності.

3. ПЕП мають безсумнівну економічну перевагу в порівнянні з ППС при більш високому рівні надійності.

4. Майбутнє наддалеких ЕП прямо пов'язане з темпами та напрямками розвитку електроенергетики в різних регіонах світу, а масштаби їх використання залежать від їх надійності та техніко-економічних показників. Основні напрямки технічного прогресу в області наддалеких ЕП змінного струму пов'язані з розробкою оптимальних конструкцій трифазних ПЛ з резервної фазою і 4-фазних ПЛ, що забезпечують необхідний рівень надійності згідно з критерієм N-1 і зниження екологічного впливу та розробкою фазоперетворюючих трансформаторів для 4-фазних ЕП.

Головні напрямки технічного прогресу при вирішенні проблеми далекого транспортування електроенергії на постійному струмі пов'язані з: освоєнням наступного класу напруги ± 1000 кВА; вдосконаленням перетворювальних підстанцій з метою істотного зниження їх питомої вартості та підвищення надійності; розробкою чотириполюсних варіантів одноланцюгових ПЛ, більшою мірою задовольняють критерію N-1 і знижують вплив на навколишнє середовище в порівнянні з дволанцюговим варіантом.

3. РОБОЧІ РЕЖИМИ ДАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАДВИСОКОЇ НАПРУГИ

Метою розрахунків робочих режимів дальньої електропередачі (ДЕП) є визначення режиму напруги в вузлових і проміжних її точках, перетоків потужностей за елементами лінії і оцінки втрат потужності по ній. При цьому слід враховувати, що сучасні лінії електропередачі надвисокої напруги зазвичай входять до складу складнозамкненої електричної мережі, що об'єднує між собою за допомогою автотрансформаторів зв'язку лінії електропередачі різних класів номінальної напруги, підключених до передавального і приймального кінця передачі. Таким чином, найбільш точне дослідження режимів роботи дальньої електропередачі слід здійснювати в складі складнозамкненої неоднорідної електричної мережі системи. Однак в ряді ситуацій, при практичних розрахунках усталених робочих режимів далекої електропередачі, її кінцеві підстанції можна розглядати як шини нескінченної потужності. У цьому випадку лінія електропередачі може бути представлена самостійним індивідуальним об'єктом і виникає можливість дослідження такого об'єкта у вигляді локальної електропередачі надвисокої напруги.

У даній главі розглядаються тільки симетричні трифазні синусоїдальні режими роботи електропередач, тому всі розрахункові формули наводяться для однолінійної схеми заміщення прямої послідовності основної гармоніки змінного струму (напруги).

3.1. Аналітичні методи розрахунків нормальних режимів ДЕП

При аналізі нормальних режимів ДЕП розрахункову схему, як уже зазначалося, можна представити у вигляді 4-полюсника (рис.3.1), який в загальному випадку являє каскадне з'єднання окремих елементів ЕП.

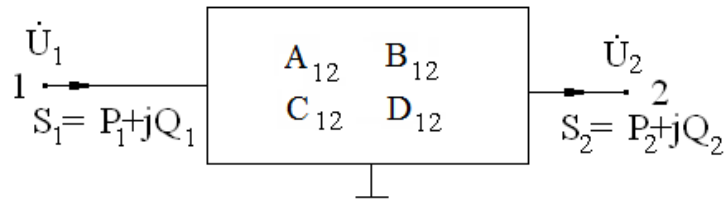


Рис.3.1. ДЕП як 4-полюсник

В окремих випадках ця розрахункова схема може ставитися до окремого елемента ДЕП, наприклад, до ПЛ. При аналізі нормальних режимів можливі різні постановки задачі [30, 31].

Розрахунки по заданим режимним параметрам на одному з кінців ЕП. У першому випадку вважаються заданими напруга і потужність на приймальному кінці електропередачі (рис.3.2): $\dot{U}_2$, $S_2 = P_2 + jQ_2$. Потрібно визначити напругу і потужність на відправному кінці: $\dot{U}_1 = ?$, $S_1 = P_1 + jQ_1 = ?$

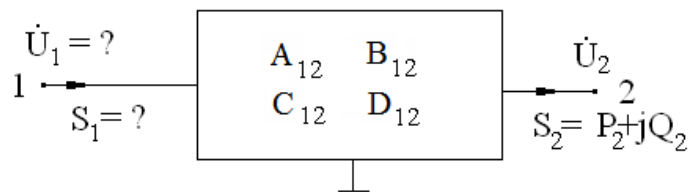


Рис. 3.2. Пояснююча розрахункова схема

Порядок розрахунків наступний:

1) визначається струм в кінці ЕП

$$\dot{I}_2 = \frac{\bar{S}_2}{\bar{U}_2} ;$$

2) відповідно до рівнянь 4-полюсника визначаються напруга і струм на початку ЕП

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= A_{12}\dot{U}_2 + B_{12}\dot{I}_2, \\ \dot{I}_1 &= C_{12}\dot{U}_2 + D_{12}\dot{I}_2; \end{aligned} \quad (3.1)$$

3) знаходиться потужність на початку ЕП

$$S_1 = \dot{U}_1 \bar{I}_1.$$

У другому випадку вважаються заданими напруга і потужність на відправному кінці електропередачі (рис.3.3): $\dot{U}_1$, $S_1 = P_1 + jQ_1$. Потрібно визначити напругу і потужність на приймальному кінці: $\dot{U}_2 = ?$, $S_2 = P_2 + jQ_2 = ?$

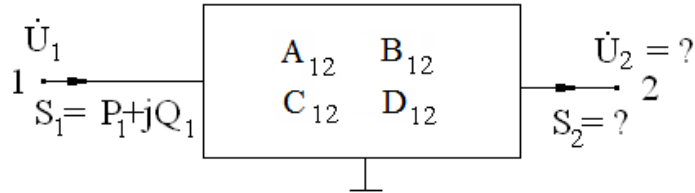


Рис.3.3. Пояснююча розрахункова схема

Порядок розрахунків наступний:

1) визначається струм на початку ЕП

$$\dot{I}_1 = \frac{\bar{S}_1}{\bar{U}_1};$$

2) відповідно до рівнянь 4-полосника (3.1), дозволивши щодо напруги і струму в кінці ЕП, визначаються ці величини

$$\begin{aligned}\dot{U}_2 &= D_{12}\dot{U}_1 - B_{12}\dot{I}_1, \\ \dot{I}_2 &= -C_{12}\dot{U}_1 + A_{12}\dot{I}_1;\end{aligned}$$

3) обчислюється потужність в кінці ЕП $S_2 = \dot{U}_2 \bar{I}_2$.

Розрахунки при фіксованих напругах по кінцях ЕП. Для вирішення таких завдань необхідно записати рівняння 4-полосника (3.1) в формі $\|Y\|$. На рис.3.4 зображено 4-полосник в формі $\|Y\|$.

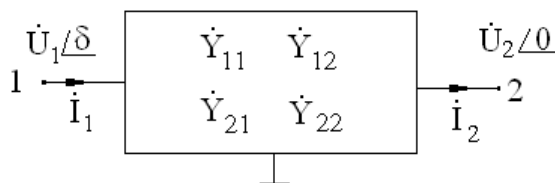


Рис.3.4. Схема 4-полосника в формі $\|Y\|$

Відповідно його рівняння в остаточному вигляді запишуться

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \dot{Y}_{11}\dot{U}_1 - \dot{Y}_{12}\dot{U}_2, \\ \dot{I}_2 &= \dot{Y}_{12}\dot{U}_1 - \dot{Y}_{22}\dot{U}_2. \end{aligned} \quad (3.2)$$

$\dot{Y}_{11} = \frac{D_{12}}{B_{12}}$ - власна (вхідна) провідність з боку коробки 1;

$\dot{Y}_{12} = \dot{Y}_{21} = \frac{1}{B_{12}}$ - взаємна (передавальна) провідність;

$\dot{Y}_{22} = \frac{A_{12}}{B_{12}}$ - власна провідність з боку затискачів 2.

З використанням (3.2) легко виходять так звані кутові вираження для потужностей на затискачах 4-полюсника

$$\begin{aligned} S_1 &= \dot{U}_1 \bar{I}_1 = U_1^2 \bar{Y}_{11} - U_1 U_2 e^{j\delta} \bar{Y}_{12}, \\ S_2 &= \dot{U}_2 \bar{I}_2 = -U_2^2 \bar{Y}_{22} + U_1 U_2 e^{-j\delta} \bar{Y}_{12}. \end{aligned} \quad (3.3)$$

Власні і взаємні опори

$$\dot{Z}_{11} = \frac{1}{\dot{Y}_{11}} = \frac{B_{12}}{D_{12}}, \quad \dot{Z}_{22} = \frac{1}{\dot{Y}_{22}} = \frac{B_{12}}{A_{12}}, \quad \dot{Z}_{12} = \dot{Z}_{21} = B_{12}$$

для ДЕП, що володіють малими активними втратами, знаходяться в першому квадраті комплексної площині з незначною активною складовою (рис.3.5)

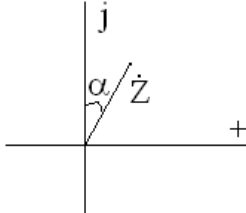
$$\begin{aligned} \dot{Z} &= Z e^{j(90-\alpha)} . \\ \dot{Z} &= Z e^{j(90-\alpha)} \end{aligned}$$


Рис.3.5. Вид власних і взаємних опорів ДЕП

Відповідно сполучена величина провідності буде

$$\bar{Y} = \frac{1}{\dot{Z}} = \frac{1}{Z} e^{j(90-\alpha)} .$$

З урахуванням цього співвідношення отримаємо кутові вираження для потужностей певною формою

на початку ЕП

$$\begin{aligned} P_1 &= U_1^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} + U_1 U_2 Y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}), \\ Q_1 &= U_1^2 Y_{11} \cos \alpha_{11} - U_1 U_2 Y_{12} \cos(\delta - \alpha_{12}) \end{aligned} \quad (3.4)$$

і в кінці ЕП

$$\begin{aligned} P_2 &= -U_2^2 Y_{22} \sin \alpha_{22} + U_1 U_2 Y_{12} \sin(\delta + \alpha_{12}), \\ Q_2 &= -U_2^2 Y_{22} \cos \alpha_{22} + U_1 U_2 Y_{12} \cos(\delta + \alpha_{12}). \end{aligned} \quad (3.5)$$

При фіксованих напругах можливі дві постановки задачі при розрахунку нормальних режимів.

У першому варіанті вважаються відомими модулі напруг по кінцях ЕП U_1, U_2 і кутовий зсув між ними δ . Потрібно визначити активні і реактивні потужності по кінцях ЕП. Вирішення цього завдання здійснюється відповідно до кутовим виразами для потужностей (3.4 і 3.5).

У другому варіанті задаються модулі напруг по кінцях ЕП U_1, U_2 і активна потужність на одному з кінців P_1 або P_2 . Потрібно визначити кутовий зсув між напругою, реактивні потужності і невідому активну потужність на відповідному кінці ЕП. Порядок розрахунків у цьому варіанті наступний:

1) з кутового виразу, що визначає задану активну потужність, знаходиться кутовий зсув між напругою;

2) з відповідних кутових виразів знаходяться реактивні потужності по кінцях ЕП і невідома активна потужність на відповідному кінці ЕП.

3.2. Характерні режими ДЕП

Кутова характеристика. Для 4-полюсника, зображеного на рис.3.6, приймемо

$$\dot{U}_2 = U_2 \angle 0 = U_2, \quad \dot{U}_1 = U_1 \angle \delta = U_1 e^{j\delta}, \quad (3.6)$$

де δ - кут між векторами напруг по кінцях електропередачі.

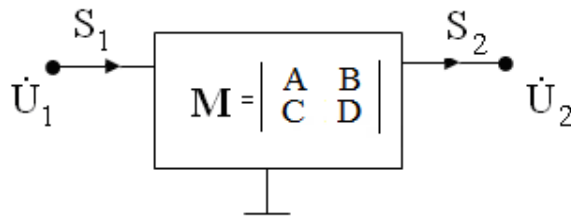


Рис.3.6. Схема чотирьохполюсника

Потужність по кінцях 4-полюсника можна записати у формі:

$$S_1 = \operatorname{Re} S_1 + j \operatorname{Im} S_1 = P_1 + jQ_1$$

$$S_2 = \operatorname{Re} S_2 + j \operatorname{Im} S_2 = P_2 + jQ_2.$$

Для ідеального 4-полюсника $P_1 = P_2 = P$.

Кутова характеристика - це залежність переданої активної потужності від кута δ : $P = P(\delta)$. Скориставшись рівняннями 4-полюсника (3.1), виразимо струм в кінці 4-полюсника і потім потужність через напруги

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_1 - A\dot{U}_2}{B},$$

$$S_2 = \dot{U}_2 \bar{I}_2 = \dot{U}_2 \frac{\bar{U}_1 - \bar{A}\bar{U}_2}{\bar{B}}.$$

Враховуючи, що для ідеального 4-полюсника

$$A = \operatorname{Re} A + j \operatorname{Im} A = \operatorname{Re} A,$$

$$B = \operatorname{Re} B + j \operatorname{Im} B = j \operatorname{Im} B,$$

знайдемо

$$S_2 = \frac{U_2 U_1 e^{-j\delta} - \operatorname{Re} A \cdot U_2^2}{-j \operatorname{Im} B}.$$

Оскільки

$$e^{-j\delta} = \cos \delta - j \sin \delta,$$

отримаємо

$$S_2 = \frac{U_1 U_2}{\operatorname{Im} B} \sin \delta + j \frac{U_1 U_2 \cos \delta - U_2^2 \operatorname{Re} A}{\operatorname{Im} B}.$$

Таким чином,

$$P_2 = P = \frac{U_1 U_2}{\operatorname{Im} B} \sin \delta, \quad (3.7)$$

$$Q_2 = \frac{U_1 U_2 \cos \delta - U_2^2 \operatorname{Re} A}{\operatorname{Im} B}.$$

Аналогічним шляхом отримуємо

$$P_1 = P = \frac{U_1 U_2}{\operatorname{Im} B} \sin \delta, \quad (3.8)$$

$$Q_1 = -\frac{U_1 U_2 \cos \delta - U_1^2 \operatorname{Re} A}{\operatorname{Im} B}.$$

Таким чином, кутова характеристика 4-полюсника визначиться

$$P = \frac{U_1 U_2}{\operatorname{Im} B} \sin \delta = P_{np} \sin \delta, \quad (3.9)$$

де $P_{np} = \frac{U_1 U_2}{\operatorname{Im} B}$ - гранична потужність 4-полюсника.

На рис.3.7 показана кутова характеристика.

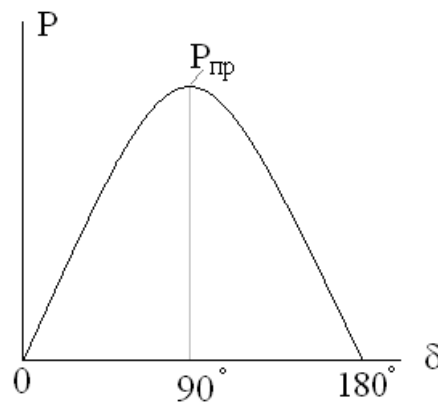


Рис.3.7. Кутова характеристика 4-полюсника

Стосовно до ПЛ отримані вище вираження для кутовий характеристики і реактивної потужності з урахуванням того, що

$$\operatorname{Re} A = \operatorname{Re} D = \cos \lambda,$$

$$\operatorname{Im} B = Z_w \sin \lambda,$$

перепишуться

$$P = \frac{U_1 U_2}{Z_w \sin \lambda} \sin \delta ,$$

$$Q_1 = - \frac{U_1 U_2 \cos \delta - U_1^2 \cos \lambda}{Z_w \sin \lambda} , \quad (3.10)$$

$$Q_2 = \frac{U_1 U_2 \cos \delta - U_2^2 \cos \lambda}{Z_w \sin \lambda}$$

Режим натуральної потужності. Під поняттям натуральної потужності в загальному випадку розуміється величина

$$P_w = \frac{U^2}{Z_w} , \quad (3.11)$$

де U – деяка задана (лінійна) напруга на лінії; Z_w – хвильовий опір лінії.

Нехай в кінці лінії споживається натуральна потужність (рис.3.8).

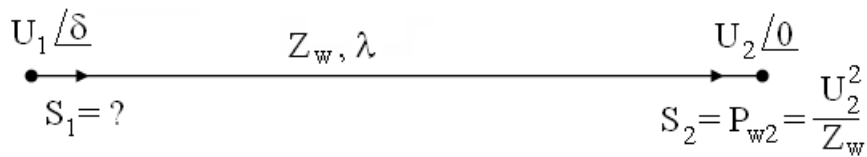


Рис.3.8. Режим натуральної потужності

Струм в кінці лінії відповідно дорівнює

$$\dot{I}_2 = \frac{\bar{S}_2}{\bar{U}_2} = \frac{U_2}{Z_w} .$$

Тоді з рівнянь довгої лінії слід

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos \lambda + \dot{I}_2 Z_w \cdot j \sin \lambda = U_2 \cos \lambda + \frac{U_2}{Z_w} Z_w \cdot j \sin \lambda = U_2 e^{j\lambda}$$

$$\dot{I}_1 = \dot{U}_2 \frac{j \sin \lambda}{Z_w} + \dot{I}_2 \cos \lambda = U_2 \frac{j \sin \lambda}{Z_w} + \frac{U_2}{Z_w} \cos \lambda = I_2 e^{j\lambda}$$

$$S_1 = \dot{U}_1 \bar{I}_1 = U_2 e^{j\lambda} \cdot I_2 e^{-j\lambda} = U_2 I_2 = P_{w2} .$$

Таким чином,

$$U_1 = U_2 e^{j\lambda} , \quad I_1 = I_2 e^{j\lambda} , \quad P_1 = P_{w2} , \quad Q_1 = 0 . \quad (3.12)$$

Характерними ознаками режиму натуральної потужності є:

- кутовий зсув між напругою дорівнює електричній довжині лінії $\delta = \lambda$;
- лінія збалансована по реактивній потужності $Q_1 = Q_2 = 0$;
- модулі напруг в будь-якій точці лінії (ідеальній) однакові $U_1 = U_2 = U_x$.

Режим холостого ходу (XX). У режимі XX $P = 0$ і відповідно $\delta = 0$.

Тоді з виразів (4.10) випливає, що

$$Q_1 = -\frac{U_1(U_2 - U_1 \cos \lambda)}{Z_w \sin \lambda},$$

$$Q_2 = \frac{U_2(U_1 - U_2 \cos \lambda)}{Z_w \sin \lambda}. \quad (3.13)$$

Розглянемо особливості режиму XX при односторонньо включеної лінії (рис.3.9).



Рис.4.9. Режим XX при односторонньо включеної лінії

Оскільки $Q_2 = 0$, то з (3.13) випливає, що $U_1 - U_2 \cos \lambda = 0$ і відповідно

$$U_2 = \frac{U_1}{\cos \lambda}. \quad (3.14)$$

На рис.3.10 показана зміна напруги в кінці розімкнутої лінії в залежності від її довжини.

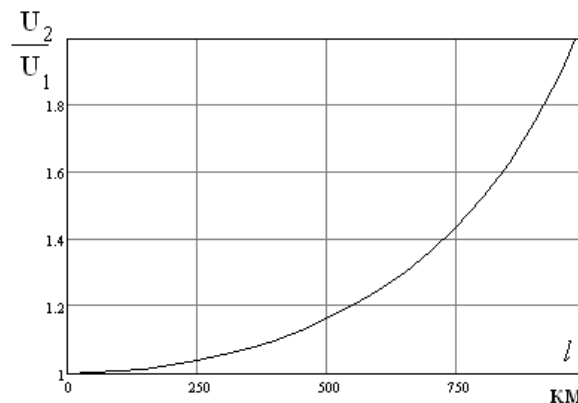


Рис.3.10. Підвищення напруги в кінці розімкнутої лінії

Підвищення напруги в кінці однобічно включеної лінії іноді називають ефектом Ферранті.

Знайдемо далі реактивну потужність на початку лінії

$$Q_1 = -\frac{U_1(U_2 - U_1 \cos \lambda)}{Z_w \sin \lambda} = -\frac{U_1^2}{Z_w} \cdot \frac{1 - \cos \lambda}{\sin \lambda} = -P_{w1} \operatorname{tg} \lambda . \quad (3.15)$$

На рис.3.11 показано зміна реактивної потужності на початку лінії в залежності від її довжини.

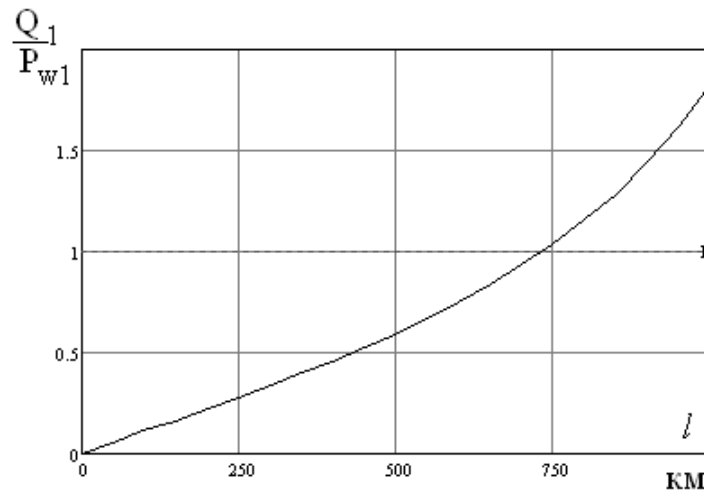


Рис.3.11. Сток реактивної потужності на початку лінії

Розглянемо далі особливості режиму ХХ при двосторонньо включеної лінії (рис.3.12)

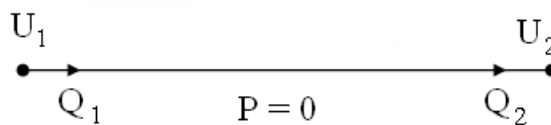


Рис.3.12. Режим ХХ при двосторонньо включеної лінії

Покладемо для простоти $U_1 = U_2 = U$. Тоді з співвідношень (3.13) для реактивної потужності слідує

$$\begin{aligned} Q_1 &= -\frac{U^2}{Z_w} \cdot \frac{1 - \cos \lambda}{\sin \lambda} = -P_w \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2}, \\ Q_2 &= \frac{U^2}{Z_w} \cdot \frac{1 - \cos \lambda}{\sin \lambda} = P_w \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2}. \end{aligned} \quad (3.16)$$

Більш наочно режим ХХ при двосторонньо включеної лінії ілюструється з використанням схеми заміщення лінії

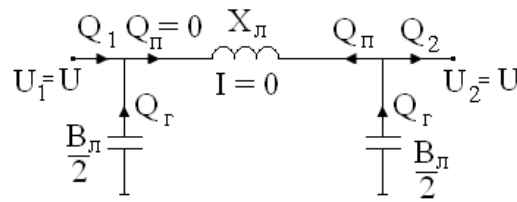


Рис.3.13. Режим ХХ при двосторонньо включеної лінії

Неважко побачити, що

$$Q_1 = -Q_r = -P_w \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2}, \quad Q_2 = Q_r = P_w \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2}$$

3.3. Розподіл напруги уздовж ПЛ

Нехай є деяка довільна схема, в кінцевих точках якої напруги відомі. Потрібно визначити напругу в довільному проміжному пункті.

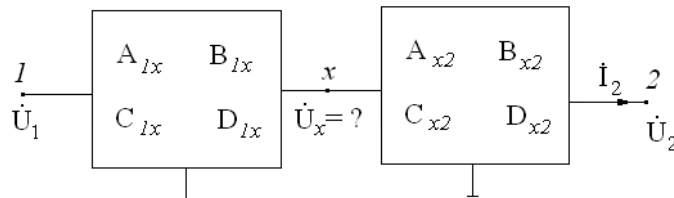


Рис.3.14. Початкова схема

З рівнянь 4-полісник слід, що

$$\begin{aligned} \dot{U}_x &= A_{x2} \cdot \dot{U}_2 + B_{x2} \cdot \dot{I}_2, \\ \dot{U}_1 &= A_{12} \cdot \dot{U}_2 + B_{12} \cdot \dot{I}_2. \end{aligned}$$

Висловивши струм $\dot{I}_2$ з другого рівняння і підставивши в перший, знайдемо

$$\dot{U}_x = \frac{\dot{U}_1 B_{x2} + \dot{U}_2 (B_{12} A_{x2} - A_{12} B_{x2})}{B_{12}}.$$

Враховуючи що $\begin{bmatrix} A_{12} & B_{12} \\ C_{12} & D_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{1x} & B_{1x} \\ C_{1x} & D_{1x} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{x2} & B_{x2} \\ C_{x2} & D_{x2} \end{bmatrix},$

неважко переконатися, що $B_{1x} = B_{12} A_{x2} - A_{12} B_{x2}.$

В результаті маємо простий і зручний вираз для оцінки напруги в проміжному пункті схеми

$$\dot{U}_x = \frac{\dot{U}_1 B_{x2} + \dot{U}_2 B_{1x}}{B_{12}}, \quad (3.17)$$

в яке входять тільки коефіцієнти « B » окремих ділянок і схеми в цілому.

Напруга в середньому пункті ПЛ. Скористаємося виразом (3.17) для визначення напруги в середній точці лінії при відомих напругах в її кінцевих пунктах (рис.3.15).

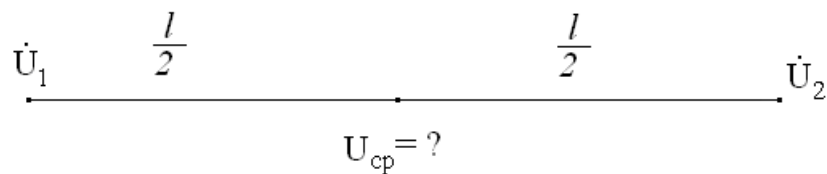


Рис 3.15. Розрахункова схема

Для розглянутого випадку маємо $B_{1x} = B_{x2} = \dot{Z}_w sh \frac{\gamma l}{2}$, $B_{12} = \dot{Z}_w sh \gamma l$ і відповідно

$$\dot{U}_{cp} = \frac{\dot{U}_1 + \dot{U}_2}{2ch \frac{\gamma l}{2}}.$$

Оскільки напруги по кінцях ліній НВН не відрізняються від номінального більш ніж $\pm 5\%$, то $\frac{U_{c2m}}{U_{cap}} \approx 1$, і остаточно для оцінки напруги в середньому пункті лінії маємо простий вираз

$$U_{cp} = \frac{U_1 + U_2}{2K_\delta}, \quad (3.18)$$

$$\text{де } K_\delta = \frac{\cos \frac{\lambda}{2}}{\cos \frac{\delta}{2}}.$$

В окремому випадку, коли напруги по кінцях однакові і рівні, наприклад, номінальній напрузі, (3.18) запишеться

$$U_{cp} = U_H \frac{\cos \frac{\delta}{2}}{\cos \frac{\lambda}{2}}. \quad (3.19)$$

У режимі ХХ при $\delta = 0$ $\frac{U_{cp}}{U_H} > 1$. У режимі натуральної потужності при $\delta = \lambda$

$\frac{U_{cp}}{U_H} = 1$. І в режимі вище натуральної потужності при $\delta > \lambda$ $\frac{U_{cp}}{U_H} < 1$. Залежність

напруги в середній частині лінії довжиною 500 км від переданої активної потужності згідно (3.19) з урахуванням того, що $\delta = \arcsin \left(\frac{P}{P_{w.H}} \sin \lambda \right)$, наведена

на рис.3.16.

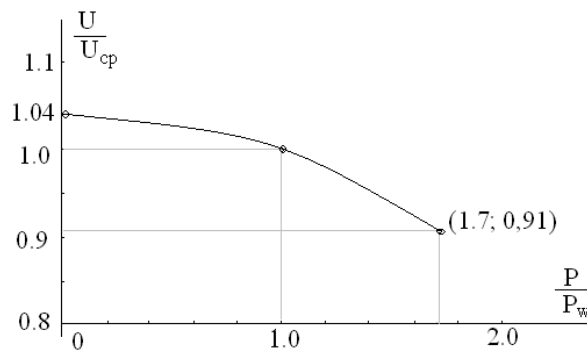
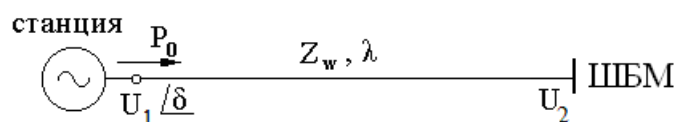


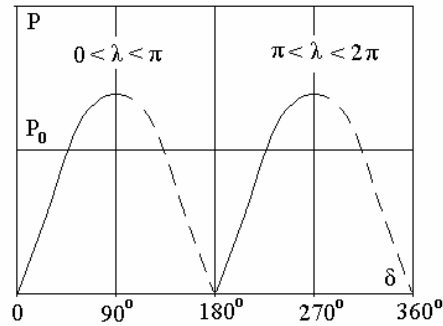
Рис.3.16. Залежність напруги в середині ПЛ від переданої потужності

3.4. Особливості роботи електростанції через довгу лінію

Пропускна здатність компенсованих електропередач обмежується умовою статичної стійкості. Оцінимо зміну граничної по статичній стійкості потужності станції, що працює через однорідну лінію на шини нескінченної потужності при зміні довжини лінії в широких межах. Кутова характеристика потужності даної схеми зображена на рис.3.17.



а)



б)

Рис.3.17. Кутова характеристика потужності:

а - розрахункова схема; б - кутова характеристика.

У припущенні сталості напруги на шинах лінії $U_1 = U_2 = U$ маємо

$$P = P_{np} \sin \delta = \frac{P_w}{\sin \lambda} \sin \delta. \quad (3.20)$$

де $P_w = \frac{U^2}{Z_w}$ - натуральна потужність лінії; P_{np} - гранична передана потужність.

На рис.3.18 показана зміна граничної потужності, що передається в залежності від довжини лінії. Зі збільшенням довжини лінії в діапазоні $0 - \pi/2$ гранична потужність зменшується, досягаючи при чвертьхвильової довжині мінімального значення, рівного натуральній потужності лінії. В діапазоні довжин $\pi/2 - \pi$ має місце нестійка гілка роботи.

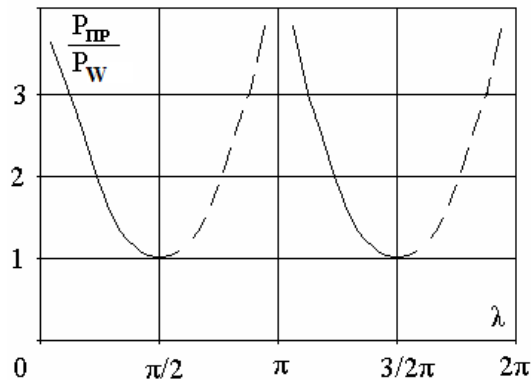


Рис.3.18. Залежність граничної потужності від довжини лінії

Дійсно приймемо, що в лінії встановлюється режим натуральної потужності, для якого справедливий прямо пропорційний зв'язок між кутовим зсувом і електричної довжиною лінії

$$\delta = \frac{180}{\pi} \lambda .$$

З цього співвідношення випливає, що діапазону електричних довжин $\pi/2 < \lambda < \pi$ відповідає режим з кутами $90^\circ < \delta < 180^\circ$, тобто на нестійкій гілці кутовий характеристики (рис.3.19). Міркуючи таким чином, можна переконатися, що діапазону електричних довжин $\pi < \lambda < \frac{3}{2}\pi$ відповідає робота на стійкій гілці кутової характеристики з кутами $180^\circ < \delta < 270^\circ$, а інтервал довжин лінії $\frac{3}{2}\pi < \lambda < 2\pi$ знову відповідає нестійкій гілці кутової характеристики $270^\circ < \delta < 360^\circ$.

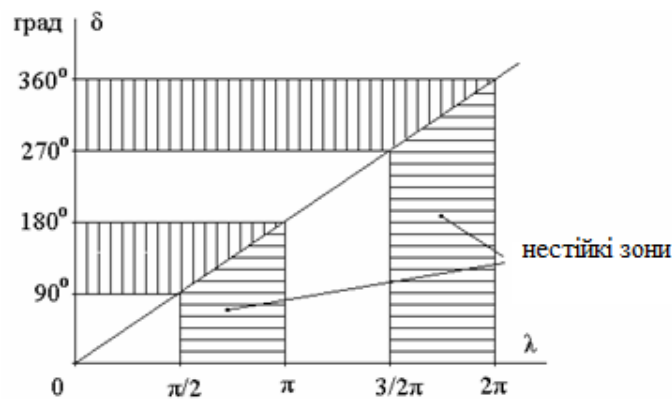


Рис.3.19. Зони стійкою і нестійкою роботи

Якщо довжина лінії потрапляє в діапазон нестійкості (при частоті 50 Гц це відповідає фізичної довжині 1500 - 3000 км), то потрібна штучна зміна її електричної довжини або шляхом компенсації, тобто переходу в зону стійкості $0 - \pi/2$, або шляхом настройки лінії, так щоб її довжина потрапляла в півхвильову зону $\pi - 3\pi/2$ [1, 31].

3.5. Компенсация электрической длины

Введемо поняття лінії негативної електричної довжини. Як вже було розглянуто, лінії з електричною довжиною $\lambda \leq \pi/2$ відповідає П-подібна схема заміщення (рис.3.20).

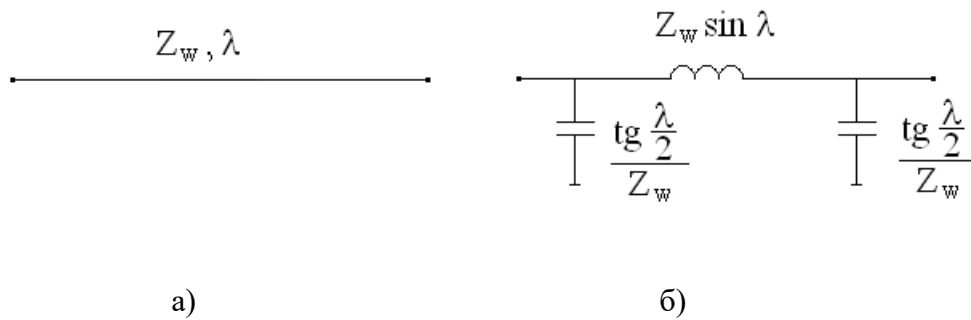


Рис.3.20. Звичайна ПЛ: а - вихідна ПЛ; б - схема заміщення ПЛ при $\lambda \leq \pi/2$

Розглянемо дуальну схему заміщення лінії, показану на рис.3.21.

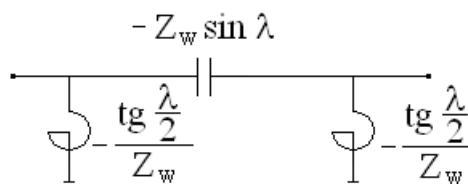


Рис.3.21. Дуальна П-подібна схема заміщення

Виникає питання, який лінії відповідає дуальна схема заміщення? Неважко переконатися, що такою схемою заміщення характеризується лінія негативною електричною довжиною (рис.3.22).

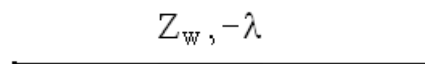


Рис.3.22. Лінія негативної електричної довжини

Це означає, що якщо є каскадно з'єднана звичайна ПЛ і лінія негативної електричної довжини, то еквівалентна схема буде мати нульову довжину, матриця 4-полосника якої є одиничною (рис.3.23).

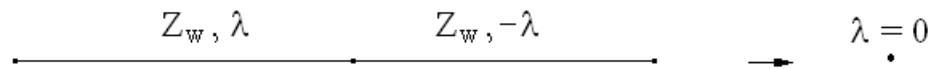


Рис.3.23. Каскадне з'єднання звичайної ПЛ і лінії негативної електричної довжини

Дійсно,

$$\begin{vmatrix} \cos \lambda & j Z_w \sin \lambda \\ j \frac{\sin \lambda}{Z_w} & \cos \lambda \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \cos(-\lambda) & j Z_w \sin(-\lambda) \\ j \frac{\sin(-\lambda)}{Z_w} & \cos(-\lambda) \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix}$$

У цьому також можна переконатися, використовуючи схеми заміщення (рис.3.24).

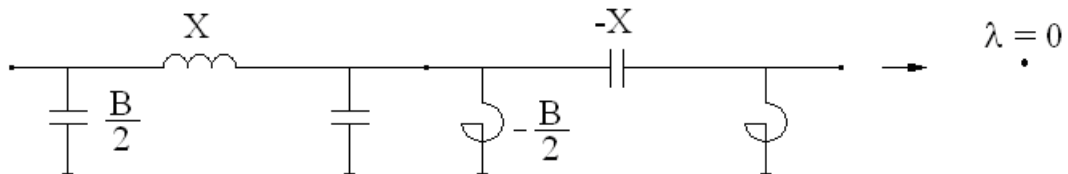


Рис.3.24. Каскадне з'єднання схем заміщення звичайної і дуальної ПЛ

З використанням поняття лінії негативної електричної довжини питання компенсації електричної довжини вихідної лінії вирішується просто.

Надалі будемо називати пристрій, який за своїми властивостями еквівалентний лінії негативної електричної довжини (рис.3.25), пристроєм компенсації електричної довжини (ПКЕД).

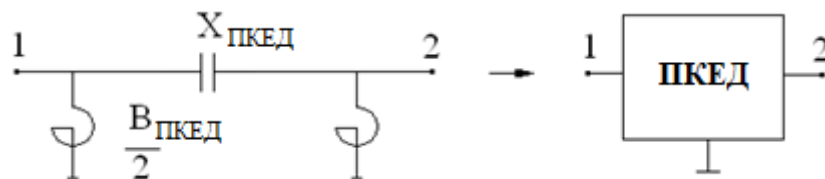


Рис.3.25. ПКЕД

Параметри ПКЕД визначаються необхідною величиною компенсації електричної довжини

$$X_{ПКЕД} = Z_w \sin \lambda_k, \quad \frac{B_{ПКЕД}}{2} = \frac{\operatorname{tg} \frac{\lambda_k}{2}}{Z_w}, \quad (3.21)$$

де λ_k - необхідна величина компенсації електричної довжини вихідної лінії; Z_w - хвильовий опір компенсуємої лінії.

Розглянемо два характерні приклади.

1) Робота станції на ШБМ через далеку лінію довжиною 1000 км (рис.3.26).

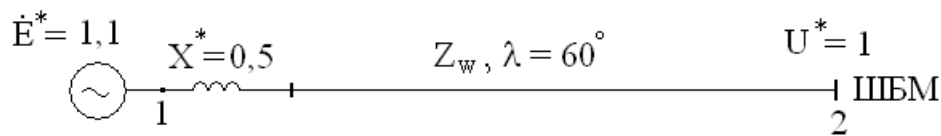


Рис.3.26. Розрахункова схема

Аналіз проведемо в відносних одиницях, так щоб результати ставилися до всіх класів НВН. Пропускна здатність такої електропередачі становитиме

$$P_{\text{ЭП}}^* = \frac{E^* U^*}{\text{Im} B_{12}^* (1 + K_3)} = \frac{E^* U^*}{(\sin \lambda + X^* \cos \lambda)(1 + K_3)} = 0,82. \quad (3.22)$$

Пропускна здатність ЕП помітно менше натуральної потужності лінії. Поставимо задачу доведення пропускної спроможності до рівня натуральної потужності шляхом компенсації електричної довжини лінії

$$P_{\text{ЭП}}^* = \frac{E^* U^*}{(\sin \lambda_{\text{ЭК}} + X^* \cos \lambda_{\text{ЭК}})(1 + K_3)} = 1, \quad (3.23)$$

де $\lambda_{\text{ЭК}} = \lambda - \lambda_K$ - еквівалентна електрична довжина лінії з урахуванням її компенсації; λ_K - величина компенсації електричної довжини.

З рівняння (4.23) випливає, що $\lambda_{\text{ЭК}} = 30^\circ$ і відповідно $\lambda_K = 30^\circ$. Параметри пристрою компенсації в відносних одиницях показані на рис.3.27.

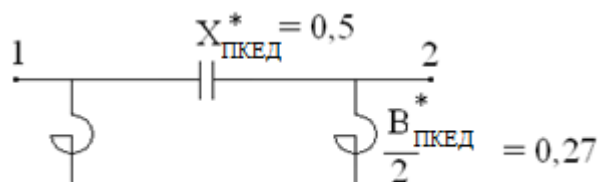


Рис.3.27. Параметри ПКЕД

З точки зору ефекту компенсації не має значення, в якому місці лінії буде включено ПКЕД. Однак з позиції аварійних режимів, а саме режимів КЗ, ПКЕД слід розміщувати в середній частині ПЛ. Дійсно, якщо ПКЕД розташоване на

Формальною ознакою потрапляння на нестійку гілку кутової характеристики є умова

$$\operatorname{Im} Z_{11} = \operatorname{Im} \frac{B_{12}}{D_{12}} \quad (3.24)$$

Ця умова означає, що якщо вхідний опір щодо шин станції має ємнісний характер, то стійка робота станції неможлива. У нашому випадку

$$\operatorname{Im} Z_{11} = \frac{\sin \lambda + X^* \cos \lambda}{\cos \lambda} = \frac{0,616}{-0,5} < 0,$$

тобто вхідний опір є ємнісним.

Для забезпечення стійкої роботи необхідна або компенсація електричної довжини, щоб потрапити в область роботи з кутами $\delta < 90^\circ$, або настройка електричної довжини для роботи в області кутів $180^\circ < \delta < 270^\circ$. Зараз ми розглянемо питання компенсації електричної довжини, а трохи пізніше зупинимося на варіанті настройки електричної довжини до напівхвилі.

Отже, щоб забезпечити пропускну здатність на рівні натуральної при роботі на стійкій гілці кутової характеристики, еквівалентна довжина повинна складати (як і в першому прикладі) $\lambda_{\text{ЭК}} = 30^\circ$, а величина компенсації електричної довжини $\lambda_K = 90^\circ$. Параметри пристрою компенсації в відносних одиницях наведені на рис. 3.31.

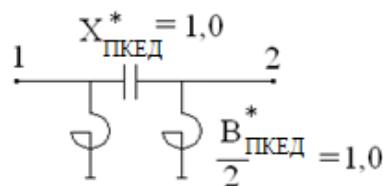


Рис.3.31. Параметри ПКЕД

Однак установка ПКЕД в середній частині лінії неприйнятна (рис.3.32), так як в цьому випадку при КЗ за ПКЕД можливі резонансні режими, оскільки еквівалентна електрична довжина на цій ділянці буде $\lambda_{\text{ЭККЗ}} = -30^\circ$ і, як ми вже

переконалися раніше, сумарний опір щодо шин електростанції стає рівним або близьким до нуля.

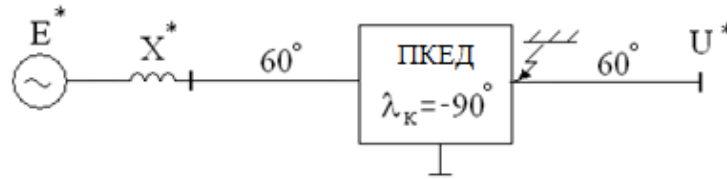


Рис.3.32. Установка ПКЕД в середній частині ПЛ

Щоб виключити резонансні явища, ПКЕД має бути розподілена по лінії, як це показано на рис.3.33.

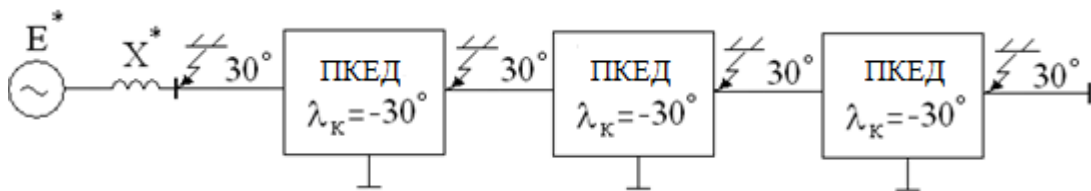


Рис.3.33. Розподіл ПКЕД по лінії

Неважно переконатися, що при КЗ за будь-яким ПКЕД струм КЗ не буде перевищувати такий при КЗ на шинах електростанції.

Компенсація позовжнього опору. На практиці зазвичай обмежуються компенсацією позовжнього опору. В цьому випадку пристрій позовжньої компенсації (ППК) є окремий випадок ПКЕД, в якому відсутні поперечні гілки (рис.3.34).

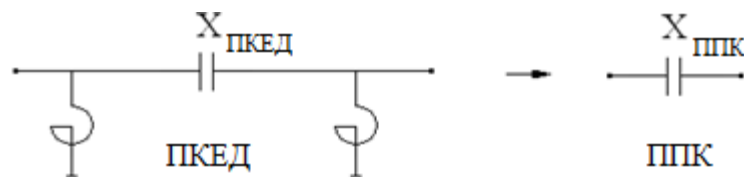


Рис.3.34. ППК як окремий випадок ПКЕД

Розглянемо особливості використання ППК на вже наводимому прикладі роботи станції через довгу лінію довжиною 1000 км (рис.3.35).

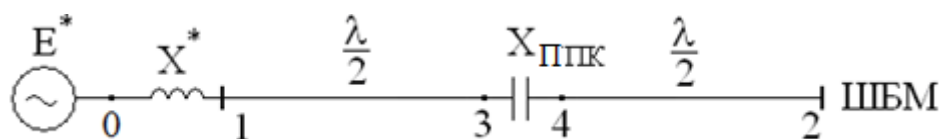


Рис.3.35. Розрахункова схема

Ступінь поздовжньої компенсації прийнято визначати як

$$K_{\text{ППК}} = \frac{X_{\text{ППК}}}{x_0 \ell} 100\% = \frac{X_{\text{ППК}}}{Z_w \lambda} 100\% = \frac{X_{\text{ППК}}^*}{\lambda} 100\% \quad (3.25)$$

Визначимо ступінь поздовжньої компенсації, при якій забезпечується пропускна здатність на рівні натуральної потужності. Для визначення взаємного опору схеми, що містить ємкісний опір в проміжному пункті лінії, скористаємося загальним виразом,

$$B_{1Z2} = B_{12} + ZA_1 D_2, \quad (3.26)$$

справедливим для схеми на рис.3.36.

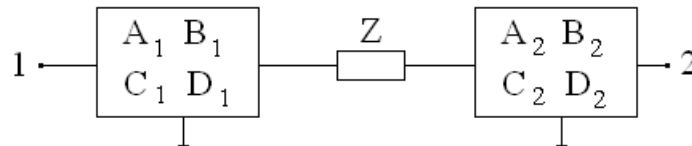


Рис.3.36. Поздовжній опір в проміжному пункті ЕП

Дійсно,
$$M_{1Z2} = \begin{bmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{bmatrix}$$

$$B_{1Z2} = A_1 B_2 + A_1 D_2 Z + B_1 D_2 = B_{12} + ZA_1 D_2.$$

Стосовно до аналізованої схеми

$$B_{0\text{ППК}2}^* = B_{02}^* - jX_{\text{ППК}}^* A_{03} D_{42} \quad (3.27)$$

$$B_{02}^* = j \left(\sin \lambda + X^* \cos \lambda \right) = j1,12,$$

$$A_{03} = \cos \frac{\lambda}{2} - X^* \sin \frac{\lambda}{2} = 0,616, \quad D_{42} = \cos \frac{\lambda}{2} = 0,866$$

і остаточно

$$B_{0\text{ППК}2}^* = j(1,12 - 0,533 X_{\text{ППК}}^*) \quad (3.28)$$

Щоб забезпечити пропускну здатність, що дорівнює натуральної потужності лінії

$$P_{\text{ЭП}}^* = \frac{E^* U^*}{Jm B_{0\text{ППК}2}^* (1 + K_3)} = 1,0, \quad (3.29)$$

взаємний опір має бути рівним $Jm B_{0\text{ППК}2}^* = 0,917$

і відповідно згідно (3.28)

$$X_{ППК}^* = \frac{1,12 - 0,917}{0,533} = 0,38 \quad i \quad K_{ППК} = \frac{X_{ППК}^*}{\lambda} 100\% = 36\%$$

Пропускна здатність, як це було показано раніше, визначається одним з таких обмежень:

- нагрів проводів;
- статична стійкість;
- допустимий рівень напруги в будь-якій точці ЕП.

Враховуючи що

$$P = \frac{U^2}{|B_{ППК2}|} \sin \delta, \quad (3.30)$$

знайдемо залежність напруги на затискачах ППК від переданої потужності (рис.3.37). Як видно, напруга на затискачах ППК перевершує найбільшу робочу напругу, рівну 1,05. І це означає, що повинні бути передбачені заходи для обмеження підвищень напруги на затискачах ППК, що може бути здійснено включенням ШР по кінцях ППК. Однак це, в свою чергу, призводить до зниження пропускної здатності.

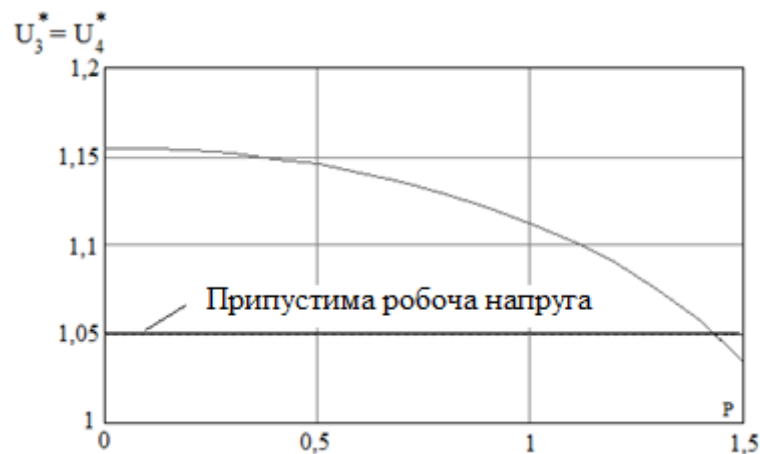


Рис.3.37. Залежність напруги на затискачах ППК від переданої потужності

У разі наддалекої лінії довжиною 2000 км ППК, також як і ПКЕД, має бути розподілено вздовж лінії як мінімум в трьох пунктах, як показано на рис.3.38.

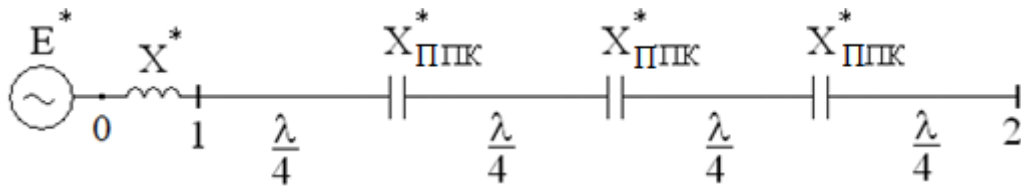


Рис.3.38. Розподіл ППК по лінії

Еквівалентна матриця цієї схеми визначається перемноженням матриць восьми окремих елементів.

Взаємний опір схеми лінії є функція опору ППК

$$B_{12}^* = B_{12}^*(X_{\text{ППК}}^*). \quad (3.31)$$

З цього рівняння визначається опір ППК, що забезпечує задану пропускну здатність за умовою стійкості. Після чого здійснюється перевірка на допустимість цієї пропускну здатності по режиму напруг на затискачах ППК. І якщо режим напружень є визначальним, то вносяться відповідні корективи щодо пропускну здатності наддалекої ЕП.

3.6. Налаштування електричної довжини

Аналогічно пристрою ПКЕД введемо поняття пристрою настройки електричної довжини (ПНЕД) (рис.3.39).

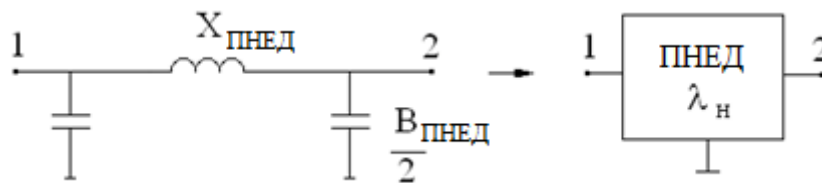


Рис.3.39. ПНЕД

Параметри ПНЕД визначаються необхідною величиною настройки електричної довжини:

$$X_{\text{ПНЕД}} = Z_w \sin \lambda_n, \quad \frac{B_{\text{ПНЕД}}}{2} = \frac{\operatorname{tg} \frac{\lambda_n}{2}}{Z_w}, \quad (3.32)$$

де λ_H - необхідна величина настройки електричної довжини вихідної лінії;
 Z_w - хвильовий опір наструюється лінії.

Розглянемо варіант наддалекої лінії довжиною 2000 км. Для того щоб забезпечити роботу такої ЕП на стійкій гілці кутової характеристики, необхідно довести еквівалентну електричну довжину до напівхвильової довжини, як показано на рис.4.40.

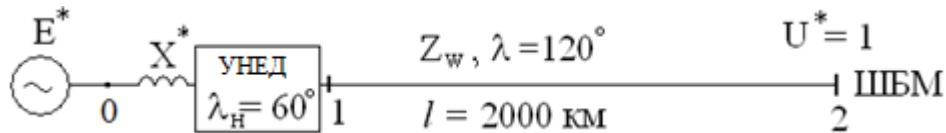


Рис.3.40. Налаштування наддалекої електропередачі

Оскільки $\lambda_{ЭК} = \lambda + \lambda_H$, то величина настройки електричної довжини складе
 $\lambda_H = \lambda_{ЭК} - \lambda = 60^\circ$.

Оскільки $\lambda_{ЭК} = 180^\circ$, то $ImB_{02}^* = \sin \lambda_{ЭК} + X^* \cos \lambda_{ЭК} = -X^*$.

І відповідно кутова характеристика набуває вигляду

$$P^* = \frac{E^* U^*}{-X^*} \sin \delta = \frac{E^* U^*}{X^*} \sin(\delta - 180^\circ). \quad (3.33)$$

На рис.4.41 показано кутова характеристика ЕП з ПЛ, налаштованої на півхвилю.

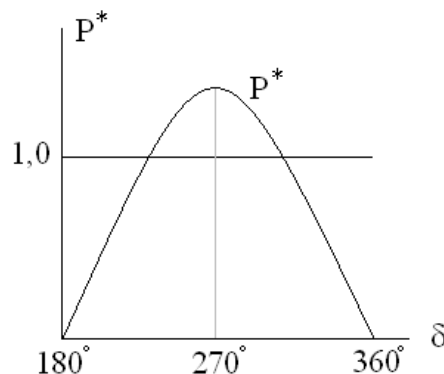


Рис.4.41. Кутова характеристика ЕП з налаштуванням лінії на півхвилю

Стійка гілка кутової характеристики знаходиться в діапазоні кутів $180^\circ \leq \delta \leq 270^\circ$. Пропускна здатність налаштованої ЕП за умовою стійкості складе

$$P_{\text{ЭП}}^* = \frac{E^* U^*}{X^* (1 + K_3)} \approx 1,83, \quad (3.34)$$

що значно перевищує натуральну потужність лінії.

Однак для напівхвильових ЕП головним обмежуючим фактором на пропускну здатність є підвищення напруги в середній частині лінії (рис.3.42), яка пропорційна переданій потужності [40].

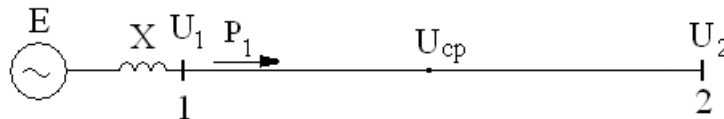


Рис.3.42. Схема напівхвильової ЕП

На рис.3.43 наведено розподіл напруги уздовж напівхвильової лінії при різних переданих потужностях.

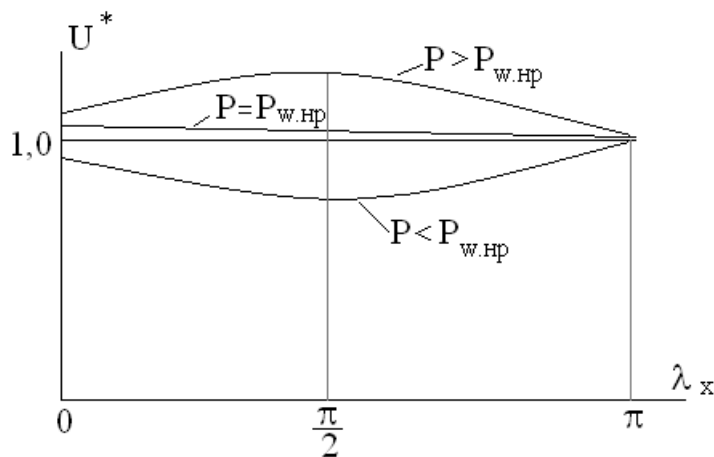


Рис.3.43. Розподіл напруги уздовж напівхвильової лінії

Напруга в середній частині лінії, як уже було сказано, пропорційна переданій потужності і, використовуючи рівняння довгої лінії, неважко показати, що воно дорівнює

$$U_{cp} \approx U_1 \frac{P_1}{P_{w1}}. \quad (3.35)$$

У середній частині лінії відсутнє силове електрообладнання, і тому за умовами роботи лінійної ізоляції допустима напруга в середній зоні може перевищувати найбільшу робочу напругу приблизно на 10%

$$U_{cp.don} \approx 1,1 U_{np} .$$

Тоді вважаючи, що на початку лінії підтримується найбільша робоча напруга, знайдемо пропускну здатність напівхвильової ЕП

$$P_{EP} \approx \frac{U_{cp.don}}{U_{np}} P_{w.np} = 1,1 P_{w.np} . \quad (3.36)$$

У відносних одиницях при базисної потужності, що дорівнює натуральній потужності при номінальній напрузі, відповідно маємо

$$P_{EP}^* = P_{w.np}^* \approx 1,2 .$$

3.7. Підвищення статичної стійкості за рахунок підтримки напруги в проміжних пунктах електропередачі за допомогою керованих УРМ

Стійку роботу далеких і наддалеких ЕП з необхідною пропускнуою спроможністю можна забезпечити не тільки шляхом компенсації і налаштування, але і за рахунок використання керованих УРМ, за допомогою яких підтримується заданий рівень напруги в проміжних пунктах ЕП. Розглянемо найпростіший приклад (рис.3.44), коли в проміжному пункті лінії, що зв'язує дві системи нескінченної потужності, встановлено УРМ, що підтримує сталість напруги в цьому пункті.

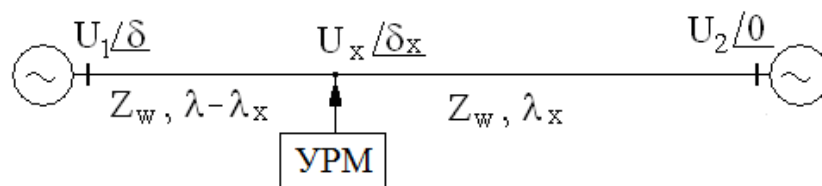


Рис.3.44. Схема з УРМ в проміжному пункті лінії

При відсутності УРМ кутова характеристика визначається по приводимому раніше співвідношенню

$$P = \frac{U_1 U_2}{Z_w \sin \lambda} \sin \delta = P_{np} \sin \delta .$$

При наявності УРМ лінія розбивається на дві незалежні частини, кутові характеристики яких відповідно мають вигляд

$$P_1 = \frac{U_1 U_x}{Z_w \sin(\lambda - \lambda_x)} \sin(\delta - \delta_x) = P_{np1} \sin(\delta - \delta_x),$$

$$P_2 = \frac{U_2 U_x}{Z_w \sin \lambda_x} \sin \delta_x = P_{np2} \sin \delta_x. \quad (3.37)$$

Оскільки передана активна потужність на кожній ділянці одна і та ж, то $P_1 = P_2 = P$. Гранична потужність лінії в цілому визначається ділянкою з найменшою граничною потужністю, тобто ділянкою з найбільшою електричною довжиною.

На рис.3.45 показані кутові характеристики в цілому для лінії, коли УРМ відсутня, і коли воно підключається в точках $\lambda_x = \frac{\lambda}{3}$ і $\lambda_x = \frac{\lambda}{2}$. При цьому електрична довжина лінії прийнята $\lambda = 60^\circ$ (≈ 1000 км).

При побудові цих кривих не накладаються обмеження на встановлену потужність керованих УРМ, тобто передбачалося, що у всьому діапазоні переданих активних потужностей її досить для підтримання сталості напруги в проміжному пункті. Пропускна здатність має максимальне значення, коли УШК розташоване в середній частині лінії.

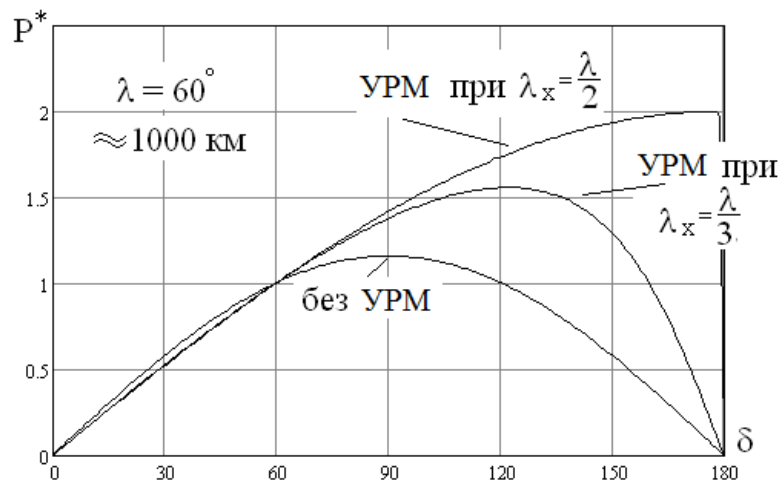


Рис.3.45. Кутові характеристики при установці УРМ в різних проміжних пунктах лінії

В цьому випадку із загального виразу впливає при $U_1 = U_2 = U_{cp} = U_n$, що

$$P = P_{np.cp} \sin \frac{\delta}{2} = \frac{P_{w.n}}{\sin \frac{\lambda}{2}} \sin \frac{\delta}{2}, \quad (3.38)$$

де $P_{w.n} = \frac{U_n^2}{Z_w}$ - номінальна натуральна потужність лінії.

3.8. Післяаварійні режими

У всьому світі ДЕП проектується і експлуатуються так, щоб задовольняти критерію надійності N-1. Цей критерій означає, що при втраті одного незалежного елемента в енергооб'єднанні воно повинно виконувати свої функції, принаймні, в післяаварійному режимі в повному обсязі. Розглянемо традиційне рішення проблеми надійності для ДЕП, яким є спорудження дволанцюгових ліній. Критерій N-1 повинен виконуватися при всіх аваріях на окремій ланцюга за винятком дуже рідкісних випадків одночасної втрати двох ланцюгів, а також повної відмови однієї з підстанцій. Проведемо аналіз післяаварійних режимів дволанцюгових ЕП.

Несекціонована дволанцюгова ЕП. На рис.3.46 наведені схеми несекціонованої дволанцюгової ЕП в нормальному і післяаварійному режимах.

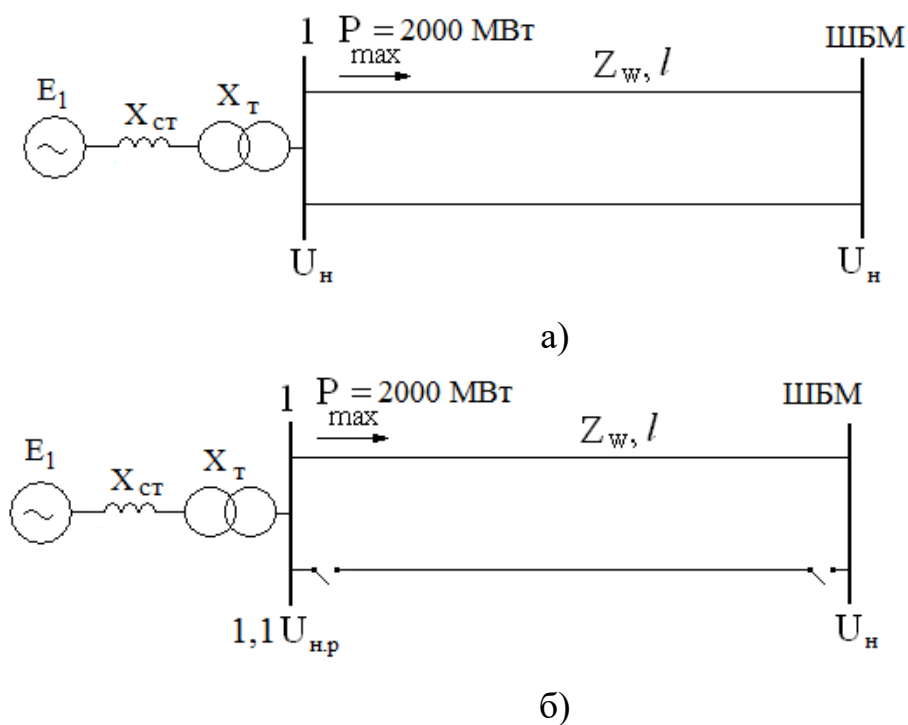


Рис.3.46. Несекціонована дволанцюгова ЕП:

а - нормальний режим; б - післяаварійний режим.

Прийmemo, що максимальна передана потужність по кожному ланцюзі близька до максимальної натуральної потужності (1000 МВт). У нормальному режимі по кінцях лінії підтримується номінальна напруга. При цьому коефіцієнт запасу по статичній стійкості задовольняє умові $K_3 \geq 0,2$.

У післяаварійному режимі після відключення одного ланцюга згідно з критерієм N-1 необхідно забезпечити передану потужність, як і в початковому нормальному режимі. Але в цьому випадку допускається зниження коефіцієнту запасу по статичній стійкості, так що $K_{3,na} \geq 0,08$. Крім того, в післяаварійному 20-хвилинному режимі допускається підвищення напруги на підстанціях і лінії до $1,1U_{нр}$. Як правило, з боку прийомної системи реалізувати підвищений рівень напруги не вдається, і тому будемо приймати, що в післяаварійному режимі напруга прийомної системи залишається незмінною. Що стосується відправною станції, то тут є можливість підтримки підвищеної ЕРС в післяаварійному режимі, так щоб на шинах ПЛ мати максимально допустиму напругу $1,1U_{нр}$. Тоді пропускна здатність ЕП в післяаварійному режимі складе

$$P_{EP,na} = \frac{U_1 U_2}{X_{вз,na}(1+K_{3,na})}, \quad (3.39)$$

де $X_{вз,na}$ - взаємний опір ЕП в післяаварійному режимі щодо точок, в яких підтримується напруга.

Відповідно до сказаного вище $U_1 = 1,1U_{нр}$, $X_{вз,na} = Z_w \sin \beta \ell$. З урахуванням цього на рис.3.47 наведена залежність пропускної здатності в післяаварійному режимі від довжини лінії.

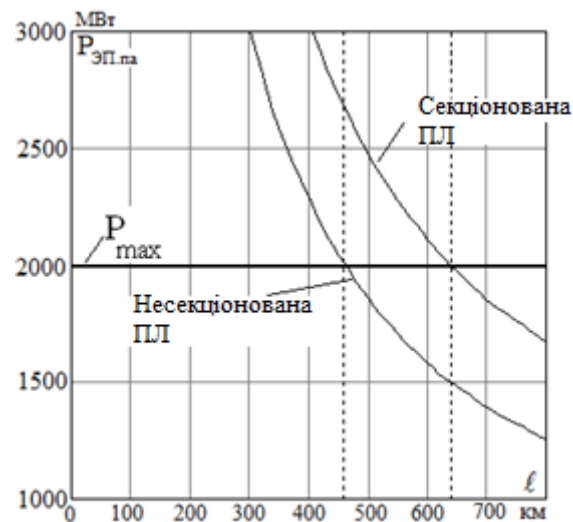


Рис.3.47. Залежність пропускної здатності в після аварійному режимі від довжини лінії

Як видно з цього рисунку, при довжинах лінії в межах 450 км критерій N-1 виконується, а при довших лініях потрібно секціонування лінії.

Секціонована дволанцюгова ЕП. На рис.3.48 наведені схеми секціонованої дволанцюгової ЕП в нормальному і післяаварійному режимах.

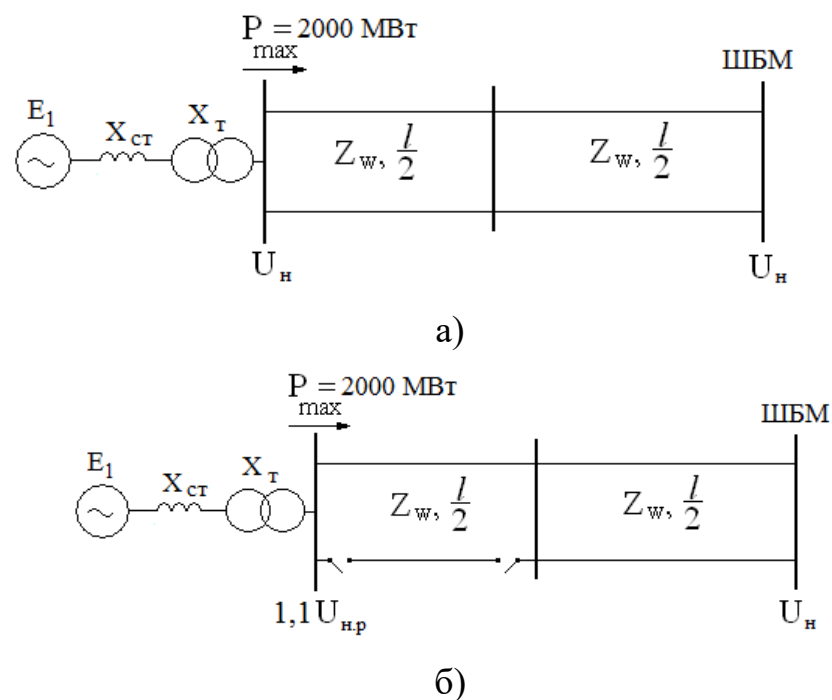


Рис.3.48. Секціонована дволанцюгова ЕП: а - нормальний режим; б - післяаварійний режим

Вважаючи як і раніше, що в післяаварійному режимі на шинах ПЛ підтримується максимально допустима напруга $1,1U_{np}$ і маючи на увазі, що $X_{вз.на} = 0,75Z_w \sin \beta \ell$, пропускна здатність ЕП в післяаварійний режимі складе

$$P_{EP.на} = \frac{1,1U_{np}U_n}{0,75Z_w \cdot \sin \beta \ell (1 + K_{з.на})} \quad (3.40)$$

На рис.3.48,б наведено залежність пропускної здатності в післяаварійному режимі для секціонованої лінії від її довжини. Як видно, секціонування дозволяє задовольнити критерію N-1 при довжині лінії в межах 650 км. Зрозуміло, що якщо довжина лінії буде перевищувати цю величину, то буде потрібно секціонування лінії на три частини або використання інших шляхів підвищення пропускної здатності в післяаварійному режимі, наприклад, установки регульованих УРМ в проміжному пункті лінії.

4. ПРАКТИЧНІ РОЗРАХУНКИ РЕЖИМІВ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ 750-1150 кВ

У роботі до розгляду були прийняті дві лінії 750 кВ, протяжністю 650 і 1100 км, та лінії 1150 кВ, протяжністю 2000 км.

Розрахунки режимів проведені з використанням пакету MathCad 15.

Дослідження режимів ліній електропередачі 750 кВ, протяжністю 650 та 1100 км.

Як зазначалося вище, обмеженнями на пропускну здатність протяжних ліній є статична стійкість і режим напруги вздовж лінії.

Лінія, протяжністю 650 км, виконано проводом 5хАС-400/51, її погонні параметри наведені в додатку Д.1. Хвильова довжина лінії дорівнює $39,12^\circ$ і проблеми зі статичною стійкістю тут не очікується. Проблема для даної лінії виникає з підвищенням напруги в кінці лінії при холостому ході. Розрахунок холостого ходу даної лінії наведено за двома розрахунковими моделями: по П-подібній схемі заміщення та по рівнянням довгої лінії. Для першої моделі параметри схеми заміщення розраховані з урахуванням поправочних коефіцієнтів Кеннелі, розрахунок проводився з використанням методу ітерації. На восьмій ітерації отримано значення напруги в кінці лінії рівним $U_2=966,37\text{кВ}$, що є неприпустимим. Допустимою напругою на лінії 750 кВ складає 787,5 кВ. Забезпечити допустиму напругу можливо за рахунок споживання надлишкової реактивної потужності в лінії, тобто встановлення в кінці лінії шунтуючого реактора. Результати дослідження режимів цієї ж лінії по телеграфним рівнянням приведений в додатку. Розрахунок показав, що для лінії такої незначній протяжності, при дослідженні режимів можна використовувати і П-подібну схему заміщення, але з обов'язковим урахуванням поправочних коефіцієнтів для параметрів схеми.

Розрахунок режиму холостого ходу по П-схемі практично збігається з розрахунком за рівнянням ($U_2=965,94\text{ кВ}$). Установка в кінці лінії ректора (Д.1, рис.Д.1-Д.6), потужністю 825 Мвар, забезпечує в середині лінії напругу рівну

допустимої ($U_{300}=787,5$ кВ). У режимі передачі натуральної потужності напруга уздовж лінії знаходиться в допустимих межах, кут $\delta_{\text{л}}$ дорівнює $40,5^\circ$, так що коефіцієнт запасу по статичній стійкості забезпечений. В режимі передачі натуральної потужності практично відсутні перетікання реактивної потужності.

В якості другої лінії прийнята лінія 750 кВ, 1100 км. Параметри фази такі, як і у попередньої лінії. Результати розрахунку режиму холостого ходу та натуральної потужності приведені в додатку Д.2 (Д.2, рис.Д.7-Д.8). З них слід, що дана однорідна лінія не працездатна з умов забезпечення статичної стійкості ($\delta_{\text{л}}=66,2^\circ$) та недопустимому підвищенню напруги на відкритому кінці лінії в режимі холостого ходу ($U_2=1851,9$ кВ). Стік реактивної потужності з лінії в передаючу систему складає 2879 Мвар. Включення одного реактора в кінці лінії потужністю $Q_{\text{р}}=1400$ Мвар не забезпечує допустиму напругу в середині лінії ($U_{\text{ср}}=862,8$ кВ $> U_{\text{макс}}=787,5$ кВ). Для забезпечення працездатності даної лінії необхідно втручання в її параметри. Встановленням на лінії трьох керованих реакторів ($Y_{\text{р1}}=-j0,2$; $Y_{\text{р2}}=-j0,1$; $Y_{\text{р3}}=-j0,2$) забезпечується допустимі рівні напруги тільки на передачу активної потужності всього $0,6P_{\text{нат}}$. Сумарна потужність реакторів в даному випадку складає 873 Мвар (Д.3, рис.Д.9-Д.11). Для підвищення пропускної здатності даної лінії необхідно застосувати поздовжньо ємнісну компенсацію або поздовжньо-поперечну компенсацію з керуючими реакторами та поздовжніми ємностями.

У роботі були розглянуті схеми з поздовжньою ємнісною компенсацією, з чотирма пунктами установки конденсаторів (ППК). Спорудження чотирьох пунктів ППК для даної лінії дозволяє форсувати передачу потужності до $1,35P_{\text{нат}}$, кут компенсації $\delta_{\text{л}}=35,5^\circ$. Напруга на всіх ППК приблизно однакова (1,042-1,05) та не перевищує допустиму (Д.4, рис.Д.12-Д.16). Для даної схеми витрата компенсуючих пристроїв складає 3170 Мвар. В режимі холостого ходу та мінімальних навантаженнях напруга на лінії в допустимих межах.

Схема з поздовжньо-поперечною компенсацією забезпечує пропускну здатність на рівні $1,0P_{\text{нат}}$, кут компенсації дорівнює $35,7^\circ$. Пристрої компенсації розміщені в середині лінії. Максимальна напруга на лінії дорівнює $1,048U_{\text{ном}}$,

що менше допустимої (Д.5, рис.Д.17-Д.18). Витрата компенсуючих пристроїв складає $1,07P_{\text{нат}}$. В режимі холостого ходу на відкритому кінці лінії забезпечується напруга в допустимих межах за рахунок зниження напруги на початку лінії трансформаторами на відправній підстанції. Діапазон регулювання сучасних трансформаторів дозволяє це здійснити.

Вище, при розгляді питання компенсації електричної довжини лінії, було виведено поняття лінії від'ємної електричної довжини. При розміщенні компенсуючих пристроїв на низькій стороні передавальної підстанції лінію від'ємної електричної довжини зручно представити ланцюговою схемою, що включає декілька, наприклад, Т-схем. Параметри елементів Т-схеми можна отримати з умови мінімуму витрат потужності КП:

$$X_{k1} = X_{kn} = tg \frac{\delta_k}{2m}$$

$$Y_{k1} = Y_{kn} = sin \frac{\delta_k}{m}$$

В роботі була досліджена схема компенсації з розміщенням компенсуючих пристроїв (X_k , Y_p) на шинах низької напруги передавальної підстанції. Пропускна здібність для даної схеми також дорівнює $1,0P_{\text{нат}}$. Максимальна напруга на лінії має місце на початку та складає $1,045U_{\text{ном}}$ (Д.6, рис.Д.19), кут компенсації дорівнює $\delta_n=34,4^\circ, m=2$.

Проведенні дослідження різних схем компенсації лінії 1100 км дозволяють забезпечити пропускну здатність $(0,6-1,35)P_{\text{нат}}$ та статичну стійкість при куті компенсації $\delta_n=(35-36^\circ)$.

Дослідження режимів ліній електропередачі 1150 кВ, протяжністю 2000 км.

Однорідна лінія 2000 км має хвильову довжину $\lambda=125,3^\circ$, $P_{\text{нат}}=5902$ МВт. При передачі по лінії натуральної потужності $\delta_n=124,87^\circ$ напруга на початку лінії дорівнює $U_{1*}=1,043$ (Д.7, рис.Д.20-Д.21.).

В режимі холостого ходу напруга $U_{1*}=0,58$ і стік реактивної потужності в передавальну систему складає $Q_{1*}=0,471P_{\text{нат}}$. Дана лінія електропередачі непрацездатна з умови забезпечення статичної стійкості та режиму напруги при

холостому ході. Забезпечити працездатність можливо налаштуванням лінії на напівхвилю за допомогою поперечних ємностей. Для забезпечення кращих умов розподілення напруг вздовж лінії та найменших втрат активної потужності в лінії електропередачі доцільно симетричне розташування налаштованих пристроїв на лінії. Було прийнято чотири пункти налаштування ($Y_{H*}=j0,77$). Передавана потужність визначається режимом напруги на лінії і складає $P_{2*}=1,58P_{\text{нат}}$, кут налаштування $\delta_H=189,6^\circ$. В режимі холостого ходу в середині лінії маємо провал напруги, а на початку лінії напруга близька до одиниці ($U_{1*}=0,96$) (Д.8, рис.Д.22.-Д.26).

Дослідження техніко-економічних показників лінії

750 кВ протяжністю 1100 км

Нижче приведена методика та результати розрахунку техніко-економічних показників компенсованої лінії електропередачі 750 кВ протяжністю 1100 км для трьох схем виконання:

- 1) схема з повздовжньою ємнісною компенсацією на лінії, кількість ППК дорівнює чотирьом;
- 2) схема одним поздовжньо-поперечним пунктом компенсації на лінії;
- 3) схема електропередачі з ланцюговою схемою компенсації на НН передавальної підстанції.

Схеми електропередачі приведені в презентаційній частині магістерської роботи, а результати розрахунків режимів – в роздруківках.

Розрахункові витрати з урахуванням збитку визначаються за виразом

$$Z = I_{\Sigma} + p_H \cdot K_{\Sigma} + U$$

де p_H - нормативний коефіцієнт ефективності; K_{Σ} - капітальні витрати на спорудження електропередачі; I_{Σ} - щорічні експлуатаційні витрати; U - народногосподарський збиток від перерв електропостачання.

Капітальні вкладення в електропередачу без урахування фактора часу будівництва визначається наступним виразом:

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЕП} + K_{ПЕР.П/СТ} + K_{ПР.П/СТ} + K_{ПП} + K_{КП}$$

де $K_{ЛЕП} = K_0 \cdot \ell \cdot n$, тут

K_0 - вартість одного кілометра лінії; ℓ - довжина лінії; n - число ланцюгів.

$$K_{П/СТ} = K_T \cdot S_{ТР} + K_B \cdot n + K_{ПЗ} + K_{ДОД}$$

тут: K_T - вартість одного кВА потужності трансформаторів; $S_{ТР}$ - потужність трансформаторів; K_B - вартість комірки вимикача; n - кількість вимикачів на підстанції; $K_{ПЗ}$ - постійні витрати в підстанцію; $K_{ДОД}$ - вартість вироблення додаткової реактивної потужності по кінцях лінії, необхідної по режиму напруги.

$$K_{ПП} = K_B \cdot n + K_{ПЗ}$$

тут: $K_{ПЗ}$ - постійні витрати в перемикаючі пункти; n - число перемикаючих пунктів.

$$K_{КП} = \bar{K}_{КП} \cdot Q_{КП} + K_{ПЗ};$$

тут: $\bar{K}_{КП}$ - вартість одного квар компенсуючих (налаштовуючих) пристроїв; $Q_{КП}$ - потужність компенсуючих (налаштовуючих) пристроїв; $K_{ПЗ}$ - постійні витрати в пункт компенсації (налаштування).

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$I_{\Sigma} = I_{\Sigma ам} + I_{\Sigma м.о} + \Delta E_{\Sigma} \cdot z,$$

де $I_{\Sigma ам} = I_{ам(ЛЕП)} + I_{ам(П/СТ)} + I_{ам(ПП)} + I_{ам(Н.У)}$ - амортизаційні відрахування;

$I_{\Sigma м.о} = I_{м.о.(ЛЕП)} + I_{м.о.(П/СТ)} + I_{м.о.(ПП)} + I_{м.о.(Н.У)}$ - витрати на поточний ремонт і обслуговування; $\Delta E_{\Sigma} \cdot z$ - вартість втраченої електроенергії при втратах потужності ΔP_{Σ} в лінії електропередачі.

Тут: ΔE_{Σ} - річні втрати електроенергії в елементах лінії; z - питомі приведені витрати на компенсацію втрат потужності і електроенергії в електричних мережах, віднесені до одної кВт*год.

Собівартість і розрахункова вартість передачі електроенергії визначаються за такими виразами відповідно

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{P_{\max} \cdot T_{\max}},$$

$$C_{\Pi} = \frac{I_{\Sigma} + p_H \cdot K + Y}{P_{\max} \cdot T_{\max}}$$

На відміну від ліній коротких, втрати потужності в довгих лініях є функцією не тільки другого, але і першого ступеня від передаваної потужності, а також має істотну складову, пов'язану з перетіканнями реактивної потужності всередині лінії в режимах передачі потужності, відмінною від натуральної. У загальному випадку втрати потужності в електропередачі представляються у вигляді

$$\Delta P_{\Sigma} = aU_2^2 + bP_2 + cQ_2 + d \frac{S_2^2}{U_2^2},$$

де: a, b, c, d - коефіцієнти, які залежать від узагальнених параметрів електропередачі і визначаються наступними співвідношеннями:

$$a = \operatorname{Re} A \cdot \operatorname{Re} C + \operatorname{Im} A \cdot \operatorname{Im} C$$

$$b = 2 \cdot (\operatorname{Re} B \cdot \operatorname{Re} C + \operatorname{Im} A \cdot \operatorname{Im} D)$$

$$c = 2 \cdot (\operatorname{Re} C \cdot \operatorname{Im} B - \operatorname{Re} D \cdot \operatorname{Im} A)$$

$$d = \operatorname{Re} B \cdot \operatorname{Re} D + \operatorname{Im} B \cdot \operatorname{Im} D$$

Матриця еквівалентних узагальнених постійних лінії електропередачі обчислюється шляхом множення матриць узагальнених постійних елементів, які вона включає. Втрати енергії розраховуються за такими виразами, виходячи з граничних графіків навантаження лінії:

$$\Delta E_{\max} = aU_2^2 \cdot T + bE_2 + d \frac{E_2^2}{U_2^2 \cdot T_{\max}},$$

$$\Delta E_{\min} = aU_2^2 \cdot T + bE_2 + d \frac{E_2^2}{U_2^2 \cdot T}$$

де E_2 - передана на протязі року енергія споживачеві; a, b, d - наведені вище коефіцієнти.

В таблиці 4.1. приведені техніко-економічні показники лінії електропередачі 750 кВ протяжністю 1100 км з повздовжніми ємностями (варіант

1 та 2) та з компенсуючими пристроями на НН передавальної підстанції (варіант 3).

Таблиця 4.1. Техніко-економічні показники лінії електропередачі 750 кВ 1100 км з повздовжніми ємностями (варіант 1 та 2) та з компенсуючими пристроями на НН передавальної підстанції (варіант 3)

Параметри та показники	Одиниці виміру	Варіанти		
		1	2	3
Довжина лінії	км	1100	1100	1100
Кут компенсації	градуси	35,5	35,7	34,5
Вид передачі		блочна	блочна	блочна
Число КП на лінії	шт	4	1	-
Переріз фази	мм ²	2000	2000	2000
Потужність передаєма корисна	МВт	3284	2370	2370
	МВт	2988	2213	2213
Енергія передаєма корисна	10 ⁹ кВт*год	24,63	17,78	17,78
	10 ⁹ кВт*год	22,41	16,6	16,6
Потужність компенсуючих пристроїв: конденсаторів реакторів	Мвар	3169	1186	1290
	Мвар	-	1182	1250
Втрати потужності енергії	МВт	297	157	157
	10 ⁹ кВт*год	3,45	1,9	1,88
ККД електропередачі: по потужності по енергії	%	90	93,4	93,4
	%	89,5	90	90
Капітальні витрати	млн.грн	20740	17764	17763
Річні експлуатаційні витрати	млн.грн	8789,7	5490,4	5490,4
Питомі капітальні витрати	грн/кВт	6942	8027	7661
Собівартість передачі енергії	коп/кВт*год	39,2	32,8	33
Розрахункова вартість передачі	коп/кВт*год	50,3	45,72	45,3
Питомі витрати компенсуючих пристроїв	квар/кВт	1,432	1,069	1,15

ЗАКЛЮЧЕННЯ

В кваліфікаційній роботі досліджувалися режими та пропускна здатність дальніх ліній електропередачі з різними схемами виконання.

Дана характеристика далекої електропередачі, з одного боку, як елемента електроенергетики, а з іншого боку, як складного об'єкта, що включає до свого складу підстанції, повітряні лінії і пристрої реактивної потужності.

Розглянуто можливості вирішення актуальної проблеми далекого транспорту електроенергії. Дана проблема може бути вирішена за допомогою ЕП надвисокої напруги як постійного, так і змінного струму.

При вирішенні проблеми далекого транспортування електроенергії доцільно з економічних і екологічних міркувань використовувати одноланцюгові електропередачі замість дволанцюгових. У цьому випадку необхідний рівень надійності згідно з критерієм N-1 для електропередач змінного струму може бути забезпечений за рахунок використання ліній з резервної фазою, а також чотирифазної електропередачі в силу того, що переважна число відмов є однофазними.

Головні напрямки технічного прогресу при вирішенні проблеми далекого транспортування електроенергії на постійному струмі пов'язані з: освоєнням наступного класу напруги ± 1000 кВ; вдосконаленням перетворювальних підстанцій з метою істотного зниження їх питомої вартості та підвищення надійності; розробкою чотириполюсних варіантів одноланцюгових ПЛ, більшою мірою задовольняють критерію N-1 і знижують вплив на навколишнє середовище в порівнянні з дволанцюговим варіантом.

Проведено дослідження режимів протяжної електропередачі надвисокої напруги з використанням аналітичних методів і практичних розрахунків на персональному комп'ютері. Зроблено оцінку пропускну спроможність ліній електропередачі з різними схемами виконання.

Виконано розрахунок техніко-економічних показників ліній електропередачі 750 кВ, довжиною 1100 км з різними схемами компенсації.

Електропередача з ланцюговою схемою компенсації на низькій напрузі передавальної підстанції при передачі натуральної потужності має кращі техніко-економічні показники. Так розрахункова вартість передачі становить 45,3 коп/кВт*год, питома витрата компенсуючих пристроїв - 1,15 квар/кВт.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров Г.Н. Воздушные линии электропередачи повышенной натуральной мощности // Электричество, 1981, №7.
2. Лысков Ю.И., Курносков А.И., Тиходеев Н.Н. Компактные линии электропередачи 330 - 750 кВ с опорами “охватывающего “ типа. – Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1984, №4.
3. Самородов Г.И., Красильникова Т.Г., Зильberman С.М., Яценко Р.А. Нетрадиционные электропередачи переменного тока повышенной надежности для передачи электроэнергии на дальние и сверхдальние// Энергетическая политика, 2003, вып.1. С. 39-47.
4. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения // Под ред. Г.Н. Александрова, Л.: Энергоатомиздат, 1993. 560 с.
5. Зильberman С. М., Красильников Е.Н. Комбинированная поперечная компенсация линий сверхвысокого напряжения// Электричество, 2012, №1.
6. Постолатий В.М, Быкова Е.В. Эффективность применения управляемых самокомпенсирующихся высоковольтных линий электропередачи и фазорегулирующих устройств трансформаторного типа. Электричество №2, 2010, с.7 – 13.
7. Самородов Г.И. Четырехфазные электропередачи //Изв. РАН «Энергетика», 1995, № 6.
8. Худяков В.В. Новая роль высоковольтной преобразовательной техники в энергосистемах. - Электричество, 2009, №9.
9. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей /Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012.
10. Зильberman С.М., Самородов Г.И. Оценка эффективности применения полуволновой технологии передачи электроэнергии в Южной Африке // Известия РАН “Энергетика “, 2009, № 4. С. 98 – 106.
11. Зильberman С.М., Самородов Г.И. Сверхдальние электропередачи полуволнового типа.–Новосибирск: Новосиб. гос. акад. вод. трансп., 2010.-327с.

12. Самородов. Г.И., Красильникова Т.Г. Прогрессивные технологии передачи электроэнергии на переменном токе на дальние и сверхдальние расстояния // Энергетическая политика. – 2013. – Вып.5

13. Horowitz S.H., Phadke A.G. and Renz B.A. The Future of Power Transmission//IEEE Power and Energy, 2010, volume 8, № 2.

14. Fisher W., Povh D., Voelzke R. System Interconnection for Asian-Pacific-Region // Irkutsk, September 1998.

15. Алиев И.И., Стребков Д.С. Передача электроэнергии по резонансной однопроводной линии электропередачи. Известия СКГГТА, 2011, №1– с.51-58.

16. M. L. dos Santos, J. A. Jardini; R. P. Casolari; R. L. Vasquez-Arnez; G. Y. Saiki; T. Sousa; G. L. C. Nicola, "Power Transmission Over Long Distances: Economic Comparison Between HVDC and Half-Wavelength Line," IEEE Transactions on Power Delivery, vol.29, no.2, pp.502-509, April 2014.

17. Свірідов А.П., Величко Т.В., Корогвін А.О. Дослідження нормальних режимів компенсуючої лінії електропередачі 750 кВ Донбас - Західна Україна. Загальнодержавний міжвідомчий науково-технічний збірник. Конструювання, виробництво та експлуатація сільськогосподарських машин. - Кіровоград: КНТУ, 2010 р. Вип. 40. Ч.2 – 281 с.

18. Свірідов А.П., Величко Т.В. Дослідження післяаварійних режимів зв'язаного варіанту компенсуючої лінії електропередачі 750 кВ Донбас-Західна Україна. Збірник наукових праць Кіровоградського національного технічного університету / Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація. - Кіровоград: КНТУ, 2011 р. Вип. 24. Ч.2 – 238 с.

19. Свірідов А.П., Величко Т.В. Інноваційні технології в лінії електропередачі. Збірник тез доповідей викладачів, аспірантів та співробітників на XLV науковій конференції Кіровоградського національного технічного університету. Кіровоград, КНТУ, 2014 р. – 119 с.

20. Свірідов А.П., Величко Т.В. Дослідження нормальних і післяаварійних режимів протяжних ліній електропередачі з керованими

пристроями компенсації. Збірник тез доповідей Міжнародної науково-практичної конференції “Проблеми енергоефективності та автоматизації в промисловості та сільському господарстві”. – Кіровоград: КНТУ, 2015. – С.91.

21. Свірідов А.П., Величко Т.В., Архіпенко О.О. Несиметричні режими роботи електропередач надвисокої напруги. Збірник тез доповідей Міжнародної науково-практичної конференції “Проблеми енергоефективності та автоматизації в промисловості та сільському господарстві”. – Кіровоград: КНТУ, 2015. – С.89.

22. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для ВУЗов / Ю.П. Рыжов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.

23. Сулейманов В.Н., Т.Л.Кацадзе. Электрические сети и системы. Учеб. – К.:НТУУ «КПІ», 2007.-504с.

24. Мозырский В.И., Вакуленко С.Е. Воздушные линии электропередачи с резервной фазой. Киев, Логос, 1998 г., - 101 с.

25. Норми і правила з охорони праці при роботі на підстанціях і повітряних лініях електропередач напругою 400, 500 і 750 кВ змінного струму промислової частоти. НПАОП 40.1-3.04-70. ЗАТВЕРДЖЕНО Міністерства СРСР 07.10.1970 р. (Постанова Верховної Ради, ВР України, від 12.09.1991, № 1545-ХІІ “Про порядок тимчасової дії на території України окремих актів законодавства Союзу РСР”)

ДОДАТКИ

Режими однорідної лінії 650 км, 750 кВ

Додаток Д.1

Вихідні дані

$$\begin{aligned}
 r_0 &:= 0.0146 & x_0 &:= 0.267 & L &:= 650 & U_{nom} &:= 750 & I_{max} &:= 0.825 \cdot 4 & I_{max} &= 3.3 \\
 g_0 &:= 2.31 \cdot 10^{-8} & b_0 &:= 4.13 \cdot 10^{-6} & U_1 &:= U_{nom} & U_{max} &:= 1.05 \cdot U_{nom} & U_{max} &= 787.5
 \end{aligned}$$

Розрахунок хвильових параметрів лінії: Z_c, α_0, β_0

$$\begin{aligned}
 \gamma_0 &:= \sqrt{(r_0 + j \cdot x_0) \cdot (g_0 + j \cdot b_0)} & Z_c &:= \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_0 + j \cdot b_0}} & Z_c &= 254.373 - 6.238j \\
 \alpha_0 &:= \text{Im}(\gamma_0) & \beta_0 &:= \text{Re}(\gamma_0) \\
 \alpha_0 \cdot 57.296 &= 0.06 & |\beta_0| &= 3.164 \times 10^{-5} & |Z_c| &= 254.449 & \arg(Z_c) \cdot 57.296 &= -1.405
 \end{aligned}$$

$$\text{Хвильова довжина лінії: } \lambda := \alpha_0 \cdot L \cdot 57.296 \quad \lambda = 39.12 \quad Z := \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \quad Z = 254.262$$

Розрахунок натуральної потужності і натурального струму P_{nat} (МВт), I_{nat} (А)

$$\begin{aligned}
 P_{nat} &:= \frac{U_{nom}^2}{Z} & P_{nat} &= 2212.289 & I_{nat} &:= \frac{P_{nat} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot |Z_c|} & I_{nat} &= 5019.725
 \end{aligned}$$

1. Розрахунок режиму неробочого ходу однорідної лінії

$$U_2 := \frac{U_1}{\cosh(\gamma_0 \cdot L)} \quad U_2 = 966.235 - 16.157j \quad |U_2| = 966.37$$

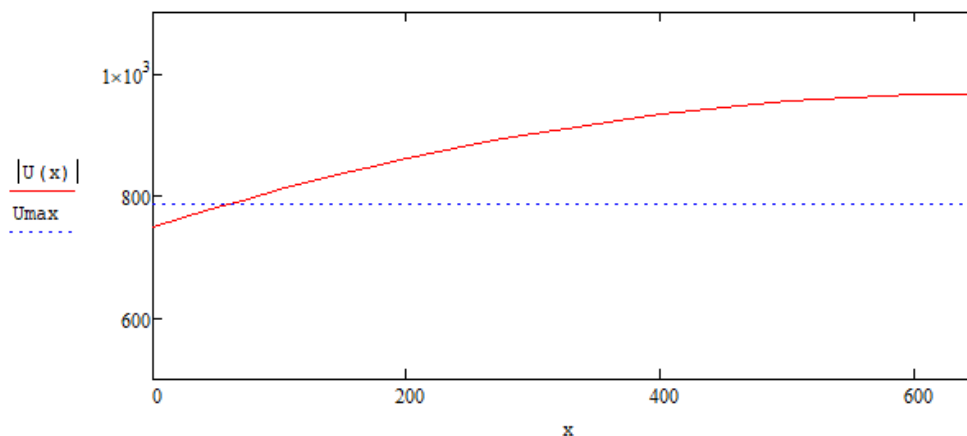
$$I_1 := \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) \quad I_1 = 0.024 + 1.384j \quad |I_1| = 1.384$$

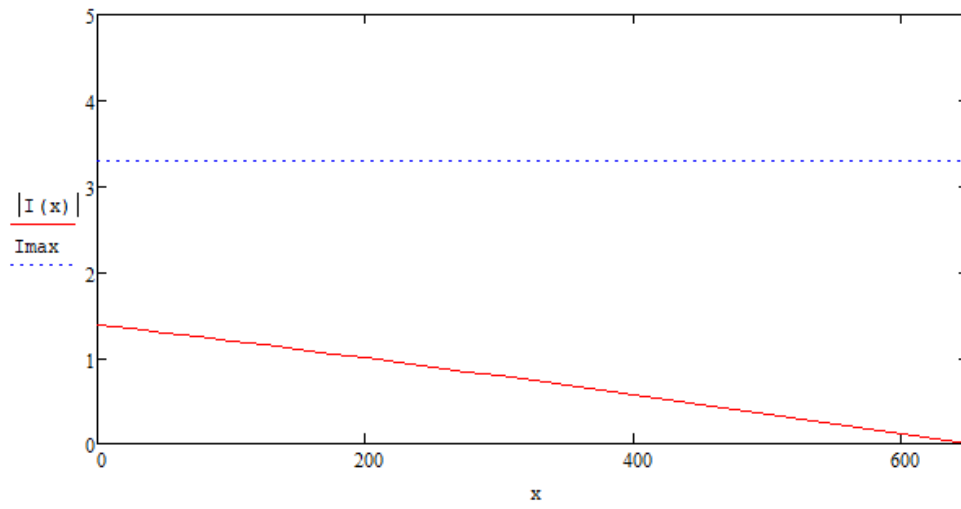
Розподіл напруги, струму і реактивної потужності вздовж лінії

$$x := 0, 25 \dots L$$

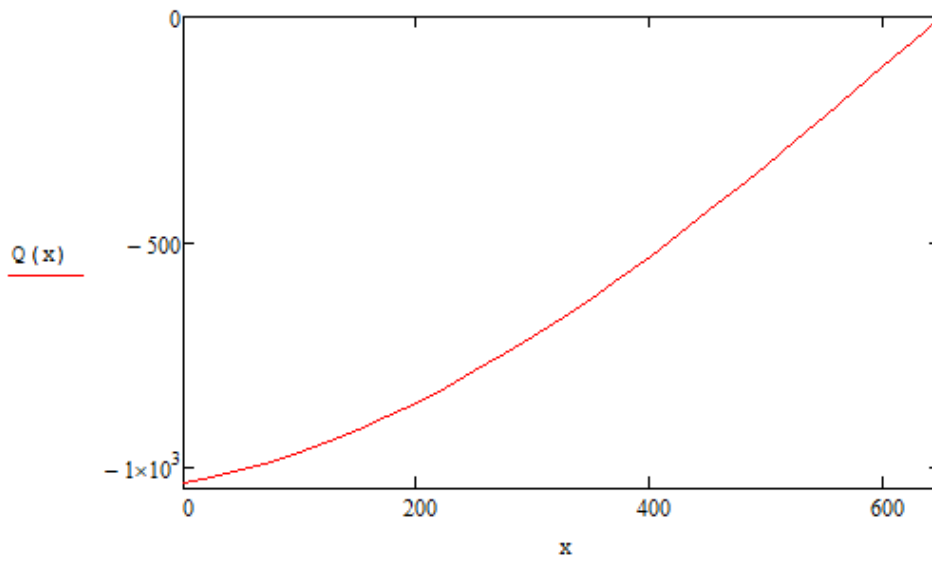
$$U(x) := U_2 \cdot \cosh[\gamma_0 \cdot (L - x)]$$

$$I(x) := \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot Z_c} \cdot \sinh[\gamma_0 \cdot (L - x)]$$

Рис. Д.1. Залежність $U=f(L)$

Рис. Д.2. Залежність $I=f(L)$

$$\underline{\underline{S}}(x) := U(x) \cdot \overline{I(x)} \quad Q(x) := \text{Im}(S(x)) \quad S(0) = 18.147 - 1038.002j \quad Q(0) = -1038.002$$

Рис.Д.3. Залежність $Q=f(L)$

Із отриманих залежностей видно, що напруга вздовж лінії починає перевищувати гранично допустиме значення вже на відстані біля 100 км від початку лінії. Такий режим на практиці неможливий із-за перекриття ізоляції на лінії.

2. Режим неробочого ходу лінії с реактором в кінці. $Q_p=825$ Мвар

$$P_{21} := 0 \quad Q_{21} := 825 \quad S_{21} := P_{21} + j \cdot Q_{21} \quad S_{21} = 825j$$

$$U_{21} := 700 - j \cdot 100 \quad I_{21} := \frac{\overline{S_{21}}}{U_{21}}$$

Given

$$U_1 = U_{21} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) + I_{21} \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L)$$

$$I_{21} = \frac{\overline{S_{21}}}{U_{21}}$$

$$\begin{pmatrix} U_{21} \\ I_{21} \end{pmatrix} := \text{Find}(U_{21}, I_{21}) \quad U_{21} = 734.193 - 0.531j \quad |U_{21}| = 734.193 \text{ КВ}$$

$$\arg(U_{21}) \cdot 57.296 = -0.041 \quad I_{21} = -0.001 - 1.124j \quad |I_{21}| = 1.124$$

3. Режим передачі натуральної потужності

$$P_{2g} := 2212 \quad Q_{2g} := -150 \quad S_{2g} := P_{2g} + j \cdot Q_{2g} \quad S_{2g} = 2212 - 150j$$

$$U_{2g} := 550 - j \cdot 440 \quad I_{2g} := \frac{\overline{S_{2g}}}{U_{2g}}$$

Given

$$U_1 = U_{2g} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) + I_{2g} \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L)$$

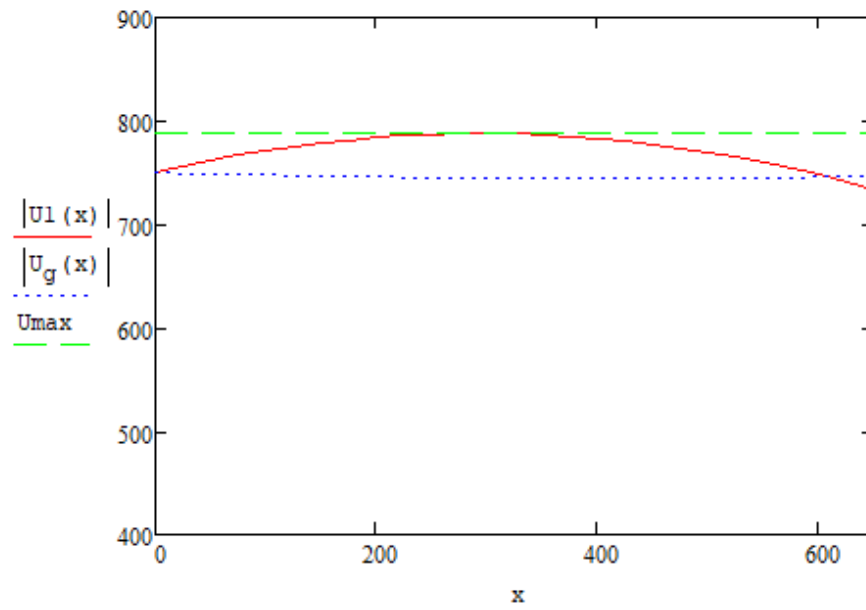
$$I_{2g} = \frac{\overline{S_{2g}}}{U_{2g}}$$

$$\begin{pmatrix} U_{2g} \\ I_{2g} \end{pmatrix} := \text{Find}(U_{2g}, I_{2g}) \quad U_{2g} = 567.613 - 484.393j \quad |U_{2g}| = 746.205$$

$$\arg(U_{2g}) \cdot 57.296 = -40.477 \quad I_{2g} = 2.385 - 1.771j \quad |I_{2g}| = 2.971$$

$$U_1(x) := U_{21} \cdot \cosh[\gamma_0 \cdot (L - x)] + I_{21} \cdot Z_c \cdot \sinh[\gamma_0 \cdot (L - x)] \quad U_1(0) = 750 \quad |U_1(325)| = 787.497$$

$$U_g(x) := U_{2g} \cdot \cosh[\gamma_0 \cdot (L - x)] + I_{2g} \cdot Z_c \cdot \sinh[\gamma_0 \cdot (L - x)] \quad U_g(0) = 750 \quad |U_g(650)| = 746.205$$

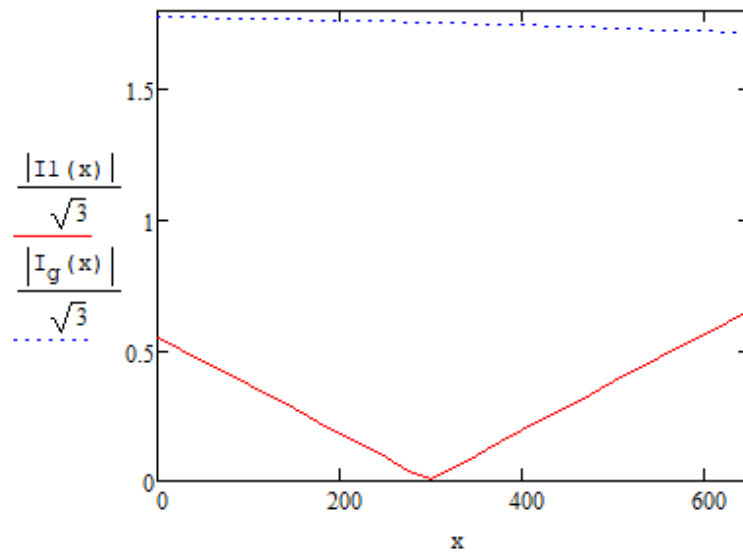
Рис. Д.4. Залежність $U=f(L)$

$$\underline{I_1}(x) := \frac{U_{21}}{Z_C} \cdot \sinh[\gamma_0 \cdot (L - x)] + I_{21} \cdot \cosh[\gamma_0 \cdot (L - x)]$$

$$I_1(650) = -0.001 - 1.124j$$

$$I_g(x) := \frac{U_{2g}}{Z_C} \cdot \sinh[\gamma_0 \cdot (L - x)] + I_{2g} \cdot \cosh[\gamma_0 \cdot (L - x)]$$

$$I_1(0) = 0.017 + 0.95j$$

Рис. Д.5. Залежність $I=f(L)$

$$\begin{aligned}
 S_1(x) &:= U_1(x) \cdot \overline{I_1(x)} & S_1(0) &= 12.49 - 712.145j \\
 P_1(x) &:= \operatorname{Re}(S_1(x)) & Q_1(x) &:= \operatorname{Im}(S_1(x)) & P_1(0) &= 12.49 & Q_1(0) &= -712.145 \text{ Мвар} \\
 & & & & & & Q_1(650) &= 825 \text{ Мвар} \\
 S_g(x) &:= U_g(x) \cdot \overline{I_g(x)} & S_g(0) &= 2307.629 - 47.773j \\
 P_g(x) &:= \operatorname{Re}(S_g(x)) & Q_g(x) &:= \operatorname{Im}(S_g(x)) & P_g(0) &= 2307.629 & Q_g(0) &= -47.773 \text{ Мвар} \\
 & & & & & & Q_g(650) &= -150 \text{ Мвар}
 \end{aligned}$$

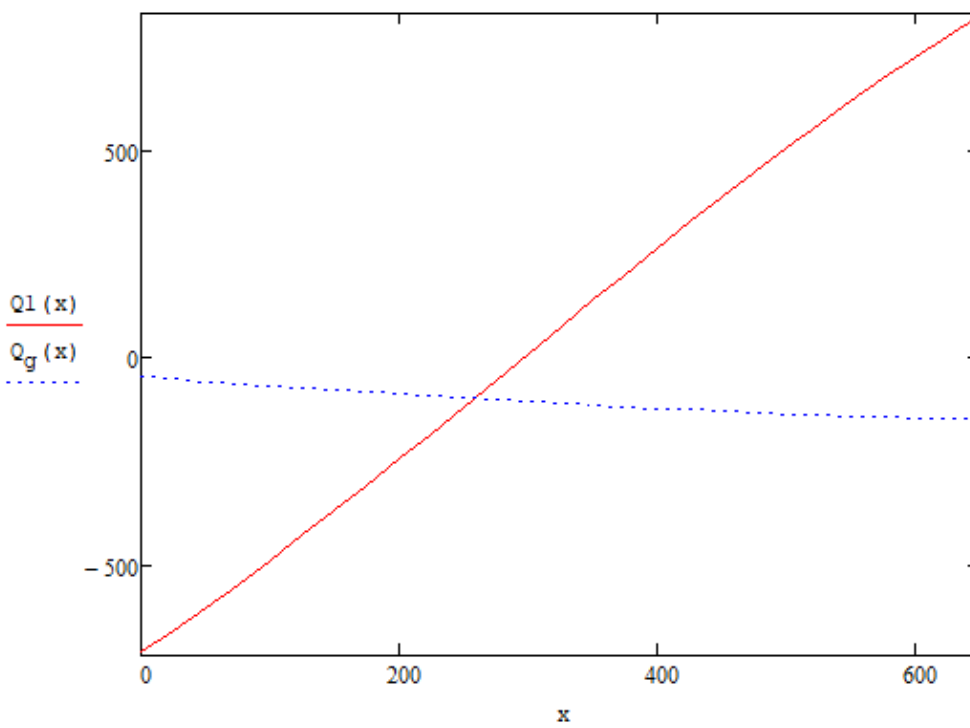


Рис. Д.6. Залежність $Q=f(L)$

Додаток Д.2

Дослідження режимів однорідної лінії 750 кВ, L=1100 км

Вихідні дані

$$\begin{aligned} r_0 &:= 0.0146 & x_0 &:= 0.267 & L &:= 1100 & U_{ном} &:= 750 \\ g_0 &:= 2.31 \cdot 10^{-8} & b_0 &:= 4.13 \cdot 10^{-6} & U_2 &:= 750 \end{aligned}$$

Розрахунок хвильових параметрів лінії: Z_c, α, β

$$\begin{aligned} \gamma_0 &:= \sqrt{(r_0 + j \cdot x_0) \cdot (g_0 + j \cdot b_0)} & Z_c &:= \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_0 + j \cdot b_0}} & Z_c &= 254.373 - 6.238j \\ \alpha_0 &:= \text{Im}(\gamma_0) & \beta_0 &:= \text{Re}(\gamma_0) & & \\ \alpha_0 \cdot 57.296 &= 0.06 & |\beta_0| &= 3.164 \times 10^{-5} & |Z_c| &= 254.449 & \arg(Z_c) \cdot 57.296 &= -1.405 \end{aligned}$$

$$\text{Хвильова довжина лінії: } \lambda := \alpha_0 \cdot L \cdot 57.296 \quad \lambda = 66.203 \quad Z := \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \quad Z = 254.262$$

Розрахунок натуральної потужності і натурального струму $P_{нат}$ (МВт), $I_{нат}$ (А)

$$P_{нат} := \frac{U_{ном}^2}{Z} \quad P_{нат} = 2212.289 \quad I_{нат} := \frac{P_{нат} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad I_{нат} = 1703.021$$

Вибір базисних величин та розрахунок відносних значень U_2, I_2, Z_c

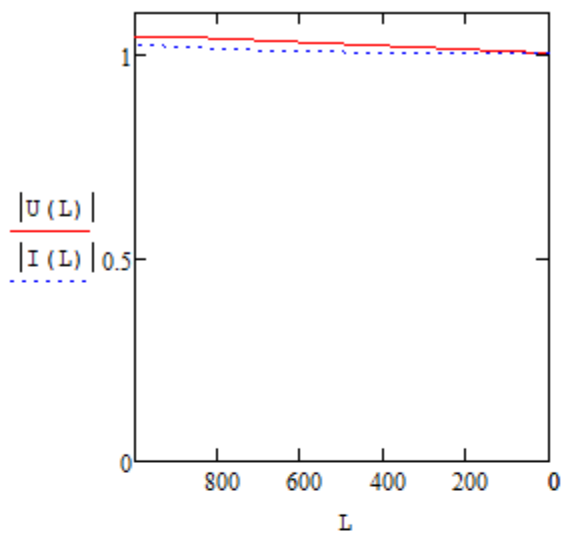
$$\begin{aligned} U_6 &:= U_{ном} & U_6 &= 750 & Z_6 &:= Z & Z_6 &= 254.262 \\ \frac{U_2}{U_6} &= \frac{U_2}{U_6} & \frac{Z_c}{Z} &= \frac{Z_c}{Z} & I_6 &:= \frac{U_6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_6} & I_6 &= 1703.021 \end{aligned}$$

Розрахунок режиму однорідної лінії

$$\begin{aligned} U_2 &= 1 & I_2 &:= 1 & \text{- режим натуральної потужності} & P_2 &:= U_2 \cdot I_2 \\ U_1 &:= U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) & |U_1| &= 1.045 & dU_1 &:= \arg(U_1) \cdot 57.296 \\ & & & & dU_1 &= 65.077 \\ I_1 &:= \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) & I_1 &= 0.395 + 0.947j & |I_1| &= 1.026 \end{aligned}$$

Розподілення напруги, струму, реактивної потужності вздовж лінії

$$\begin{aligned} L &:= 0, 110 \dots 1100 & S_1 &:= \overline{U_1} \cdot I_1 & P_1 &:= \text{Re}(S_1) & P_1 &= 1.071 \\ U(L) &:= U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) & \Delta P &:= (P_1 - P_2) \cdot P_{нат} & \Delta P &= 157.222 \\ I(L) &:= \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) \end{aligned}$$

Рис. Д.7. Залежність $U=f(L)$, $I=f(L)$

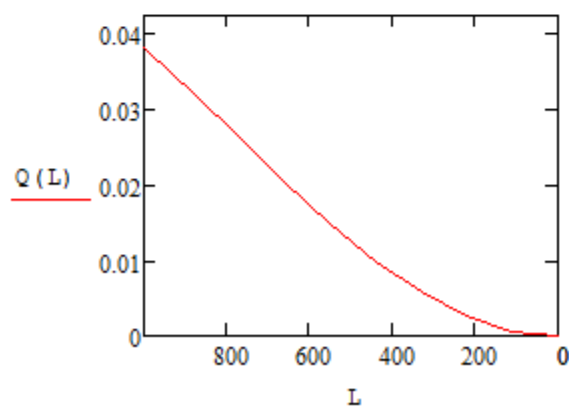
L =	$ U(L) $	$ I(L) $
0	1	1
110	1.006	1.001
220	1.012	1.002
330	1.018	1.003
440	1.024	1.004
550	1.029	1.006
660	1.033	1.009
770	1.037	1.012
880	1.04	1.016
990	1.043	1.021
1100	1.045	1.026

$$U_2 := 1$$

$$U(L) := U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L)$$

$$I(L) := \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L)$$

$$S(L) := I(L) \cdot \overline{U(L)} \quad Q(L) := \text{Im}(S(L))$$

Рис. Д.8. Залежність $Q=f(L)$

L =	$Q(L)$
0	0
110	0.001
220	0.003
330	0.006
440	0.01
550	0.015
660	0.02
770	0.026
880	0.032
990	0.037
1100	0.042

Додаток Д.3

Дослідження режимів лінії 1100 км с шунтувальними реакторами, Nr=3

Вихідні дані

$$\begin{aligned}
 r_0 &:= 0.0146 & x_0 &:= 0.267 & L &:= 1100 & U_{ном} &:= 750 \\
 g_0 &:= 2.95 \cdot 10^{-8} & b_0 &:= 4.133 \cdot 10^{-6} & & & U_2 &:= 750 \\
 L_1 &:= 275 & L_2 &:= 550 & L_3 &:= 275 & &
 \end{aligned}$$

Розрахунок хвильових параметрів лінії: Z_c, α_0, β_0

$$\begin{aligned}
 \gamma_0 &:= \sqrt{(r_0 + j \cdot x_0) \cdot (g_0 + j \cdot b_0)} & Z_c &:= \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_0 + j \cdot b_0}} & Z_c &= 254.284 - 6.039j \\
 \alpha_0 &:= \text{Im}(\gamma_0) & \beta_0 &:= \text{Re}(\gamma_0) & & \\
 \alpha_0 \cdot 57.296 &= 0.06 & |\beta_0| &= 3.246 \times 10^{-5} & |Z_c| &= 254.356 & \arg(Z_c) \cdot 57.296 &= -1.36
 \end{aligned}$$

$$\text{Хвильова довжина лінії: } \lambda := \alpha_0 \cdot L \cdot 57.296 \quad \lambda = 66.226 \quad Z := \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \quad Z = 254.169$$

Розрахунок натуральної потужності і натурального струму

$$\begin{aligned}
 P_{нат} &:= \frac{U_{ном}^2}{Z} & P_{нат} &= 2213.093 & I_{нат} &:= \frac{P_{нат} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot |U_{ном}|} & I_{нат} &= 1703.64
 \end{aligned}$$

Вибір базисних величин і розрахунок відносних значень U_2, I_2, Z_c

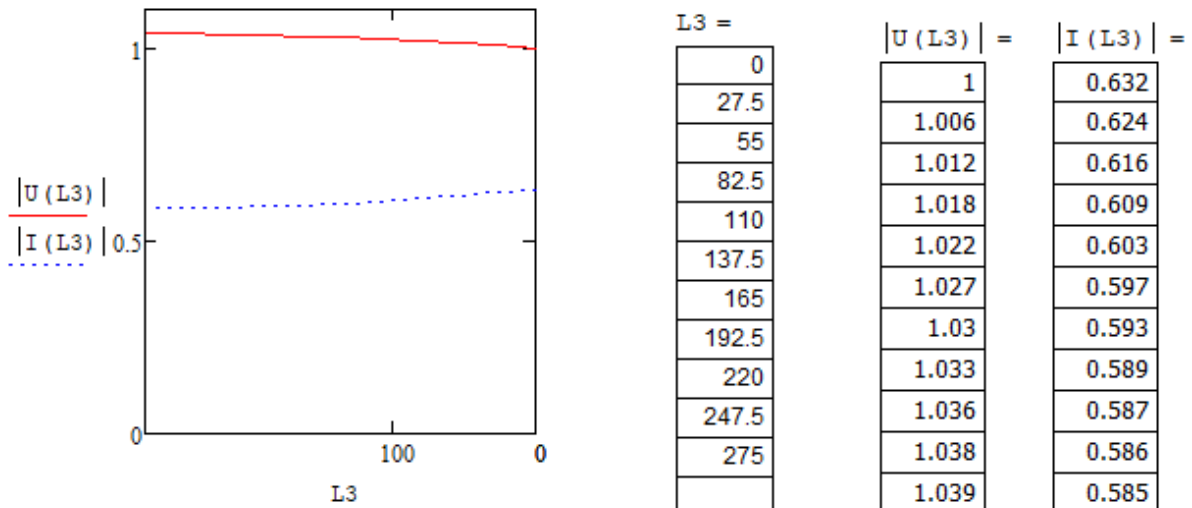
$$\begin{aligned}
 U_6 &:= U_{ном} & U_6 &= 750 & Z_6 &:= Z & Z_6 &= 254.169 & I_6 &:= \frac{U_6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_6} = 1703.64
 \end{aligned}$$

Дослідження режиму лінії, $P_2=0.6$

$$\begin{aligned}
 \frac{U_2}{U_6} &= \frac{U_2}{750} & \frac{Z_c}{Z} &= \frac{Z_c}{254.169} & U_2 &= 1 & Y_{p3} &:= -j \cdot 0.1 & I_2 &:= 0.6 - j \cdot 0.2 & Q_{k3} &:= U_2^2 \cdot |Y_{p3}| = 0.1
 \end{aligned}$$

Розрахунок напруги і струму на початку 3-ї ділянки. $Q_{p3}=0.2$

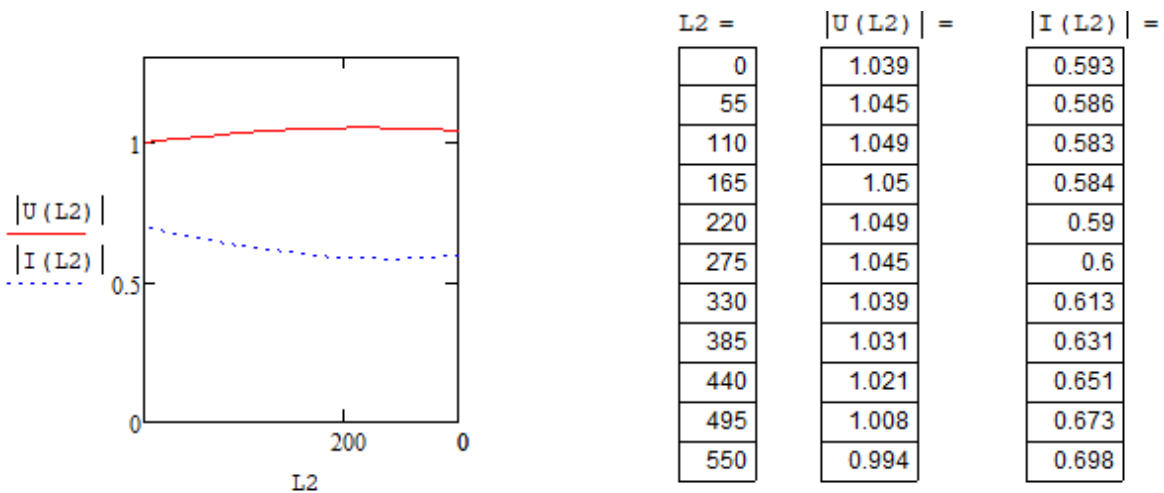
$$\begin{aligned}
 \alpha_0 &:= \sqrt{x_0 \cdot b_0} & \alpha_1 &:= \alpha_0 \cdot L_3 \cdot 57.296 & \alpha_1 &= 16.552 & \alpha_0 &= 1.05 \times 10^{-3} \\
 U_H &:= U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_3) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_3) & |U_H| &= 1.039 & dU_H &:= \arg(U_H) \cdot 57.296 \\
 I_H &:= \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_3) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_3) & I_H &= 0.577 + 0.095j & |I_H| &= 0.585 \\
 L_3 &:= 0, 27.5 \dots 275 \\
 U(L_3) &:= U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_3) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_3) \\
 I(L_3) &:= \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_3) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_3)
 \end{aligned}$$

Рис. Д.9. Залежність $U=f(L)$, $I=f(L)$ Параметри і режим ПП 2, $Yp2=j0,1$

$$\begin{aligned}
 Y_k &:= -j \cdot 0.09 & A_k &:= 1 & B_k &:= 0 & D_k &:= 1 & C_k &:= Y_k \\
 U_k &:= A_k \cdot U_H + B_k \cdot I_H & U_k &= 1.025 + 0.17j & |U_k| &= 1.039 \\
 I_k &:= C_k \cdot U_H + D_k \cdot I_H & I_k &= 0.593 + 2.467j \times 10^{-3} & |I_k| &= 0.593 \\
 \delta U_k &:= \arg(U_k) - 57.296 & \delta U_k &= 9.442 & Q_{k2} &:= (|U_k|)^2 \cdot |Y_k| = 0.097
 \end{aligned}$$

Розрахунок напруги і струму на початку 2-ї ділянки

$$\begin{aligned}
 \alpha_0 &:= \sqrt{x_0 \cdot b_0} & \alpha_2 &:= \alpha_0 \cdot L_2 - 57.296 & \alpha_2 &= 33.104 & \alpha_0 &= 1.05 \times 10^{-3} \\
 U_H &:= U_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2) + I_k \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) & |U_H| &= 0.994 & \delta U_H &:= \arg(U_H) - 57.296 \\
 I_H &:= \frac{U_k}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) + I_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2) & |I_H| &= 0.698 & U_H &= 0.872 + 0.477j \\
 L_2 &:= 0, 55 \dots 550 \\
 U(L_2) &:= U_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2) + I_k \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) \\
 I(L_2) &:= \frac{U_k}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) + I_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2)
 \end{aligned}$$

Рис. Д.10. Залежність $U=f(L)$, $I=f(L)$

Параметри і режим ПП1, $Y_{p1}=j0,2$

$$\begin{aligned}
 \underline{Y_k} &:= -j \cdot 0.2 & \underline{A_k} &:= 1 & \underline{B_k} &:= 0 & \underline{D_k} &:= 1 & \underline{C_k} &:= \underline{Y_k} \\
 \underline{U_k} &:= \underline{A_k} \cdot \underline{U_H} + \underline{B_k} \cdot \underline{I_H} & \underline{U_k} &= 0.872 + 0.477j & |\underline{U_k}| &= 0.994 \\
 \underline{I_k} &:= \underline{C_k} \cdot \underline{U_H} + \underline{D_k} \cdot \underline{I_H} & \underline{I_k} &= 0.501 + 0.393j & |\underline{I_k}| &= 0.637 \\
 \delta \underline{U_k} &:= \arg(\underline{U_k}) \cdot 57.296 & \delta \underline{U_k} &= 28.661 & Q_{k1} &:= (|\underline{U_k}|)^2 \cdot |\underline{Y_k}| = 0.198
 \end{aligned}$$

Розрахунок напруги і струму на початку 1-ї ділянки

$$\begin{aligned}
 \alpha_3 &:= \alpha_0 \cdot L1 \cdot 57.296 & \alpha_3 &= 16.552 & \alpha_0 &= 1.05 \times 10^{-3} \\
 \underline{U_H} &:= \underline{U_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L1) + \underline{I_k} \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L1) & |\underline{U_H}| &= 0.95 & \delta \underline{U_H} &:= \arg(\underline{U_H}) \cdot 57.296 \\
 \underline{I_H} &:= \frac{\underline{U_k}}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L1) + \underline{I_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L1) & |\underline{I_H}| &= 0.716 & \delta \underline{U_H} &= 39.772 \\
 L1 &:= 0, 27.5 \dots 275 \\
 \underline{U}(L1) &:= \underline{U_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L1) + \underline{I_k} \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L1) \\
 \underline{I}(L1) &:= \frac{\underline{U_k}}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L1) + \underline{I_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L1)
 \end{aligned}$$

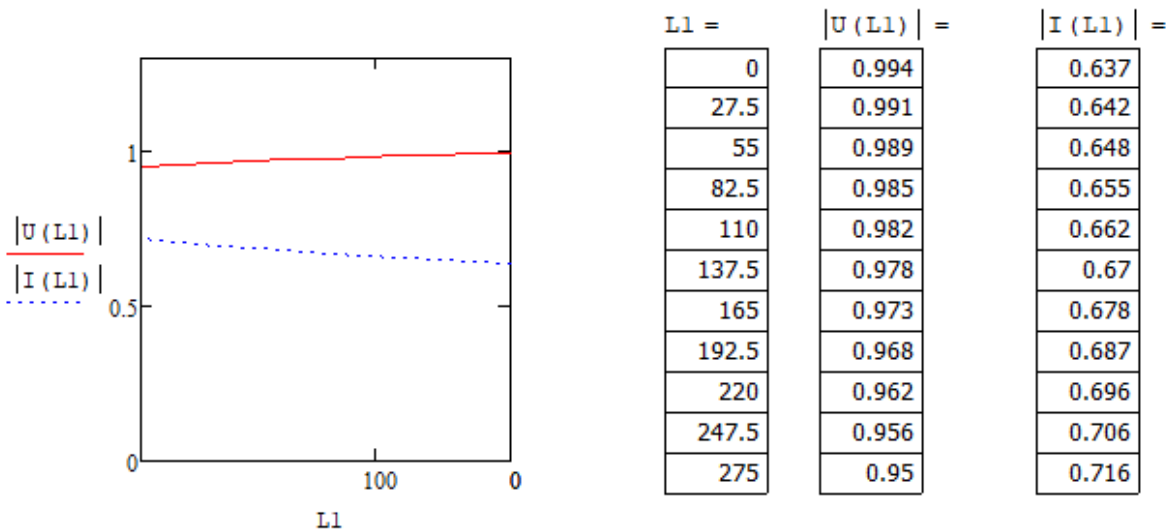


Рис. Д.11. Залежність $U=f(L)$, $I=f(L)$

Потужності шунтувальних реaktorів : Q_k

$$Q_k := Q_{k1} + Q_{k2} + Q_{k3} \quad Q_k = 0.395$$

$$\underline{Q_k} := Q_k \cdot P_{нат} \quad \underline{Q_k} = 873.392 \quad \text{Мвар}$$

Додаток Д.4

Дослідження режимів компенсованої лінії L=1100 км, 750 кВ, Nупк=4

Вихідні дані

$$\begin{array}{llllll}
 r_0 := 0.0146 & x_0 := 0.267 & L := 1100 & U_{ном} := 750 & \text{кВ} & \\
 g_0 := 2.31 \cdot 10^{-8} & b_0 := 4.133 \cdot 10^{-6} & & U_2 := 750 & & \\
 L1 := 137.5 & L2 := 275 & L3 := 275 & L4 := 275 & L5 := 137.5 & \text{км}
 \end{array}$$

Розрахунок хвильових параметрів лінії: Z_c, α_0, β_0

$$\begin{aligned}
 \gamma_0 &:= \sqrt{(r_0 + j \cdot x_0) \cdot (g_0 + j \cdot b_0)} & Z_c &:= \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_0 + j \cdot b_0}} & Z_c &= 254.281 - 6.236j & \text{Ом} \\
 \alpha_0 &:= \text{Im}(\gamma_0) & \beta_0 &:= \text{Re}(\gamma_0) & & & \\
 \alpha_0 \cdot 57.296 &= 0.06 & |\beta_0| &= 3.165 \times 10^{-5} & |Z_c| &= 254.357 &
 \end{aligned}$$

$$\text{Хвильова довжина лінії: } \lambda := \alpha_0 \cdot L \cdot 57.296 \quad \lambda = 66.227 \quad Z := \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \quad Z = 254.169 \quad \text{Ом}$$

Розрахунок натуральної потужності і натурального струму:

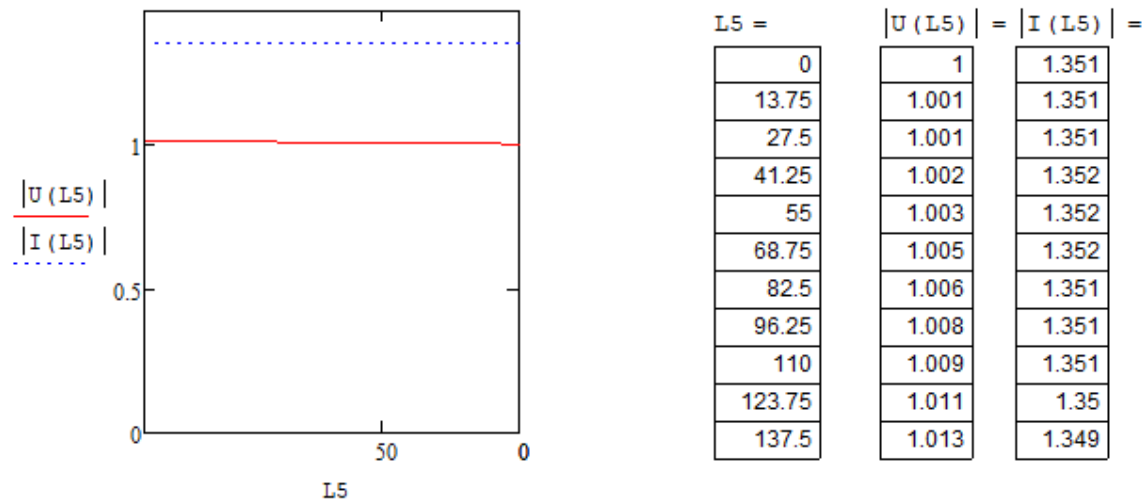
$$P_{нат} := \frac{U_{ном}^2}{Z} \quad P_{нат} = 2213.093 \quad \text{МВт} \quad I_{нат} := \frac{P_{нат} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot |U_{ном}|} \quad I_{нат} = 1703.64 \quad \text{А}$$

Вибір базисних величин і розрахунок відносних значень:

$$\begin{aligned}
 U_6 &:= U_{ном} & U_6 &= 750 & Z_6 &:= Z & Z_6 &= 254.169 & I_6 &:= \frac{U_6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_6} \\
 I_6 &= 1.704 \times 10^3 & \frac{U_2}{U_6} &:= \frac{U_2}{U_6} & \frac{Z_c}{Z} &:= \frac{Z_c}{Z} & U_2 &= 1 & I_2 &:= 1.35 + j \cdot 0.04
 \end{aligned}$$

Розрахунок напруги і струму на початку 5-ї ділянки:

$$\begin{aligned}
 \alpha_0 &:= \sqrt{x_0 \cdot b_0} & \alpha_1 &:= \alpha_0 \cdot L5 \cdot 57.296 & \alpha_1 &= 8.276 & \alpha_0 &= 1.05 \times 10^{-3} \\
 U_H &:= U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L5) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L5) & |U_H| &= 1.013 & dU_H &:= \arg(U_H) \cdot 57.296 & dU_H &= 11.109 \\
 I_H &:= \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L5) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L5) & |I_H| &= 1.349 & & & & \\
 L5 &:= 0, 13.75 \dots 137.5 & & & & & & \\
 U(L5) &:= U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L5) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L5) & & & & & & \\
 I(L5) &:= \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L5) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L5) & & & & & &
 \end{aligned}$$

Рис. Д. 12. Залежність $U=f(L)$, $I=f(L)$

Параметри і режим ППК 4

$$X_k := -j \cdot 0.18 \quad A_k := 1 \quad B_k := X_k \quad D_k := 1 \quad C_k := 0$$

$$U_k := A_k \cdot U_H + B_k \cdot I_H \quad U_k = 1.028 - 0.045j \quad |U_k| = 1.029$$

$$I_k := C_k \cdot U_H + D_k \cdot I_H \quad I_k = 1.337 + 0.184j \quad |I_k| = 1.349$$

$$\delta U_k := \arg(U_k) \cdot 57.296 \quad \delta U_k = -2.527 \quad Q_{k4} := (|I_k|)^2 \cdot |X_k|$$

Розрахунок напруги і струму на початку 4-ї ділянки:

$$\alpha_0 := \sqrt{x_0 \cdot b_0} \quad \alpha_2 := \alpha_0 \cdot L_4 \cdot 57.296 \quad \alpha_2 = 16.552 \quad \alpha_0 = 1.05 \times 10^{-3}$$

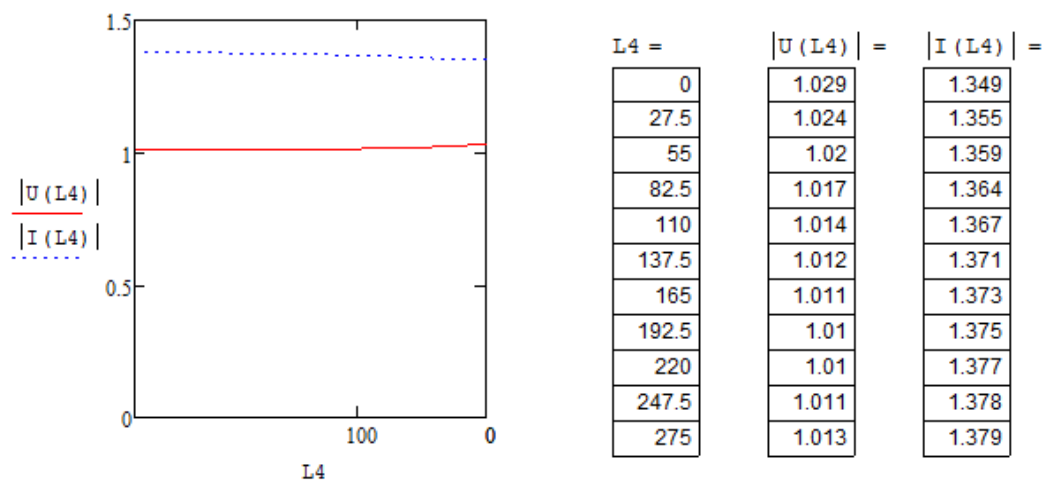
$$U_H := U_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_4) + I_k \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_4) \quad |U_H| = 1.013 \quad \delta U_H := \arg(U_H) \cdot 57.296$$

$$I_H := \frac{U_k}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_4) + I_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_4) \quad |I_H| = 1.379 \quad \delta I_H = 11.109$$

$$L_4 := 0, 27.5 \dots 275$$

$$U(L_4) := U_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_4) + I_k \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_4)$$

$$I(L_4) := \frac{U_k}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_4) + I_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_4)$$

Рис.Д.13. Залежність $U=f(L)$, $I=f(L)$.

Параметри і режим ППКЗ

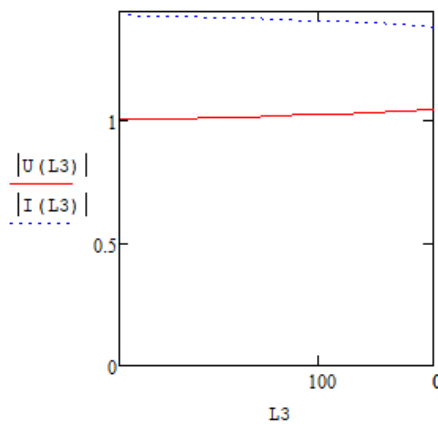
$$\begin{aligned}
 \underline{X_k} &:= -j \cdot 0.18 & \underline{A_k} &:= 1 & \underline{B_k} &:= X_k & \underline{D_k} &:= 1 & \underline{C_k} &:= 0 \\
 \underline{U_k} &:= \underline{A_k} \cdot \underline{U_H} + \underline{B_k} \cdot \underline{I_H} & \underline{U_k} &= 1.038 + 0.11j & |\underline{U_k}| &= 1.044 \\
 \underline{I_k} &:= \underline{C_k} \cdot \underline{U_H} + \underline{D_k} \cdot \underline{I_H} & \underline{I_k} &= 1.295 + 0.473j & |\underline{I_k}| &= 1.379 & Q_{k3} &:= (|\underline{I_k}|)^2 \cdot |\underline{X_k}| \\
 \delta \underline{U_k} &:= \arg(\underline{U_k}) - 57.296 & \delta \underline{U_k} &= 6.026 & \underline{U_k} &= 1.038 + 0.11j
 \end{aligned}$$

Розрахунок напруги і струму на початку 3-ї ділянки

$$\begin{aligned}
 \alpha_3 &:= \alpha_0 \cdot L_3 \cdot 57.296 & \alpha_3 &= 16.552 & \alpha_0 &= 1.05 \times 10^{-3} \\
 \underline{U_H} &:= \underline{U_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_3) + \underline{I_k} \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_3) & |\underline{U_H}| &= 1.004 & \delta \underline{U_H} &:= \arg(\underline{U_H}) - 57.296 \\
 \underline{I_H} &:= \frac{\underline{U_k}}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_3) + \underline{I_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_3) & |\underline{I_H}| &= 1.425 & \delta \underline{U_H} &= 28.801 \\
 L_3 &:= 0, 27.5 \dots 275
 \end{aligned}$$

$$\underline{U}(L_3) := \underline{U_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_3) + \underline{I_k} \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_3)$$

$$\underline{I}(L_3) := \frac{\underline{U_k}}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_3) + \underline{I_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_3)$$



$L_3 =$	$ \underline{U}(L_3) =$	$ \underline{I}(L_3) =$
0	1.044	1.379
27.5	1.037	1.386
55	1.03	1.393
82.5	1.024	1.399
110	1.019	1.404
137.5	1.015	1.409
165	1.011	1.414
192.5	1.008	1.417
220	1.006	1.421
247.5	1.005	1.423
275	1.004	1.425

Рис.Д.14. Залежність $U = f(L)$, $I = f(L)$.

Параметри і режим ППК 2

$$\begin{aligned}
 \underline{X_k} &:= -j \cdot 0.18 & \underline{A_k} &:= 1 & \underline{B_k} &:= X_k & \underline{D_k} &:= 1 & \underline{C_k} &:= 0 \\
 \underline{U_k} &:= \underline{A_k} \cdot \underline{U_H} + \underline{B_k} \cdot \underline{I_H} & \underline{U_k} &= 1.016 + 0.266j & |\underline{U_k}| &= 1.05 \\
 \underline{I_k} &:= \underline{C_k} \cdot \underline{U_H} + \underline{D_k} \cdot \underline{I_H} & \underline{I_k} &= 1.211 + 0.752j & |\underline{I_k}| &= 1.425 \\
 \delta \underline{U_k} &:= \arg(\underline{U_k}) - 57.296 & \delta \underline{U_k} &= 14.677 & Q_{k2} &:= (|\underline{I_k}|)^2 \cdot |\underline{X_k}|
 \end{aligned}$$

Розрахунок напруги і струму на початку 2-ї ділянки:

$$\alpha_0 := \sqrt{x_0 \cdot b_0} \quad \alpha_2 := \alpha_0 \cdot L_2 \cdot 57.296 \quad \alpha_2 = 16.552 \quad \alpha_0 = 1.05 \times 10^{-3}$$

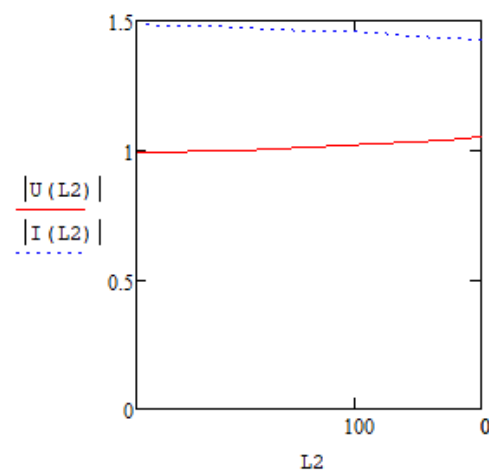
$$U_H := U_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2) + I_k \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) \quad |U_H| = 0.99 \quad dU_H := \arg(U_H) \cdot 57.296$$

$$I_H := \frac{U_k}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) + I_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2) \quad |I_H| = 1.484 \quad dU_H = 38.31$$

$$L_2 := 0, 27.5 \dots 275$$

$$U(L_2) := U_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2) + I_k \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2)$$

$$I(L_2) := \frac{U_k}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) + I_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2)$$

Рис.Д.15. Залежність $U = f(L)$, $I = f(L)$.

$L_2 =$	$ U(L_2) =$	$ I(L_2) =$
0	1.05	1.425
27.5	1.04	1.434
55	1.031	1.442
82.5	1.023	1.45
110	1.015	1.457
137.5	1.009	1.463
165	1.003	1.469
192.5	0.999	1.474
220	0.995	1.478
247.5	0.992	1.481
275	0.99	1.484

Параметри і режим ПШК 1

$$X_k := -j \cdot 0.18 \quad A_k := 1 \quad B_k := X_k \quad D_k := 1 \quad C_k := 0$$

$$U_k := A_k \cdot U_H + B_k \cdot I_H \quad U_k = 0.96 + 0.419j \quad |U_k| = 1.047$$

$$I_k := C_k \cdot U_H + D_k \cdot I_H \quad I_k = 1.084 + 1.014j \quad |I_k| = 1.484$$

$$\delta U_k := \arg(U_k) \cdot 57.296 \quad \delta U_k = 23.577 \quad Q_{k1} := (|I_k|)^2 \cdot |X_k|$$

Розрахунок напруги і струму на початку 1-ї ділянки:

$$\alpha_3 := \alpha_0 \cdot L_1 \cdot 57.296 \quad \alpha_3 = 8.276 \quad \alpha_0 = 1.05 \times 10^{-3} \quad L_1 = 137.5$$

$$U_H := U_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_1) + I_k \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_1) \quad |U_H| = 0.997 \quad dU_H := \arg(U_H) \cdot 57.296$$

$$I_H := \frac{U_k}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_1) + I_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_1) \quad |I_H| = 1.527 \quad dU_H = 35.495$$

$$L_1 := 0, 13.75 \dots 137.5$$

$$U(L_1) := U_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_1) + I_k \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_1)$$

$$I(L_1) := \frac{U_k}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_1) + I_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_1)$$

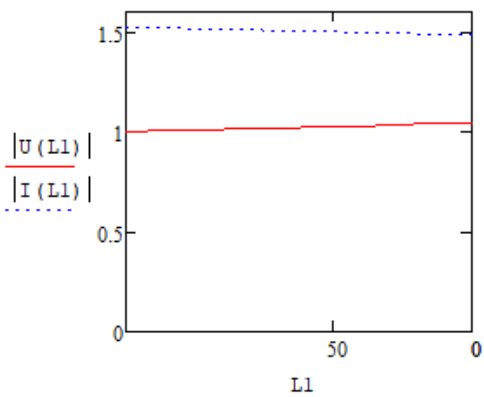


Рис. Д.16. Залежність $U = f(L)$, $I = f(L)$.

L1 =	U (L1) =	I (L1) =
0	1.047	1.484
13.75	1.041	1.489
27.5	1.035	1.494
41.25	1.03	1.499
55	1.024	1.503
68.75	1.019	1.508
82.5	1.014	1.512
96.25	1.01	1.516
110	1.005	1.52
123.75	1.001	1.523
137.5	0.997	1.527

$Q_k := Q_{k1} + Q_{k2} + Q_{k3} + Q_{k4}$ $Q_k = 1.432$

$Q_k := Q_k \cdot R_{nat}$ $Q_k = 3169.35$ Мвар

Додаток Д.5

**Дослідження режимів компенсованої лінії 750 кВ, L=1100 км
(поздовжньо-поперечна компенсація)**

Вихідні дані

$$\begin{array}{llll} r_0 := 0.0146 & x_0 := 0.267 & \underline{\underline{L}} := 1100 & U_{ном} := 750 \\ g_0 := 2.31 \cdot 10^{-8} & b_0 := 4.133 \cdot 10^{-6} & & U_2 := 750 \\ L_1 := 550 & L_2 := 550 & & \end{array}$$

Розрахунок хвильових параметрів лінії: Z_c, α_0, β_0

$$\begin{array}{llll} \gamma_0 := \sqrt{(r_0 + j \cdot x_0) \cdot (g_0 + j \cdot b_0)} & Z_c := \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_0 + j \cdot b_0}} & Z_c = 254.281 - 6.236j \\ \alpha_0 := \text{Im}(\gamma_0) & \beta_0 := \text{Re}(\gamma_0) & & \\ \alpha_0 \cdot 57.296 = 0.06 & |\beta_0| = 3.165 \times 10^{-5} & |Z_c| = 254.357 & \arg(Z_c) \cdot 57.296 = -1.405 \end{array}$$

Хвильова довжина лінії : $\lambda := \alpha_0 \cdot L \cdot 57.296 \quad \lambda = 66.227 \quad z := \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \quad z = 254.169$

Розрахунок натуральної потужності і натурального струму

$$P_{нат} := \frac{U_{ном}^2}{Z} \quad P_{нат} = 2213.093 \quad I_{нат} := \frac{P_{нат} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot |U_{ном}|} \quad I_{нат} = 1703.64$$

Вибір базисних величин і розрахунок відносних значень U_2, I_2, Z_c

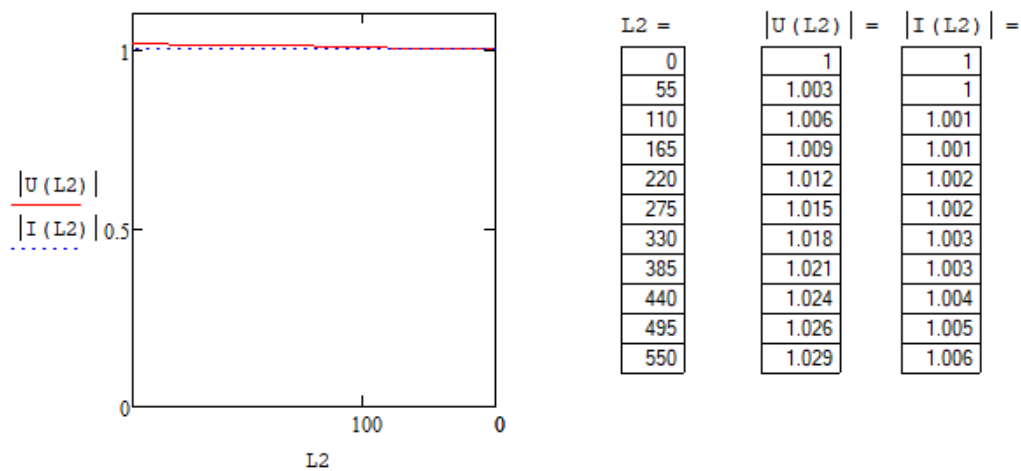
$$U_6 := U_{ном} \quad U_6 = 750 \quad Z_6 := Z \quad Z_6 = 254.169 \quad I_6 := \frac{U_6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_6}$$

Режим натуральної потужності

$$I_6 = 1703.64 \quad \underline{\underline{U_2}} := \frac{U_2}{U_6} \quad \underline{\underline{Z_c}} := \frac{Z_c}{Z} \quad \underline{\underline{U_2}} := 1 \quad I_2 := 1.0$$

Розрахунок напруги і струму на початку 2-ї ділянки

$$\begin{array}{llll} \underline{\underline{\alpha_0}} := \sqrt{x_0 \cdot b_0} & \alpha_1 := \alpha_0 \cdot L_2 \cdot 57.296 & \alpha_1 = 33.104 & \alpha_0 = 1.05 \times 10^{-3} \\ U_H := U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) & |U_H| = 1.029 & dU_H := \arg(U_H) \cdot 57.296 & dU_H = 32.7 \\ I_H := \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2) & I_H = 0.839 + 0.556j & |I_H| = 1.006 & \\ L_2 := 0,55 \dots 550 & & & \\ U(L_2) := U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) & & & \\ I(L_2) := \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2) & & & \end{array}$$

Рис.Д.17. Залежність $U=f(L)$, $I=f(L)$

Параметри і режим УПК

Поперечний реактор 2 с проводимостью $Y_k = -j0.25$

$$\begin{aligned}
 Y_k &:= -j \cdot 0.25 & A_k &:= 1 & B_k &:= 0 & D_k &:= 1 & C_k &:= Y_k \\
 U_2 &:= A_k \cdot U_H + B_k \cdot I_H & U_2 &= 0.866 + 0.556j & |U_2| &= 1.029 \\
 I_2 &:= C_k \cdot U_H + D_k \cdot I_H & I_2 &= 0.978 + 0.339j & |I_2| &= 1.035 \\
 \delta U_2 &:= \arg(U_2) \cdot 57.296 & \delta U_2 &= 32.7 & Q_{k1} &:= (|U_H|)^2 \cdot |Y_k| & Q_{k1} &= 0.265
 \end{aligned}$$

Продольная емкость с сопротивлением $X_k = -j0.5$

$$\begin{aligned}
 X_k &:= -j \cdot 0.5 & A_k &:= 1 & B_k &:= X_k & D_k &:= 1 & C_k &:= 0 \\
 U_3 &:= A_k \cdot U_2 + B_k \cdot I_2 & U_3 &= 1.035 + 0.067j & |U_3| &= 1.037 \\
 I_3 &:= C_k \cdot U_2 + D_k \cdot I_2 & I_3 &= 0.978 + 0.339j & |I_3| &= 1.035 \\
 \delta U_3 &:= \arg(U_3) \cdot 57.296 & \delta U_3 &= 3.695 & Q_{k2} &:= (|I_2|)^2 \cdot |X_k| & Q_{k2} &= 0.536
 \end{aligned}$$

Поперечный реактор 1 с проводимостью $Y_k = -j0.25$

$$\begin{aligned}
 Y_k &:= -j \cdot 0.25 & A_k &:= 1 & B_k &:= 0 & D_k &:= 1 & C_k &:= Y_k \\
 U_4 &:= A_k \cdot U_3 + B_k \cdot I_3 & U_4 &= 1.035 + 0.067j & |U_4| &= 1.037 \\
 I_4 &:= C_k \cdot U_3 + D_k \cdot I_3 & I_4 &= 0.995 + 0.08j & |I_4| &= 0.998 \\
 \delta U_4 &:= \arg(U_4) \cdot 57.296 & \delta U_4 &= 3.695 & Q_{k3} &:= (|U_4|)^2 \cdot |Y_k| & Q_{k3} &= 0.269
 \end{aligned}$$

Розрахунок напруги і струму на початку 1-ї ділянки

$$\alpha_0 := \sqrt{x_0 \cdot b_0} \quad \alpha_2 := \alpha_0 \cdot L1 \cdot 57.296 \quad \alpha_2 = 33.104 \quad \alpha_0 = 1.05 \times 10^{-3}$$

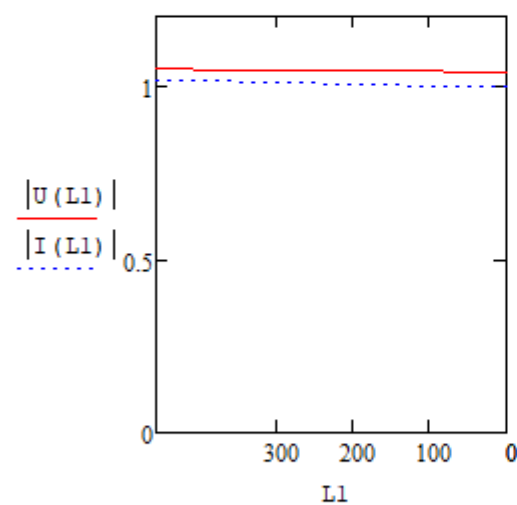
$$U_H := U_4 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L1) + I_4 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L1) \quad |U_H| = 1.048 \quad \angle U_H := \arg(U_H) \cdot 57.296$$

$$I_H := \frac{U_4}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L1) + I_4 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L1) \quad |I_H| = 1.024 \quad U_H = 0.851 + 0.611j$$

$$L1 := 0, 55 \dots 550 \quad \angle U_H = 35.708$$

$$U(L1) := U_4 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L1) + I_4 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L1)$$

$$I(L1) := \frac{U_4}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L1) + I_4 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L1)$$



L1 =	U(L1) =	I(L1) =
0	1.037	0.998
55	1.04	0.999
110	1.041	1.001
165	1.043	1.003
220	1.044	1.005
275	1.045	1.008
330	1.046	1.01
385	1.047	1.013
440	1.047	1.017
495	1.047	1.02
550	1.048	1.024

Рис.Д.18. Залежність $U=f(L)$, $I=f(L)$

Мощность компенсирующих устройств,о.е

$$Q_k := Q_{k1} + Q_{k2} + Q_{k3} \quad Q_k = 1.069$$

Додаток Д.6

Дослідження однорідної лінії

Пристрої компенсації розміщені на шинах НН передаючої підстанції.
Компенсуючі пристрої представлені ланцюговою схемою.

Вихідні дані

$$\begin{aligned} r_0 &:= 0.0146 & x_0 &:= 0.267 & L &:= 1100 & U_{nom} &:= 750 \\ g_0 &:= 2.31 \cdot 10^{-8} & b_0 &:= 4.133 \cdot 10^{-6} & & & U_2 &:= 750 \end{aligned}$$

Розрахунок хвильових параметрів лінії: Z_c , α_0 , β_0

$$\begin{aligned} \gamma_0 &:= \sqrt{(r_0 + j \cdot x_0) \cdot (g_0 + j \cdot b_0)} & Z_c &:= \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_0 + j \cdot b_0}} & Z_c &= 254.281 - 6.236j \\ \alpha_0 &:= \text{Im}(\gamma_0) & \beta_0 &:= \text{Re}(\gamma_0) \\ \alpha_0 \cdot 57.296 &= 0.06 & |\beta_0| &= 3.165 \times 10^{-5} & |Z_c| &= 254.357 & \arg(Z_c) \cdot 57.296 &= -1.405 \end{aligned}$$

Хвильова довжина лінії: $\lambda := \alpha_0 \cdot L \cdot 57.296$ $\lambda = 66.227$ $Z := \sqrt{\frac{x_0}{b_0}}$ $Z = 254.169$

Розрахунок натуральної потужності і натурального струму P_{nat} (МВт), I_{nat} (А)

$$P_{nat} := \frac{U_{nom}^2}{Z} \quad P_{nat} = 2213.093 \quad I_{nat} := \frac{P_{nat} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{nom}} \quad I_{nat} = 1703.64$$

Вибір базисних величин і розрахунок відносних значень: U_2 , I_2 , Z_c

$$\begin{aligned} U_b &:= U_{nom} & U_b &= 750 & Z_b &:= Z & Z_b &= 254.169 & I_b &:= \frac{U_b \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_b} \\ I_b &= 1703.64 & \frac{U_2}{U_b} & & \frac{Z_c}{Z} & & Z_c &= 1 - 0.025j \end{aligned}$$

Розрахунок режиму однорідної лінії:

$$U_2 = 1 \quad I_2 := 1 \quad - \text{режим натуральної потужності:}$$

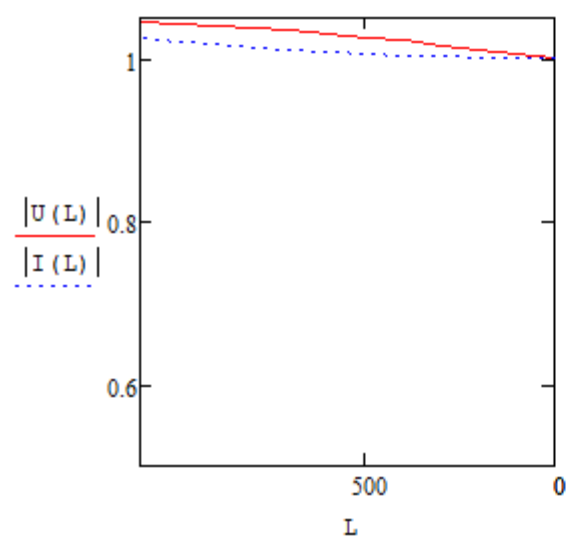
$$\begin{aligned} U_1 &:= U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) & |U_1| &= 1.045 & dU_1 &:= \arg(U_1) \cdot 57.296 \\ & & & & dU_1 &= 65.1 \\ \frac{I_1}{Z_c} &:= \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) & I_1 &= 0.395 + 0.947j & |I_1| &= 1.026 \end{aligned}$$

Розподіл напруги, струму вздовж лінії:

$$L := 0, 100 \dots 1100$$

$$U(L) := U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L)$$

$$I(L) := \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L)$$

Рис. Д.19. Залежність $U = f(L)$, $I = f(L)$

L =	$ U(L) =$	$ I(L) =$
0	1	1
100	1.006	1.001
200	1.011	1.001
300	1.017	1.002
400	1.022	1.004
500	1.027	1.005
600	1.031	1.007
700	1.035	1.01
800	1.038	1.013
900	1.041	1.017
1000	1.043	1.021
1100	1.045	1.026

Розрахунок ланцюгової схеми:

```

X1 := -j · 0.22      A1 := 1      B1 := X1      C1 := 0      D1 := 1
Ua := A1 · U1 + B1 · I1      Ua = 0.648 + 0.861j      |Ua| = 1.078

Y1 := -j · 0.24      A2 := 1      B2 := 0      C2 := Y1      D2 := 1      Ia := I1
Ib := C2 · Ua + D2 · Ia      Ib = 0.602 + 0.791j      Ub := Ua      |Ib| = 0.994

X2 := -j · 0.24      A3 := 1      B3 := X2      C3 := 0      D3 := 1
Uc := A3 · Ub + B3 · Ib      Uc = 0.838 + 0.716j      |Uc| = 1.103

Y2 := -j · 0.24      A4 := 1      B4 := 0      C4 := Y1      D4 := 1      Ic := Ib
Id := C4 · Uc + D4 · Ic      Id = 0.773 + 0.59j      Ud := Uc

X3 := -j · 0.12      A5 := 1      B5 := X3      C5 := 0      D5 := 1
Un := A5 · Ud + B5 · Id      Un = 0.909 + 0.624j      |Un| = 1.102
dUn := arg (Un) · 57.296      dUn = 34.451

```

Додаток Д.7

Дослідження режимів однорідної лінії 1150 кВ, L=2000 км

Исходные данные

$$\begin{aligned} r_0 &:= 0.00725 & x_0 &:= 0.245 & L &:= 2000 & U_{ном} &:= 1150 \\ g_0 &:= 2.74 \cdot 10^{-8} & b_0 &:= 4.88 \cdot 10^{-6} & U_2 &:= 1150 \end{aligned}$$

Расчет волновых параметров линии: Z_c, α_0, β_0

$$\begin{aligned} \gamma_0 &:= \sqrt{(r_0 + j \cdot x_0) \cdot (g_0 + j \cdot b_0)} & Z_c &:= \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_0 + j \cdot b_0}} & Z_c &= 224.096 - 2.686j \\ \alpha_0 &:= \text{Im}(\gamma_0) & \beta_0 &:= \text{Re}(\gamma_0) & & \\ \alpha_0 \cdot 57.296 &= 0.063 & |\beta_0| &= 1.925 \times 10^{-5} & |Z_c| &= 224.112 & \arg(Z_c) \cdot 57.296 &= -0.687 \end{aligned}$$

$$\text{Волновая длина линии: } \lambda := \alpha_0 \cdot L \cdot 57.296 \quad \lambda = 125.308 \quad Z := \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \quad Z = 224.065$$

Расчет натуральной потужности и натурального струму $P_{нат}$ (МВт), $I_{нат}$ (А)

$$P_{нат} := \frac{U_{ном}^2}{Z} \quad P_{нат} = 5902.317 \quad I_{нат} := \frac{P_{нат} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad I_{нат} = 2963.221$$

Вибір базисних величин и расчет относительных значений U_2, I_2, Z_c

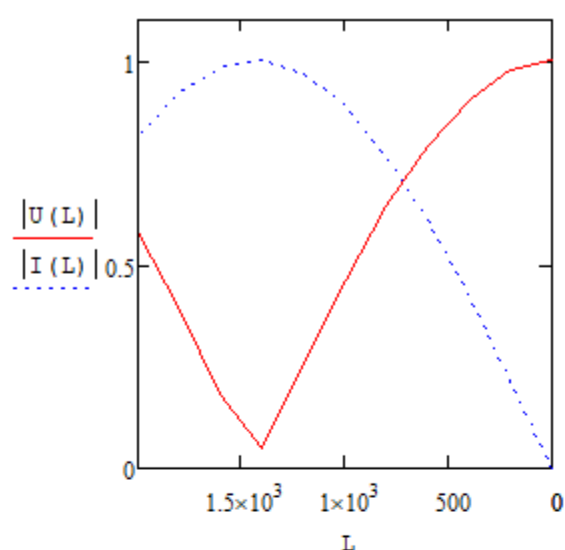
$$\begin{aligned} U_6 &:= U_{ном} & U_6 &= 1150 & Z_6 &:= Z & Z_6 &= 224.065 \\ U_2 &:= \frac{U_2}{U_6} & Z_c &:= \frac{Z_c}{Z} & I_6 &:= \frac{U_6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_6} & I_6 &= 2963.221 \end{aligned}$$

Розрахунок режимів однорідної лінії

$$\begin{aligned} U_2 &:= 1.0 & I_2 &:= 0 & \text{- режим натуральной потужности} & P_2 &:= U_2 \cdot I_2 \\ U_1 &:= U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) & |U_1| &= 0.579 & dU_1 &:= \arg(U_1) \cdot 57.296 \\ & & & & dU_1 &= 176.891 \\ I_1 &:= \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) & I_1 &= -0.032 + 0.816j & |I_1| &= 0.817 \end{aligned}$$

Распределение напряжения, тока, реактивной мощности вдоль линии

$$\begin{aligned} L &:= 0, 200 \dots 2000 & S_1 &:= \overline{U_1} \cdot I_1 & P_1 &:= \text{Re}(S_1) & P_1 &= 0.044 \\ U(L) &:= U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) & \Delta P &:= (P_1 - P_2) \cdot P_{нат} & \Delta P &= 260.715 \\ I(L) &:= \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) \end{aligned}$$

Рис. Д.20. Залежність $U=f(L)$, $I=f(L)$

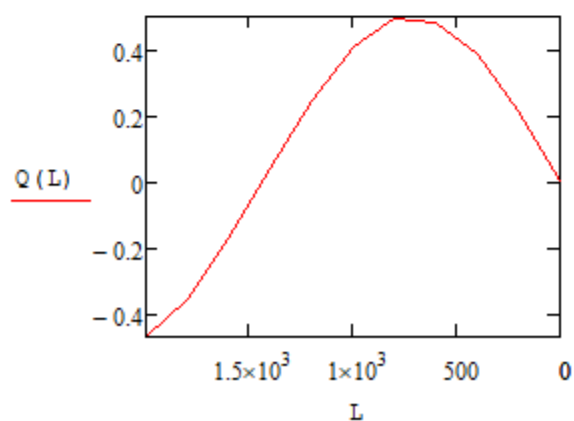
L =	$ U(L) $	$ I(L) $
0	1	0
200	0.976	0.217
400	0.906	0.424
600	0.792	0.61
800	0.641	0.767
1000	0.46	0.888
1200	0.257	0.967
1400	0.048	0.999
1600	0.181	0.984
1800	0.389	0.922
2000	0.579	0.817

$$U_2 := 1$$

$$U(L) := U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L)$$

$$I(L) := \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L)$$

$$S(L) := I(L) \cdot \overline{U(L)} \quad Q(L) := \text{Im}(S(L))$$

Рис. Д.21. Залежність $Q=f(L)$

L =	Q(L) =
0	0
200	0.212
400	0.384
600	0.483
800	0.492
1000	0.408
1200	0.247
1400	0.04
1600	-0.175
1800	-0.356
2000	-0.471

Додаток Д.8

Налагодження лінії 2000 км на півхвилю, $N_{\text{пн}}=4$

Вихідні дані

$$\begin{array}{llllll}
 r_0 := 0.00725 & x_0 := 0.245 & L := 2000 & U_{\text{ном}} := 1150 & \text{кВ} & \\
 g_0 := 0 & b_0 := 4.13 \cdot 10^{-6} & & U_2 := 1150 & & \\
 L_1 := 250 & L_2 := 500 & L_3 := 500 & L_4 := 500 & L_5 := 250 & \text{км}
 \end{array}$$

Розрахунок хвильових параметрів лінії: Z_c, α_0, β_0

$$\begin{aligned}
 \gamma_0 &:= \sqrt{(r_0 + j \cdot x_0) \cdot (g_0 + j \cdot b_0)} & Z_c &:= \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_0 + j \cdot b_0}} & Z_c &= 243.588 - 3.603j & \text{Ом} \\
 \alpha_0 &:= \text{Im}(\gamma_0) & \beta_0 &:= \text{Re}(\gamma_0) & & & \\
 \alpha_0 \cdot 57.296 &= 0.058 & |\beta_0| &= 1.488 \times 10^{-5} & |Z_c| &= 243.614 &
 \end{aligned}$$

$$\text{Хвильова довжина лінії: } \lambda := \alpha_0 \cdot L \cdot 57.296 \quad \lambda = 115.282 \quad Z := \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \quad Z = 243.561 \quad \text{Ом}$$

Розрахунок натуральної потужності і натурального струму:

$$P_{\text{нат}} := \frac{U_{\text{ном}}^2}{Z} \quad P_{\text{нат}} = 5429.848 \quad \text{МВт} \quad I_{\text{нат}} := \frac{P_{\text{нат}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot |U_{\text{ном}}|} \quad I_{\text{нат}} = 2726.021 \quad \text{А}$$

Вибір базисних величин і розрахунок відносних значень:

$$\begin{aligned}
 U_6 &:= U_{\text{ном}} & U_6 &= 1.15 \times 10^3 & Z_6 &:= Z & Z_6 &= 243.561 & I_6 &:= \frac{U_6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_6} \\
 I_6 &= 2.726 \times 10^3 & \frac{U_2}{U_6} &= \frac{U_2}{U_6} & \frac{Z_c}{Z} &= \frac{Z_c}{Z} & \frac{U_2}{U_6} &= 0.98 & I_2 &:= 1.614 + j \cdot 0.0
 \end{aligned}$$

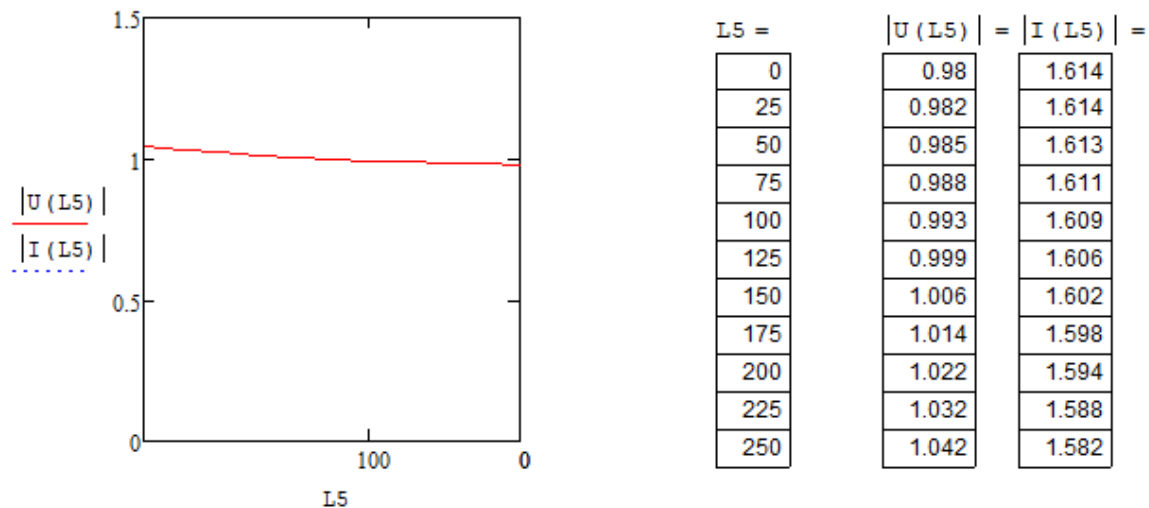
Розрахунок напруги і струму на початку 5-ї ділянки:

$$\begin{aligned}
 \alpha_0 &:= \sqrt{x_0 \cdot b_0} & \alpha_1 &:= \alpha_0 \cdot L_5 \cdot 57.296 & \alpha_1 &= 14.409 & \alpha_0 &= 1.006 \times 10^{-3} & L_5 &:= 250 \\
 U_H &:= U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_5) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_5) & U_H &= 0.961 + 0.403j & |U_H| &= 1.042 & & & & \\
 I_H &:= \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_5) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_5) & I_H &= 1.563 + 0.245j & |I_H| &= 1.582 & & & & \\
 dU_H &:= \arg(U_H) \cdot 57.296 & dU_H &= 22.729 & & & & & &
 \end{aligned}$$

$$L_5 := 0, 25 \dots 250$$

$$U(L_5) := U_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_5) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_5)$$

$$I(L_5) := \frac{U_2}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_5) + I_2 \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_5)$$

Рис. Д.22. Залежність $U=f(L)$, $I=f(L)$ **Параметри і режим ПН 4**

$$A_k := 1 \quad B_k := 0 \quad D_k := 1 \quad C_k := j \cdot 0.77$$

$$U_k := A_k \cdot U_H + B_k \cdot I_H \quad U_k = 0.961 + 0.403j \quad |U_k| = 1.042$$

$$I_k := C_k \cdot U_H + D_k \cdot I_H \quad I_k = 1.253 + 0.985j \quad |I_k| = 1.594$$

$$\delta U_k := \arg(U_k) \cdot 57.296 \quad \delta U_k = 22.729 \quad Q_{k4} := (|U_k|)^2 \cdot |C_k|$$

Розрахунок напруги і струму на початку 4-ї ділянки:

$$\alpha_0 := \sqrt{x_0 \cdot b_0} \quad \alpha_2 := \alpha_0 \cdot L_4 \cdot 57.296 \quad \alpha_2 = 28.817 \quad \alpha_0 = 1.006 \times 10^{-3}$$

$$U_H := U_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_4) + I_k \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_4) \quad U_H = 0.383 + 0.974j \quad |U_H| = 1.046$$

$$I_H := \frac{U_k}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_4) + I_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_4) \quad I_H = 0.9 + 1.331j \quad |I_H| = 1.606$$

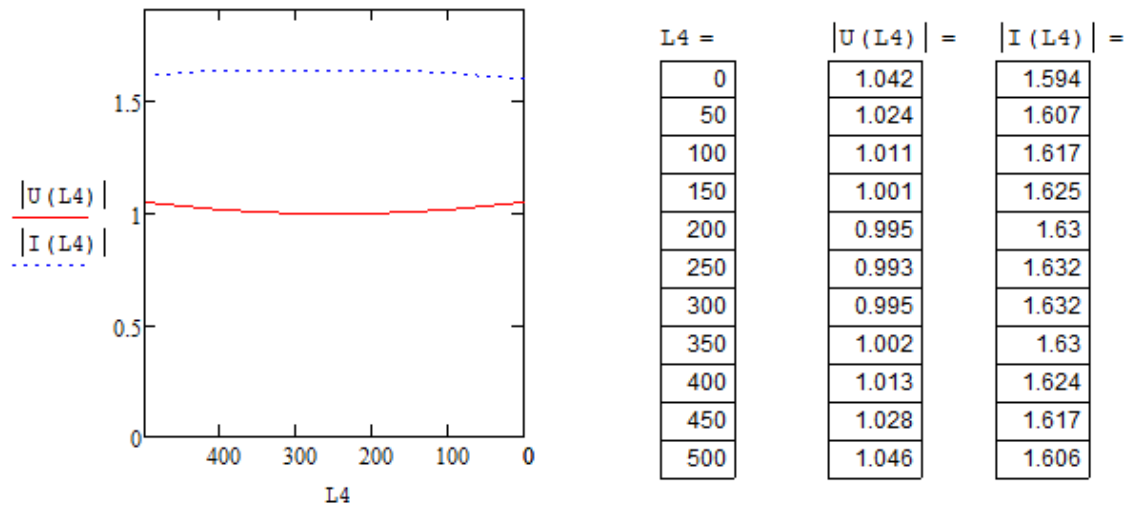
$$\delta U_H := \arg(U_H) \cdot 57.296$$

$$\delta U_H = 68.545$$

$$L_4 := 0, 50 \dots 500$$

$$U(L_4) := U_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_4) + I_k \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_4)$$

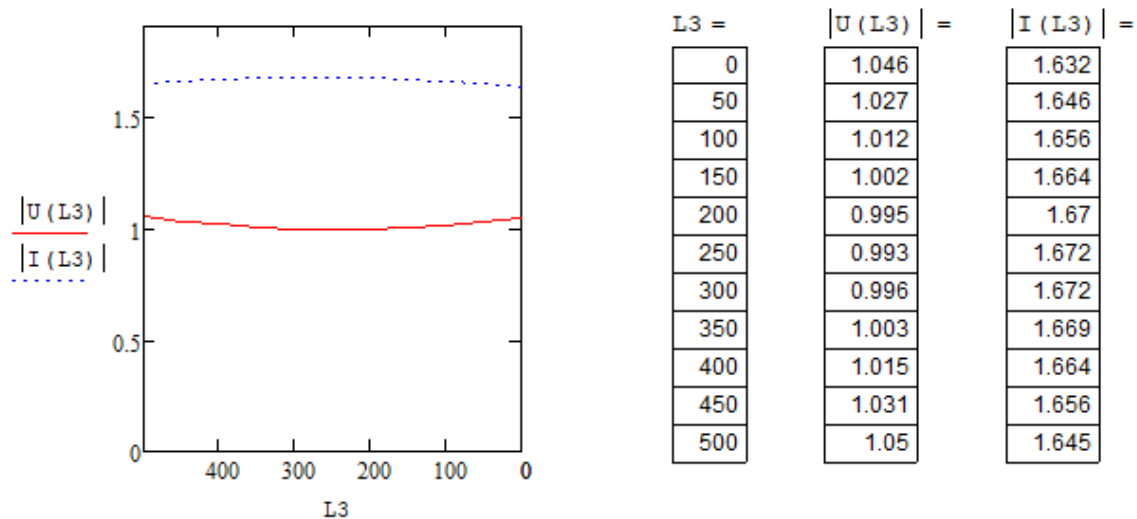
$$I(L_4) := \frac{U_k}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_4) + I_k \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_4)$$

Рис. Д.23. Залежність $U = f(L)$, $I = f(L)$.**Параметри і режим ПН 3**

$$\begin{aligned}
 \underline{A_k} &:= 1 & \underline{B_k} &:= 0 & \underline{D_k} &:= 1 & \underline{C_k} &:= j \cdot 0.77 \\
 \underline{U_k} &:= \underline{A_k} \cdot \underline{U_H} + \underline{B_k} \cdot \underline{I_H} & \underline{U_k} &= 0.383 + 0.974j & |\underline{U_k}| &= 1.046 \\
 \underline{I_k} &:= \underline{C_k} \cdot \underline{U_H} + \underline{D_k} \cdot \underline{I_H} & \underline{I_k} &= 0.15 + 1.625j & |\underline{I_k}| &= 1.632 & Q_{k3} &:= (|\underline{U_k}|)^2 \cdot |\underline{C_k}| \\
 \delta \underline{U_k} &:= \arg(\underline{U_k}) - 57.296 & \delta \underline{U_k} &= 68.545 & \underline{U_k} &= 0.383 + 0.974j
 \end{aligned}$$

Розрахунок напруги і струму на початку 3-ї ділянки

$$\begin{aligned}
 \alpha_3 &:= \alpha_0 \cdot L_3 - 57.296 & \alpha_3 &= 28.817 & \alpha_0 &= 1.006 \times 10^{-3} \\
 \underline{U_H} &:= \underline{U_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_3) + \underline{I_k} \cdot Z_C \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_3) & \underline{U_H} &= -0.45 + 0.949j & |\underline{U_H}| &= 1.05 \\
 \underline{I_H} &:= \frac{\underline{U_k}}{Z_C} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_3) + \underline{I_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_3) & \underline{I_H} &= -0.344 + 1.608j & |\underline{I_H}| &= 1.645 \\
 \delta \underline{U_H} &:= \arg(\underline{U_H}) - 57.296 \\
 \delta \underline{U_H} &= 115.352 \\
 \underline{L_3} &:= 0, 50 \dots 500 \\
 \underline{U(L_3)} &:= \underline{U_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_3) + \underline{I_k} \cdot Z_C \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_3) \\
 \underline{I(L_3)} &:= \frac{\underline{U_k}}{Z_C} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_3) + \underline{I_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_3)
 \end{aligned}$$

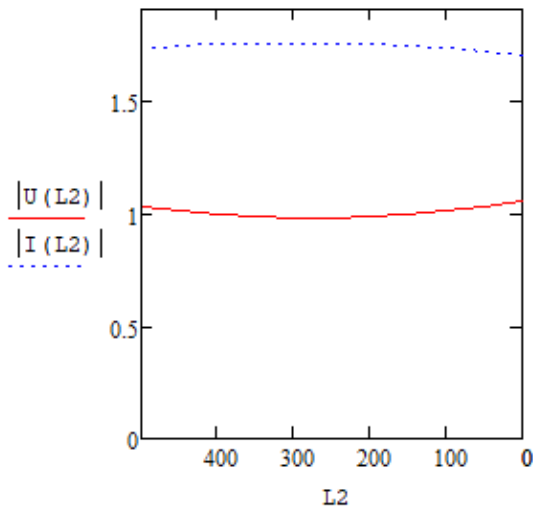
Рис. Д.24. Залежність $U = f(L)$, $I = f(L)$.**Параметри і режим ПН 2**

$$\begin{aligned}
 \underline{A_k} &:= 1 & \underline{B_k} &:= 0 & \underline{D_k} &:= 1 & \underline{C_k} &:= j \cdot 0.9 \\
 \underline{U_k} &:= \underline{A_k} \cdot \underline{U_H} + \underline{B_k} \cdot \underline{I_H} & \underline{U_k} &= -0.45 + 0.949j & |\underline{U_k}| &= 1.05 \\
 \underline{I_k} &:= \underline{C_k} \cdot \underline{U_H} + \underline{D_k} \cdot \underline{I_H} & \underline{I_k} &= -1.198 + 1.204j & |\underline{I_k}| &= 1.698 \\
 \delta \underline{U_k} &:= \arg(\underline{U_k}) \cdot 57.296 & \delta \underline{U_k} &= 115.352 & Q_{k2} &:= (|\underline{U_k}|)^2 \cdot |\underline{C_k}|
 \end{aligned}$$

Розрахунок напруги і струму на початку 2-ї ділянки:

$$\begin{aligned}
 \underline{\alpha_0} &:= \sqrt{x_0 \cdot b_0} & \underline{\alpha_2} &:= \underline{\alpha_0} \cdot L_2 \cdot 57.296 & \alpha_2 &= 28.817 & \alpha_0 &= 1.006 \times 10^{-3} \\
 \underline{U_H} &:= \underline{U_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2) + \underline{I_k} \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) & \underline{U_H} &= -0.994 + 0.269j & |\underline{U_H}| &= 1.03 \\
 \underline{I_H} &:= \frac{\underline{U_k}}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) + \underline{I_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2) & \underline{I_H} &= -1.511 + 0.833j & |\underline{I_H}| &= 1.726 \\
 \delta \underline{U_H} &:= \arg(\underline{U_H}) \cdot 57.296 & \delta \underline{U_H} &= 164.865
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 L_2 &:= 0, 50 \dots 500 \\
 \underline{U}(L_2) &:= \underline{U_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2) + \underline{I_k} \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) \\
 \underline{I}(L_2) &:= \frac{\underline{U_k}}{Z_c} \cdot \sinh(\gamma_0 \cdot L_2) + \underline{I_k} \cdot \cosh(\gamma_0 \cdot L_2)
 \end{aligned}$$



L2 =	$ U(L2) =$	$ I(L2) =$
0	1.05	1.698
50	1.026	1.714
100	1.006	1.728
150	0.99	1.738
200	0.98	1.745
250	0.975	1.75
300	0.975	1.751
350	0.981	1.749
400	0.993	1.744
450	1.009	1.736
500	1.03	1.726

Рис. Д.25. Залежність $U = f(L)$, $I = f(L)$.**Параметри і режим ППК 1**

$$\underline{A_k} := 1 \quad \underline{B_k} := 0 \quad \underline{D_k} := 1 \quad \underline{C_k} := j \cdot 0.77$$

$$\underline{U_k} := \underline{A_k} \cdot \underline{U_H} + \underline{B_k} \cdot \underline{I_H} \quad \underline{U_k} = -0.994 + 0.269j \quad |\underline{U_k}| = 1.03$$

$$\underline{I_k} := \underline{C_k} \cdot \underline{U_H} + \underline{D_k} \cdot \underline{I_H} \quad \underline{I_k} = -1.718 + 0.068j \quad |\underline{I_k}| = 1.719$$

$$\delta \underline{U_k} := \arg(\underline{U_k}) \cdot 57.296 \quad \delta \underline{U_k} = 164.865 \quad Q_{k1} := (|\underline{U_k}|)^2 \cdot |\underline{C_k}|$$

Розрахунок напруги і струму на початку 1-ї ділянки:

$$\underline{\alpha_3} := \underline{\alpha_0} \cdot L1 \cdot 57.296 \quad \underline{\alpha_3} = 14.409 \quad \underline{\alpha_0} = 1.006 \times 10^{-3} \quad L1 = 250$$

$$\underline{U_H} := \underline{U_k} \cdot \cosh(\underline{\gamma_0} \cdot L1) + \underline{I_k} \cdot \underline{Z_c} \cdot \sinh(\underline{\gamma_0} \cdot L1) \quad \underline{U_H} = -0.992 - 0.168j \quad |\underline{U_H}| = 1.006$$

$$\underline{I_H} := \frac{\underline{U_k}}{\underline{Z_c}} \cdot \sinh(\underline{\gamma_0} \cdot L1) + \underline{I_k} \cdot \cosh(\underline{\gamma_0} \cdot L1) \quad \underline{I_H} = -1.731 - 0.183j \quad |\underline{I_H}| = 1.741$$

$$\delta \underline{U_H} := \arg(\underline{U_H}) \cdot 57.296 \quad \delta \underline{U_H} = -170.417$$

$$L1 := 0, 25 \dots 250$$

$$\underline{U}(L1) := \underline{U_k} \cdot \cosh(\underline{\gamma_0} \cdot L1) + \underline{I_k} \cdot \underline{Z_c} \cdot \sinh(\underline{\gamma_0} \cdot L1)$$

$$\underline{I}(L1) := \frac{\underline{U_k}}{\underline{Z_c}} \cdot \sinh(\underline{\gamma_0} \cdot L1) + \underline{I_k} \cdot \cosh(\underline{\gamma_0} \cdot L1)$$

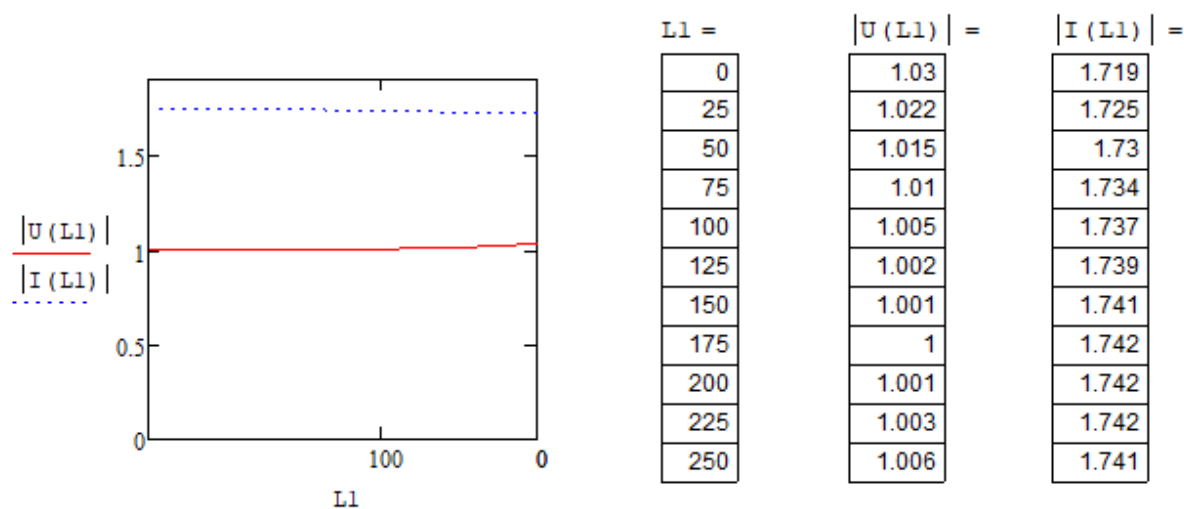


Рис. Д.26. Залежність $U = f(L)$, $I = f(L)$.

$$Q_k := Q_{k1} + Q_{k2} + Q_{k3} + Q_{k4} \quad Q_k = 3.487$$

$$Q_k := Q_k \cdot P_{\text{нат}} \quad Q_k = 18936.343 \text{ Мвар}$$

+

Додаток Д.9**ОХОРОНА ПРАЦІ**

Область і порядок застосування норм і правил з охорони праці при роботах на підстанціях і повітряних лініях електропередачі напругою 500 і 750 кВ змінного струму промислової частоти[25].

1. Норми і правила поширюються на персонал:

а) обслуговуючий діючі підстанції та ПЛ напругою 500 і 750 кВ;

б) обслуговуючий діючі електроустановки будь-якої напруги (повітряні та кабельні лінії, а також лінії зв'язку та ін.), розташовані в зоні впливу ПЛ напругою 500 і 750 кВ;

в) виробляючий будівельні, монтажні та налагоджувальні роботи на діючих підстанціях напругою 500 і 750 кВ і в зоні впливу ПЛ тієї ж напруги (в тому числі і відряджений персонал).

2. Норми і правила є обов'язковими для виконання персоналом, на який вони поширюються. Відхилення від них не допускаються. Кожен працівник, якщо їм не можуть бути вжиті заходи щодо усунення порушень норм і правил, зобов'язаний негайно повідомити безпосереднього керівника, а в разі його відсутності - вищестоячому про всі помічені ним порушення норм і правил[33], а також про несправності захисних засобів.

Адміністративно-технічне керівництво підприємства, на персонал якого поширюються ці норми і правила, може в залежності від місцевих умов передбачати додаткові заходи, що підвищують безпеку робіт. Ці заходи не повинні суперечити вимогам цих норм і правил.

3. Відповідно до вимог цих норм та правил повинні бути внесені зміни і доповнення в правила з техніки безпеки.

4. Відповідальність за дотримання цих норм і правил покладається на керівників підприємств, що виконують роботи на діючих підстанціях і ПЛ напругою 500 і 750 кВ і в зоні впливу ПЛ зазначених напруг.

Гігієнічні нормативи.

5. Електричне поле підстанцій і ПЛ напругою 500 і 750 кВ справляє негативний вплив на організм людини. Крім того в момент дотику людини до металевих частин обладнання, конструкцій машин, механізмів і т.ін. виникають електричні розряди.

Несприятливий вплив на організм людини електричного поля і розрядів проявляється тільки в зоні впливу - просторі, в якому напруженість електричного поля перевищує 5 кВ/м.

Ступінь впливу електричного поля на організм людини залежить як від напруги поля, так і від часу перебування в ньому. Вплив на організм людини електричних розрядів, що виникають в зоні впливу, неприпустимо незалежно від часу їх впливу.

6. Допустима тривалість перебування людини протягом доби в електричному полі різної напруженості без засобів захисту наведена в таблиці Д.1.

Таблиця Д.1. Допустима тривалість перебування людини протягом доби в електричному полі різної напруженості без засобів захисту

№ п.п.	Напруженість електричного поля, кВ/м	Допустима тривалість перебування людини протягом доби в електричному полі, хв	Примітка
1	5	Без обмежень	-
2	10	180	Нормативи по пп. 2, 3, 4 і 5 дійсні за умови, що: а) решту часу робочого дня людина перебуває в місцях, де напруженість електричного поля менше або дорівнює 5кВ/м; б) виключена можливість впливу на організм людини електричних розрядів.
3	15	90	
4	20	10	
5	25	5	

7. Якщо напруженість електричного поля на робочому місці не дорівнює нормованому значенню, допустиму тривалість перебування людини в електричному полі слід визначати по найближчому більшому значенню напруженості по таблиці 5.1 цих норм і правил.

Інтерполяція по таблиці не допускається.

8. Будь-які роботи без обмеження їх за характером і тривалості можуть проводитися в місцях, в яких напруженість електричного поля дорівнює або менше 5кВ/м.

Якщо напруженість електричного поля на робочому місці перевищує 25кВ/м, а також якщо тривалість або умови безпечного виконання робіт не відповідає вимогам п.6, роботи повинні проводитися із застосуванням засобів захисту.

9. На підстанціях і ПЛ межі зони впливу електричного поля розташовуються на наступному відстані від найближчих струмоведучих частин (по повітрю):

- на підстанціях і ПЛ напругою 500кВ - 20 м;
- на підстанціях і ПЛ напругою 750кВ - 30 м.

10. Кордон зони впливу і величина напруженості електричного поля на робочому місці можуть бути уточнені і встановлені за результатами вимірювань дійсного значення напруженості електричного поля.

Напруженість електричного поля вимірюється:

- а) на висоті 1,8 м - якщо людина знаходиться на землі;
- б) по всій висоті людського зросту, якщо людина знаходиться на обладнанні або конструкції.

Найбільш вимірне значення напруженості є визначальним.

Засоби захисту та основні вимоги до них.

11. Засоби захисту повинні застосовуватися в зоні впливу електричного поля при виробництві всіх видів робіт, якщо їх тривалість більше або умови безпечного виконання робіт не відповідають вимогам, викладеним в таблиці 5.1.

12. Для захисту персоналу від впливу електричного поля можуть застосовуватися такі засоби екранування:

- а) стаціонарні екрануючі пристрої;
- б) переносні (пересувні) екрануючі пристрої;
- в) індивідуальні екрануючі комплекти (екрануючий одяг).

13. Стаціонарні та переносні екрануючі пристрої повинні бути заземлені та повинні забезпечувати зниження напруженості електричного поля на робочому місці до величини 5кВ/м і менше.

14. Стаціонарні екрануючі пристрої можуть виконуватися у вигляді козирків, навісів і перегородок.

Козирки виконуються з металевої сітки. Вони встановлюються над робочим місцем у агрегатних шаф і шаф управління повітряних вимикачів, у ящиків затискних збірок і приводів роз'єднувачів (якщо ці приводи виступають з-за конструкції, на якій стоїть роз'єднувач), у збірок 380 В, у силових розподільних шафах, у фільтрів приєднань і у інших пристроїв і апаратів, що вимагають періодичного обслуговування.

Навіси виконуються із сталевих тросів, проводів, арматури і т.п. Вони встановлюються над проходами і над іншими місцями розподільних пристроїв, з яких може проводитися огляд устаткування.

Перегородки виконуються з металевих провідників. Вони встановлюються вертикально, посередині між двома сусідніми комірками.

Заземлення стаціонарних екрануючих пристроїв повинно здійснюватися шляхом приєднання їх до контуру заземлення або до заземлених об'єктів (приварюванням або за допомогою болтів).

15. Переносні екрануючі пристрої можуть виконуватися у вигляді інвентарних навісів, наметів, перегородок, щитів та ін. Вони встановлюються над місцем виконання робіт, а також між діючими і відключеними або монтуючи між комірками. Переносні щити доцільно застосовувати в якості знімних бічних екранів на лісах, що використовуються при роботах на повітряних вимикачах, на кошиках телескопічних вишок і гідропідйомників і т.д.

Заземлення переносних екрануючих пристроїв повинно здійснюватися шляхом приєднання їх до контуру заземлення або до заземлених об'єктів, для чого вони повинні мати спеціальні затискачі і провідники.

16. Індивідуальні екрануючі комплекти застосовуються при відсутності стаціонарних і переносних екрануючих пристроїв.

Забороняється застосування індивідуальних комплектів в тих випадках, коли можливо дотик до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, зокрема, при роботі на панелях, електричних приводах, збірках і ланцюгах напругою до 1000 В; при профілактичних випробуваннях обладнання (для осіб, що безпосередньо проводять випробування) і при електрозварювальних роботах.

Захист персоналу в цих випадках повинен здійснюватися за допомогою стаціонарних або переносних екрануючих пристроїв.

17. Захисні властивості індивідуального екрануючого комплекту забезпечуються конструкцією і дотриманням правил його експлуатації.

Індивідуальний екранувальний комплект складається з наступних елементів:

- а) захисний костюм - куртка і штани (або комбінезон);
- б) екрануючий головний убір - металева або пластмасова металізована каска для теплої пори року і шапка вушанка з прокладкою з металізованої тканини - для холодної пори року;
- в) спеціальне взуття, що має електропровідну гумову підошву або виконана цілком з електропровідного гуми (черевики, гумові чоботи, калоші на валянки).

Спеціальне взуття є основним засобом заземлення індивідуальних екрануючих комплектів.

Всі елементи індивідуального екрануючого комплекту для захисту від впливу електричного поля повинні застосовуватися спільно і повинні бути надійно електрично з'єднані один з одним за допомогою провідників зв'язку.

18. При роботах, пов'язаних з дотиком до заземлених предметів, індивідуальні екрануючі комплекти повинні бути додатково заземлені в наступних випадках:

- а) коли людина знаходиться на ґрунті з низькою провідністю - на бетоні, гравії, дерев'яному настилі і т.п.;
- б) коли людина перебуває на заземленій конструкції, але комплект ізолюваний від "землі".

Для додаткового заземлення можуть бути використані майданчики з металевих рифлених листів або сітки, на яких повинна знаходитися людина під час роботи. Майданчики повинні бути заземлені, для чого вони повинні бути обладнані спеціальними зажимами і провідниками для заземлення.

Додаткове заземлення комплекту може бути також виконано шляхом заземлення спеціального провідника і приєднання його до будь-якого з провідників зв'язку на комплекті.

При всіх інших роботах, зокрема при роботах, не пов'язаних з дотиком людини до заземлених предметів, або якщо він знаходиться безпосередньо на металевих заземлених конструкціях, на вологому піску, землі, порослою травою, додаткове заземлення індивідуального екрануючого комплекту не потрібно.

19. При роботах в зоні впливу електричного поля машини і механізми на гумовому ходу повинні бути заземлені. Заземлення повинно здійснюється за допомогою провідника. Кузови або рами машин і механізмів повинні бути забезпечені спеціальними зажимами для заземлення. Крім того, ці машини і механізми повинні мати металевий ланцюг, який повинен бути з'єднаний з рамою або кузовом. Перед в'їздом на підстанцію або в зону впливу ПЛ ланцюг повинен бути опущений і торкатися землі.

20. Машини і механізми (пересувні лабораторії та майстерні, автокрани, автомобілі, трактори та ін.), дах і кузов яких металеві і надійно заземлені, прирівнюються до екрануючих пристроїв.

21. Пристосування та обладнання, які при роботах в зоні впливу електричного поля можуть виявитися ізольованими від землі (підвіска блоку на ізолюючому канаті, розкочування проводів і т.д.), повинні бути заземлені.

Особливості виконання робіт на підстанціях 500 і 750 кВ.

22. Всі роботи в зоні впливу електричного поля без підйому на обладнання і устаткування (тобто на землі) повинні проводитися із застосуванням засобів екранування, якщо не можуть бути забезпечені нормативи, зазначені в таблиці Д.1.

Роботи, що виконуються з підйомом на обладнання і конструкції, повинні проводитися із застосуванням засобів екранування незалежно від їх тривалості. Виняток становлять роботи з експлуатаційного обслуговування трансформаторів і шунтуючих реакторів, які не потребують підйому на вводи (відбір проб масла з них і з вводів, обслуговування системи охолодження, ланцюгів контрольно-вимірювальної апаратури і приладів, дрібний ремонт і т.д.). Ці роботи незалежно від їх тривалості можуть проводитися без засобів захисту з огляду на достатньої екрануючої дії баків трансформаторів та шунтуючих реакторів.

23. Роботи в виробничих і підсобних приміщеннях, на пульті управління, в трансформаторних вежах, компресорних, майстерень, і інших приміщеннях, виконаних із залізобетону, можуть проводитися без застосування засобів захисту незалежно від відстані між приміщеннями і струмоведучих частин, що знаходяться під напругою.

24. Перегородки (стаціонарні і тимчасові) усувають вплив електричного поля тільки сусідніх приєднань. Вплив електричного поля даного приєднання і шин, розташованих над ним, під час робіт без зняття напруги усувається іншими засобами екранування.

25. Перед проведенням робіт, навіть короточасних, необхідно заземлити всі ізольовані від землі струмопровідні частини і відключені ділянки шин, до яких можливо дотик працюють.

Слід також заземлити відключені струмопровідні частини найближчих апаратів навіть в тому випадку, якщо роботи на них не передбачаються; заземлення повинно здійснюватися за допомогою заземлюючих ножів або переносних заземлень.

Особливості виконання робіт в зоні впливу ПЛ напругою 500 і 750 кВ

26. Виконання робіт на землі в зоні впливу ПЛ напругою 500 кВ без застосування засобів захисту допускається (рис.Д.27):

- на відстані до 20 м (по землі) від осі опори - без обмеження за часом;
- в прольотах ПЛ - протягом не більше 90 хв. При цьому повинні бути вжиті заходи, що виключають можливість впливу електричних розрядів на людину.

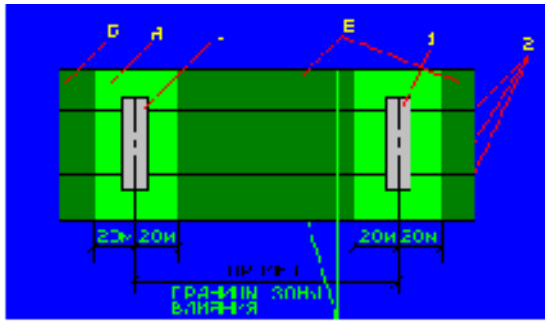


Рис.Д.27. Схема ПЛ 500 кВ з зонами впливу: 1 - опора (проміжна, анкерна, кутова); 2 - проводи ПЛ; А - зона в якій допускається виробництво робіт без застосування засобів захисту і без обмеження за часом (відстані дані в плані); Б - зона, в якій допускається виробництво робіт без застосування засобів захисту протягом не більше 90 хв.

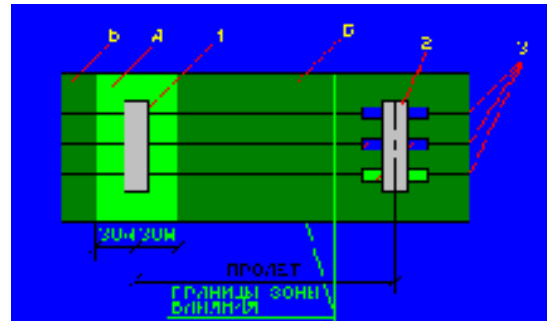


Рис.Д.28. Схема ПЛ 750 кВ з зонами впливу: 1 - опора проміжна; 2 - опора анкерная, кутова; 3 – проводи; А - зона, в якій допускається виробництво робіт без застосування засобів захисту протягом не більше 180 хв.; Б - зона, в якій допускається виробництво робіт без застосування засобів захисту протягом не більше 10 хв.

27. Виконання робіт на землі в зоні впливу ПЛ напругою 750 кВ без застосування засобів захисту допускається (рис.Д.28): на відстані до 30 м (по землі) від осі проміжної опори - протягом не більше 180 хв.; в прольотах ПЛ і поблизу анкерних і кутових опор - протягом не більше 10 хв.

При роботах як поблизу опори (проміжної, анкерної, кутовий), так і на інших ділянках ПЛ повинні бути вжиті заходи, що виключають можливість впливу електричних розрядів на людину.

28. Якщо тривалість робіт на землі в зоні впливу ПЛ напругою 500 і 750 кВ перевищує час, вказане в п. 26 і 27, або якщо роботи пов'язані з підйомом на висоту (підйом на опору, підйом за допомогою телескопічної вишки або іншого піднімального механізму), вони повинні проводитися із застосуванням засобів захисту.