

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«КОМПЕНСАЦІЯ ЗАРЯДНОЇ ПОТУЖНОСТІ ЛІНІЙ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ 220 КВ»**

Виконав: студент VI курсу

групи Ен – 62 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

_____ Гладкий Ю. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник: _____ Чабан А. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент: _____ Коробка С. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2024

□

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ _____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Гладкому Юрію Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Компенсація зарядної потужності лінії
електропередачі 220 кВ»

керівник роботи д.т.н., професор Чабан А. В.

(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП № 616 / к - с від 12.09.2024 р.

2. Строк подання студентом роботи 6.12.2024 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

1. Характеристика об'єкта дослідження

2. Розробка комп'ютерної моделі досліджуваного фрагмента електричної мережі

3. Комп'ютерне моделювання та аналіз режимів роботи фрагмента електричної мережі

4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5. Техніко-економічні обґрунтування

Висновки

Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	<i>Городецький І. М., к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання 12.09.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Виконання характеристики досліджуваної мережі та аналіз режимів роботи ЛЕП 220 кВ</i>	<i>12.09.2024 – 30.09.2021</i>	
2	<i>Розробка комп'ютерної моделі досліджуваного фрагмента електричної мережі</i>	<i>1.10.2024 – 11.10.2024</i>	
3	<i>Комп'ютерне моделювання та аналіз режимів роботи фрагмента електричної мережі</i>	<i>14.10.2024 – 25.10.2024</i>	
4	<i>Розробка логіко імітаційної моделі процесу виникнення травми при обслуговуванні трансформатора</i>	<i>28.10.2024 – 8.11.2024</i>	
5	<i>Здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень</i>	<i>11.11.2024 – 22.11.2024</i>	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	<i>25.11.2024 – 29.11.2024</i>	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	<i>2.12.2024 – 6.12.2024</i>	

Студент _____
(підпис) Гладкий Ю. В.
(прізвище та ініціали)

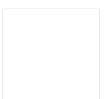
Керівник роботи _____
(підпис) Чабан А. В.
(прізвище та ініціали)

УДК 621.17.491:4

Гладкий Ю. В. «Компенсація зарядної потужності лінії електропередачі 220 кВ». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2024 р. 57 с. текстової частини, 10 таблиць, 51 рисунок, 35 джерел.

У кваліфікаційній роботі розкрито проблему компенсації зарядної потужності повітряної лінії електропередачі 220 кВ. Здійснено характеристику досліджуваного фрагмента електричної мережі з різними класами номінальних напруг, ключовим елементом якого є повітряна лінія електропередачі 220 кВ. Розкрито теоретичні положення розрахунку електричних мереж із різними класами напруг та розроблено, у програмному комплексі *CircuitMaker STUDNT*, комп'ютерну модель досліджуваного фрагмента електричної мережі. Здійснено аналіз режимів роботи мережі при різних режимах роботи компенсувальних пристроїв, зокрема керованих шунтувальних реакторів та батарей статичних конденсаторів. Розглянуто питання з охорони праці та захисту населення у надзвичайних ситуаціях та розроблено логіко-імітаційну модель виникнення травми при обслуговуванні персоналом трансформатора. Запропоновано встановити додаткову групу шунтувальних реакторів на підстанції 220 кВ та представлено результати комп'ютерних симуляцій, які показали належний результат і підтвердили правильність прийнятого рішення. Здійснено обґрунтування економічної доцільності встановлення додаткової групи шунтових реакторів

**ПІДСТАНЦІЯ, ВИСОКА НАПРУГА, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ,
МОДЕЛЬ, ПЕРЕНАПРУГА, АНАЛІЗ, КОМПЕНСАЦІЯ.**



ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ.....	9
1.1 Характеристика досліджуваного фрагмента мережі.....	9
1.2 Аналіз координат режимів роботи фрагмента мережі.....	13
2 РОЗРОБКА КОМП'ЮТЕРНОЇ МОДЕЛІ ДОСЛІДЖУВАНОВОГО ФРАГМЕНТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	16
2.1 Основні завдання розрахунку електричних мереж.....	16
2.2 Сумісний розрахунок режимів електричних мереж при наявності декількох класів напруг.....	19
2.3 Розробка моделі фрагмента мережі у програмному комплексі CircuitMakerSTUDNT	25
3 КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ ФРАГМЕНТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	29
3.1 Режими роботи керованих шунтувальних реакторів на підстанціях 220 кВ.....	29
3.2 Режими роботи керованих шунтувальних реакторів на підстанції №1 220 кВ.....	34
3.3 Режими роботи батарей статичних конденсаторів на ПС №2 110 кВ	36
3.3.1 Увімкнений шунтувальний реактор на ПС №2 110 кВ.....	36
3.3.2 Вимкнений шунтувальний реактор на ПС №2 110 кВ.....	37
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	40
4.1 Вимоги безпеки до повітряних ліній електропередач.....	40
4.2 Категорії робіт на повітряних лініях електропередач.....	40
4.3 Роботи на вимкненій лінії вдалі від інших діючих ліній.....	42
4.4 Роботи на вимкненій лінії поблизу інших діючих ліній.....	42
4.5 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні трансформатора.....	45
4.6 Розробка заходів з питань безпеки у надзвичайних ситуаціях.....	48

4.6.1 Основні загоди щодо захисту населення в умовах надзвичайних ситуацій техногенного і природного характеру.....	48
4.6.2 Інформація та оповіщення в надзвичайних ситуаціях.....	49
4.6.3 Організація зв'язку й оповіщення у місті в надзвичайних ситуаціях.....	49
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	50
5.1 Обґрунтування модернізації електричної мережі.....	50
5.2 Економічна оцінка встановлення керованих шунтових реакторів..	51
5.2.1 Порядок виконання обчислень.....	52
5.2.2 Оцінка ефективності капітальних вкладень.....	53
ВИСНОВКИ.....	54
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	55

ВСТУП

Проблема ефективного використання електроенергії є однією з найважливіших у сучасній електроенергетиці. Електроенергетика забезпечує функціонування усіх секторів економіки, від промислового виробництва до комунального господарства, тому оптимізація електроенергетичних процесів є пріоритетом. Серед багатьох факторів, які впливають на ефективність систем електропостачання, особливу роль відіграє питання компенсації реактивної потужності [1].

Реактивна потужність виникає в результаті роботи електромагнітних пристроїв, таких як трансформатори, двигуни та лінії електропередач, і її наявність у системах електропостачання призводить до збільшення втрат електроенергії, а також до зниження коефіцієнта потужності. У промислових підприємствах, де широко використовуються індуктивні навантаження, питання компенсації реактивної потужності стає ще більш важливим. Відсутність належної компенсації призводить до перевантаження електромереж, що, у свою чергу, може знизити надійність електропостачання та збільшити витрати на експлуатацію енергосистем.

Актуальність цієї проблеми особливо зростає в останні роки, коли електроенергетика багатьох країн переживає період інтенсивного розвитку. Це обумовлено впровадженням автоматично керованих ліній високої та надвисокої напруги, які вимагають нових підходів до компенсації реактивної потужності. Використання автоматизованих систем управління електропостачанням дає змогу підвищити ефективність енергоспоживання, зменшити втрати та забезпечити стабільність роботи всієї системи. Однак для досягнення цих результатів необхідно вдосконалювати існуючі методи або підходи до компенсації реактивної потужності [2].

Метою кваліфікаційної роботи є покращання режимів роботи лінії електропередачі 220 кВ, яка є ключовим елементом у фрагменті електричної мережі з різними класами напруг.

Для досягнення цієї мети у кваліфікаційній роботі потрібно вирішити такі **завдання**:

- ✚ здійснити характеристику об'єкта дослідження та аналіз режимів роботи;

- ✚ розкрити теоретичні положення розрахунку електричних мереж із різними класами номінальних напруг;

- ✚ розробити комп'ютерну модель аналізованого фрагмента електричної мережі у програмному комплексі CircuitMakerSTUDENT;

- ✚ здійснити аналіз режимів роботи фрагмента електричної мережі із різними варіантами задіюванням компенсаційних пристроїв;

- ✚ розкрити питання охорони праці та захисту населення у надзвичайних ситуаціях;

- ✚ запропонувати рішення для уникнення проблеми перенапруг у повітряній лінії електропередачі 220 кВ;

- ✚ здійснити економічні обґрунтування прийнятих рішень.

Об'єктом кваліфікаційної роботи є повітряна лінія електропередачі 220 кВ.

Предметом дослідження є методи та засоби аналізу координат режимів роботи елементів електричних мереж та систем.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Характеристика досліджуваного фрагмента мережі

Досліджуваний фрагмент електричної мережі представлено на рисунку 1.1. У зв'язку із веденням воєнних дій на території України та того факту, що електричні мережі України зазнають непоправних руйнувань від ворога ми не можемо висвітлювати назви підстанцій. Відтак їх було зашифровано відповідними номерами.

Лінія, яка є об'єктом дослідження на рисунку 1.1 з'єднує між собою підстанцію (ПС) №1 та ПС №2. Диспетчерське найменування цієї лінії електропередачі – ПЛ 220 кВ ПС №1 – ПС №2. Довжина цієї повітряної лінії електропередачі становить 240 км, яка містить один контур виконаний маркою проводу АС-300/39. Питомий активний опір якого становить 0,098 Ом/км, а питомий індуктивний опір – 0,4223 Ом/км.

Підстанції №1 та №2 з'єднують дві лінії. Одна із них класу напруги 220 кВ, а інша лінія – 110 кВ. Від лінії 110 кВ заживлені відпайкові прохідні підстанції. Серед них ПС №1 110 кВ, відпаювання на ПС №3 110 кВ, ПС №4 110 кВ, ПС «№5» 110 кВ, відпаювання на ПС №6 кВ, ПС №2 110 кВ.

Згадана лінія електропередачі є об'єктом постійної уваги диспетчерів, оскільки на ній часто відбуваються перенапруги при невеликій потужності, яка передається, що пов'язано з генерацією реактивної зарядної потужності. Також у лінії виникають значні втрати. Робота лінії у таких режимах часто призводить до того, що персоналу доводиться виводити лінію у резерв. Для зменшення впливу зарядної потужності на ПС №2 220 кВ (секція шин 110 кВ) та ПС №1 встановлено компенсуючі пристрої – керовані шунтуючі реактори. Також на ПС №2 220 кВ (секція шин 110 кВ) до лінії встановлені конденсаторні батареї.

Із компенсувальних пристроїв, які встановлені у вузлі електричної мережі, яка розглядається, знаходиться всього п'ять пристроїв. Два керовані

Видалено керівником роботи задля енергетичної безпеки України

шунтувальні реактори, які знаходяться на 1-ій та 2-ій секції шин 220 кВ ПС №1. На першій секції шин підстанції встановлено шунтуючий реактор на 50 МВАр, на другій секції шин – на 26,3 МВАр. Три компенсуючі пристрої, але вже із меншою номінальною потужністю встановлено на шинах 110 кВ ПС №2. Серед них один керований шунтуючий реактор на 14,2 МВАр та дві конденсаторні батареї, які генерують у мережу по 26 МВАр кожна [3].

Установка керованих шунтувальних реакторів на ПС №1 у шинах 220 кВ обґрунтована напрямом потоків потужності. Найчастіше напрямом активної потужності від ПС №2 до ПС №1. Аналогічно і з реактивною потужністю – у бік ПС №1, тільки її напрямом залишається постійним. На рисунках 1.2 та 1.3 відображено значення та напрямом потужності, яка передається в одному із режимів мережі.

Видалено керівником роботи задля енергетичної безпеки України

Рисунок 1.2 – Напрямки потоків потужності ПС №2 220 кВ

Лінія 220 кВ ПС №1 – ПС №2 примітна тим, що за її досить великої довжини, вона генерує реактивну потужність, яка називається зарядною. Особливість зарядної потужності полягає у тому, що її прояв найбільш відчутний у лініях електропередач, у яких найбільше значення набувають характерис-

тики лінії, пов'язані з її ємністю та відповідною довжиною. Також, на величину зарядної потужності впливає клас напруги лінії [4]. Чим вищий клас лінії, тим вища її зарядна потужність. Наприклад, відносно невелика ємність лінії у мережах класу напруги 110 кВ, порівняно з мережами 500 кВ – 750 кВ у яких вона значно вище. Саме такі мережі страждають від повітряних ліній класу напруги 220 кВ – 500 кВ страждають від великої зарядної потужності.

Видалено керівником роботи задля енергетичної безпеки України

Рисунок 1.3 – Напрямки потоків потужності ПС №1 220 кВ

Ємність повітряної лінії змінного струму практично не впливає на передавану лінією потужність, проте через неї протікає так званий зарядний струм, який створює зарядну потужність лінії та призводить до додаткового нагрівання проводів, тобто, збільшує втрати енергії у лінії та знижує її ККД. Зарядна потужність лінії не залежить від її навантаження. Реактивна індуктивна потужність, яка споживається лінією, пропорційна квадрату струму, що протікає нею. При певному значенні навантаження споживачів ці потужності стануть рівними, оскільки зарядна потужність протікає назустріч реактивній індуктивній потужності, вони взаємно компенсуються [5].

Величину зарядної потужності лінії електропередачі можна визначити за формулою [6]:

$$Q_{зар} = U_{ном}^2 \cdot l \cdot b_0 \cdot n, \quad (1)$$

де l – довжина лінії електропередачі; $U_{ном}$ – номінальна напруга лінії; n – кількість контурів повітряної ліній при однаковому перерізі проводу; b_0 – погонна ємнісна характеристика лінії.

Формула (1) показує залежність зарядної потужності від довжини лінії, класу напруги, а також погонної ємнісної характеристики лінії.

При розрахунку зручно підставляти номінальне значення напруги в кіловольтах, тоді значення зарядної потужності виходить у мегаватах.

За відсутності компенсації реактивної потужності, значення напруги в енергосистемі на прилеглих підстанціях стають вище меж, що допускаються, погіршується якість електричної енергії, зростають втрати у лінії електропередач, знижуючи ККД лінії. Відтак, розв'язання задач компенсації реактивної потужності, ми розв'язуємо завдання підвищення пропускної спроможності мережі, а також надійності та якості електропостачання [7].

1.2 Аналіз координат режимів роботи фрагмента мережі

Згідно з оперативними даними, які висвітлено у звітах НЕК «Укренерго», відомо, що лінія 220 кВ ПС №2 – ПС №1 є об'єктом, який часто відключається. Це відбувається внаслідок перенапруг, які пов'язаних із генерацією великої реактивної потужності по відношенню із потужністю, які передаються, що є основною причиною для аналізу її роботи [8].

За пропускної спроможності лінії електропередачі, яка становить $S = 240$ МВА перетоки активної потужності варіюються у межах від 0 до 70 МВт. Як описано вище, найчастішим є напрям перетоків від ПС №2 до ПС №1. Однак в окремі періоди часу (близько 6 % часу на рік) активна потужність передається від ПС №1 до ПС №2. У таблиці 1.1 представлено середні значення модулів потужностей, які передаються у лінії протягом 2022 року.

Згідно з даними, які представлені у таблиці 1, можемо бачити, що значення активної потужності у 1,5 – 3 рази є меншим за реактивну. Стовець, який описує $\cos \varphi$ має надто низькі значення, що підтверджує переважаючий реактивний характер потужності. Наочне відображення показників представлено у якості діаграми значень активної та реактивної потужностей на рисунку 1.4.

Таблиця 1.1 – Середні значення модулів потужностей, які передаються у лінії протягом 2022 року [9]

Місяць	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	$\cos \varphi$
Січень	7,3	20,3	21,6	0,35
Лютий	11,3	23,2	25,7	0,45
Березень	15,3	22,3	26,8	0,58
Квітень	18,4	23,6	29,9	0,62
Травень	19,9	27,2	33,7	0,58
Червень	17,3	31,5	35,9	0,49
Липень	15,9	25,9	30,4	0,53
Серпень	13,8	33,9	36,6	0,39
Вересень	20,5	30,8	36,9	0,56
Жовтень	18,3	25,5	31,3	0,59
Листопад	10,8	23,9	26,2	0,42
Грудень	5,2	23,1	23,6	0,23

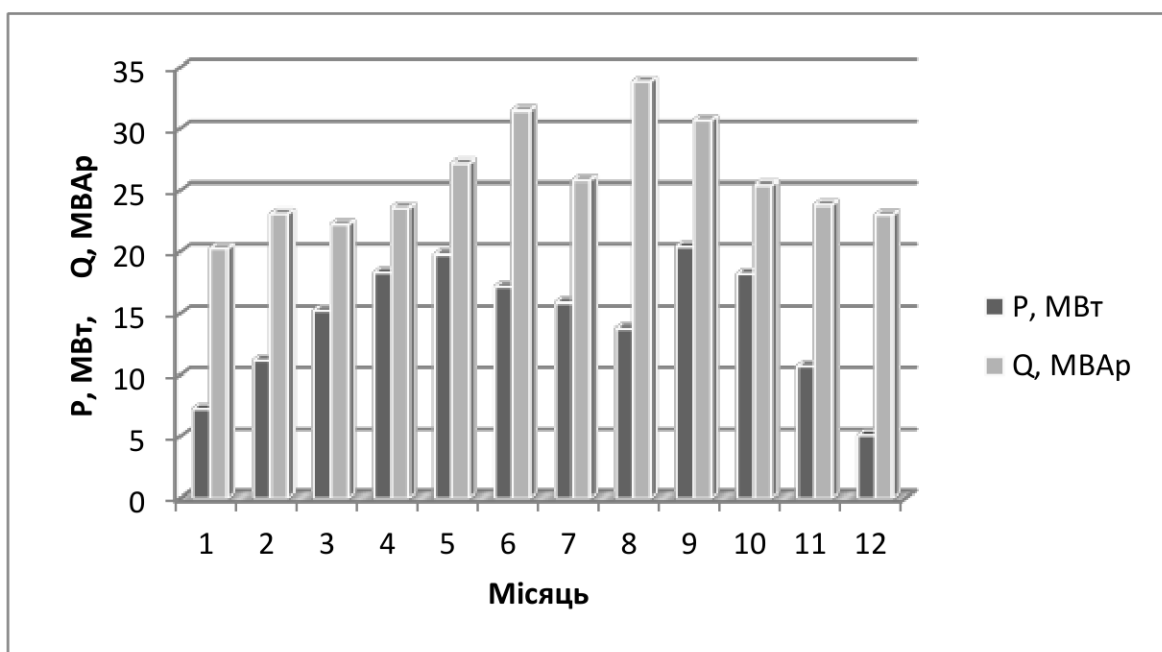


Рисунок 1.4 – Модулі активної та реактивної потужностей повітряної лінії електропередачі 220 кВ ПС №2 – ПС №1

На рисунку 1.5 представлено діаграмау перетоків активної та реактивної потужностей по лінії електропередачі 220 кВ ПС №2 – ПС №1 протягом

добі за 15.11.2022 р, де картина перетікань потужності менш сприятлива за реактивною потужністю, ніж середня за місяцями.

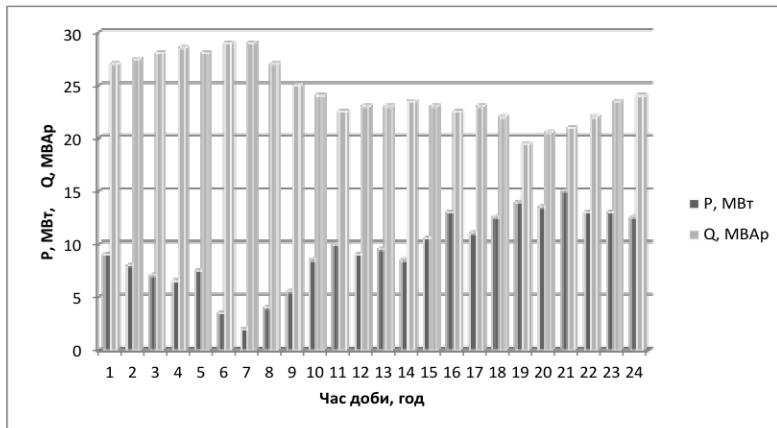


Рисунок 1.5 – Перетоки потужності у повітряній лінії 220 кВ ПС №2 – ПС №1

Аналізуючи представлені діаграми бачимо, що передавана лінією реактивна потужність перевищує активну, у середньому у 2 – 3 рази, а в окремі години і в 5 – 6 разів. Розрахункові значення коефіцієнта потужності варіюються від 0 до 0,6. Причиною цього є велика зарядна потужність, яка генерується лінією.

У ході дослідження також було оцінено зарядну потужність лінії, яка при номінальній напрузі становить 31 МВАр. Висока зарядна потужність даної лінії викликає додаткові втрати активної потужності, які витрачаються на нагрівання та знижують ККД лінії.

Для компенсації зарядної потужності на ПС 220 кВ №1 встановлено керовані шунтуючі реактори КШР1-220, проте великі перетікання реактивної потужності $Q = 44$ МВАр викликають додаткові втрати активної потужності 500 кВт та відповідні їм втрати електричної енергії близько 3000 кВт год/рік.

2 РОЗРОБКА КОМП'ЮТЕРНОЇ МОДЕЛІ ДОСЛІДЖУВАНОВОГО ФРАГМЕНТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Основні завдання розрахунку електричних мереж

У процесі експлуатації електричних мереж та на етапі проектування потрібно здійснювати багато розрахунків. Мета цих розрахунків визначається характером розв'язуваних завдань. Так, для існуючої мережі у ряді випадків визначаються параметри режиму її основних елементів. При таких розрахунках розраховуються напруги у вузлових точках мережі, струми та потужності у лініях та трансформаторах. Якщо мережа, яка розраховується, має складну схему електричних з'єднань, то для виконання таких розрахунків використовують спеціалізовані комп'ютерні програми. При розрахунках параметрів режимів невеликих ділянок електричної мережі необхідні результати можна отримати і за допомогою ручних розрахунків. Аналогічні висновки можна отримати і при розрахунках, які виконуються при проектуванні електричних мереж [10].

Розрахунки, які проведено відносно електричних характеристик мережі називаються електричними, а розрахунки, які необхідні для визначення механічних конструктивних характеристик – механічними.

Окрім цього, доводиться здійснювати перевірку елементів мережі на нагрівання та виконувати додаткові обчислення, теорія яких стикається із теорією аналізу режимів мереж, але належить до інших курсів. Це можуть бути обчислення струмів коротких замикань, оптимізація режимів, перевірка статичної та динамічної стійкості, а також розрахунки перенапруг, які можуть виникати в електричних мережах.

Усі розрахунки електричних мереж виконуються із певною точністю та неминуче містять ті чи інші похибки. Основними видами є похибки:

✚ від спрощень при постановці завдання, тобто при неврахуванні ряду другорядних факторів або тих параметрів, вплив яких не є основним;

- ✚ пов'язані із використанням наближених аналітичних залежностей, прийнятих у розрахунках;

- ✚ зумовлені апроксимацією вихідних залежностей, прикладом яких може бути заміна нелінійних характеристик лінійними;

- ✚ від неточності завдання вихідних даних, які неможливо отримати абсолютно точно і вони беруться з деякими допущеннями. Ці похибки є неминучими у розрахунках, що пов'язаних із проектуванням електричних мереж, навантаження яких завжди визначають, виходячи з тих чи інших міркувань щодо майбутнього розвитку електричної мережі;

- ✚ обчислювальні, зумовлені самими методами обчислень;

- ✚ обумовлені методом вирішення завдань, пов'язаних із знаходженням оптимальних умов, або з оптимізацією. Самі по собі ці оптимальні умови знаходяться з певним ступенем точності і по суті визначають лише деяку зону параметрів. У розрахунках зазвичай знаходиться певна точка, тобто якась одне поєднання параметрів, що передбачається оптимальним.

Частина похибок характеризує специфічні умови розрахунків електричних мереж, що потребує раціонального вибору методів обчислень. Ці методи повинні давати можливість знаходити розв'язок у межах заданої точності із можливо меншою витратою праці та часу [11].

Методи обчислень повинні відповідати й іншим особливостям електричних мереж. Одним із них є застосування засобів автоматичного регулювання, що вимагає у багатьох випадках обліку характеристик пристроїв регулювання при виконанні експлуатаційних та проектних розрахунків.

Інша особливість електричної мережі, яка повинна братися до уваги при обчисленнях, полягає у зміні її навантажень з часом. Тому електрична мережа повинна розглядатись у розвитку як об'єкт, який має дуже великий, теоретично нескінченний термін служби. Усі навантаження у часі у своїй безупинно змінюються; зазвичай вони зростають. Усі параметри мережі, у тому числі і її номінальна напруга при такому розрахунку, має прийматися постійною лише протягом певного періоду. Після закінчення його може бути доці-

льним зміна параметрів мережі, таких як напруги, перерізу проводів, число трансформаторних підстанцій, тощо. Отже, виникають питання переведення мережі на іншу напругу та її реконструкцію.

При обчисленнях електричних мереж потрібно враховувати надійність їх роботи, яка забезпечує той чи інший ступінь надійності електричної системи, або електропостачання. Під надійністю системи, чи надійністю електропостачання, зазвичай розуміють здатність електричної системи вчасно постачати електричне енергією приєднаних до них споживачів. Рівень надійності залежить від тих витрат, які передбачені при конструюванні мережі. Очевидно, що під час проектуванні потрібно враховувати необхідний керунок до зниження цих витрат, з іншого боку, обставини, які спричиняють істотні збитки народному господарству країни. Тому потрібно прагнути до економічно обґрунтованої, оптимального у цьому сенсі, ступеня надійності системи електропостачання. Економічне обґрунтування рівня надійності є складним завданням. Щоб говорити про оптимальну надійність, необхідно насамперед встановити кількісний критерій для оцінки надійності та встановити показники оптимальності. При цьому потрібно враховувати, що як електричні навантаження, так і показники надійності є випадковими величинами, які можуть набувати різного значення з певними ймовірностями. Достовірність вихідних даних, покладених в основу розрахунків мережі, визначатиметься тим, наскільки близькі результати дослідження, прогнозування навантаження та статистика пошкоджень можуть відображати очікувані умови роботи мережі та електроустановок. Визначення вихідних даних для знаходження електричних навантажень та надійності ґрунтується на спеціальних дослідженнях, які проводяться у мережах та на математичних моделях електричних систем, що будуються з урахуванням методів теорії ймовірності, математичної статистики, теорії надійності та теорії масового обслуговування. Теорія надійності дає шляхи для вирішення подібних питань у загальному випадку, але стосовно завдань електромереж її доводиться спеціально пристосовувати для цих конкретних технічних завдань.

2.2 Сумісний розрахунок режимів електричних мереж при наявності декількох класів напруг

До складу сучасних електричних мереж входять електричні мережі із багатьма номінальними напругами, які пов'язані один із одним трансформаторами та автотрансформаторами. На рисунку 2.1 представлено схему мережі, а на рисунку 2.2 схему її заміщення, стосовно якої може бути показано особливості розрахунку режиму у таких випадках [12].

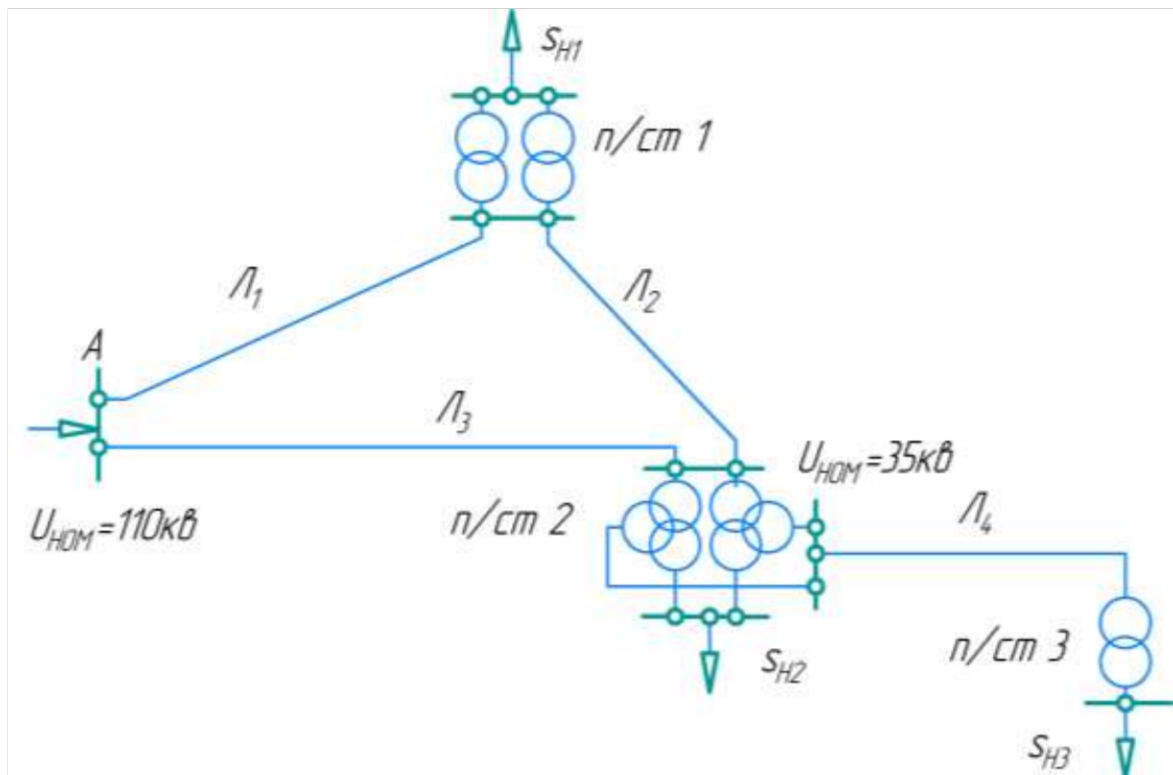


Рисунок 2.1 – Схема електричної мережі з різними класами напруг

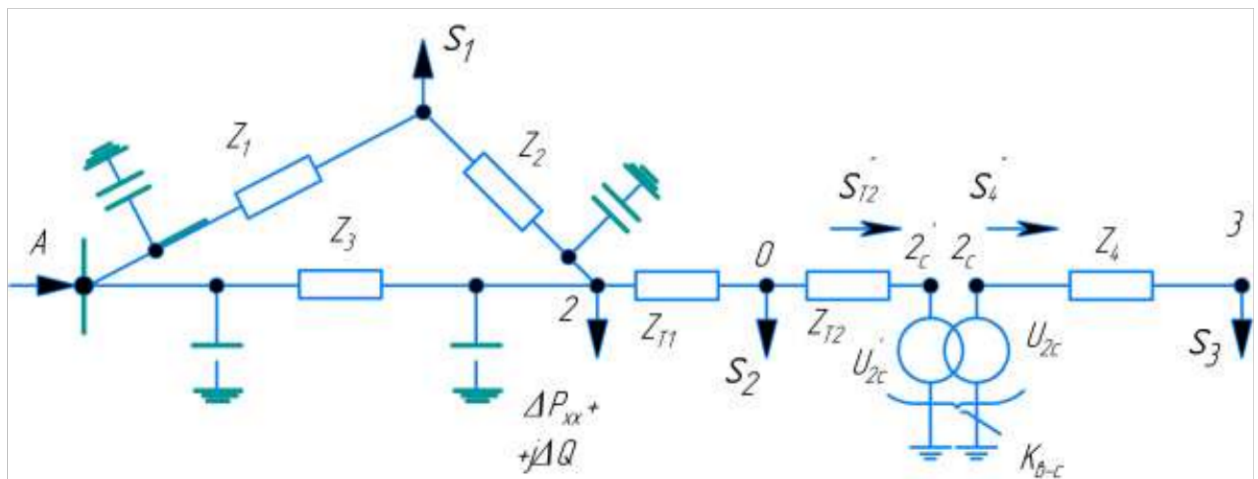


Рисунок 2.2 – Схема заміщення електричної мережі із різними класами напруг

Для схеми представленої на рисунку 2.2, характерне увімкнення ідеального трансформатора, який відображає наявність трансформації між контурами 110 – 35 кВ. При цьому опори трансформатора враховуються у схемі заміщення елементом Z_{T2} . У вузлових точках 1, 0 та 3 схеми увімкнено розрахункові навантаження підстанцій 1, 2 та 3. У складі першої враховано зарядні потужності половини ліній L_1 та L_2 , в інших розрахункових навантаженнях відображено лише втрати потужності відповідних трансформаторів.

Розглянемо спочатку послідовність розрахунку схеми «за даними кінця». Ділянка схеми між точками 2 та 3 не містить нових елементів і тому результатом буде визначення напруги \dot{U}_{2c} та потужності \dot{S}'_4 . При коефіцієнті трансформації k_{b-c} напрузі \dot{U}_{2c} відповідає напруга [13]:

$$U'_{2c} = k_{b-c} U_{2c}, \quad (2.1)$$

а потужність $\dot{S}''_{T2} = \dot{S}'_4$, оскільки трансформатор, увімкнений у схему (див. рисунок 2.2), ідеальний та немає ні активних, ні реактивних опорів.

Після визначення величин U'_{2c} та \dot{S}''_{T2} розрахунок виконується стосовно схеми однієї номінальної напруги та відповідно, не містить будь-яких особливостей, властивих схемам із магнітним зв'язком між елементами мережі.

При виконанні обчислення «за даними початку» розв'язок завдання складається із тих самих двох етапів, що й у випадку мереж однієї номінальної напруги. На першому етапі визначаються втрати потужності, а також значення потужності у всіх елементах схеми заміщення за умови, що напруга в усіх точках мережі має номінальне значення. Для лінії L_4 у цьому прикладі такою напругою буде 35 кВ, для інших елементів схеми – 110 кВ. На другому етапі розрахунку визначаються у другому наближенні напруги у вузлових точках схеми за заданим значенням напруги у точці живлення U_A і знайденим на першому етапі розрахунку потужностям на початку кожного з елементів схеми заміщення. Потім при послідовному переході від однієї вузлової точки до іншої у напрямку від точки живлення до кінця лінії L_4 визначається

піведена напруга U'_{2c} з на шинах середньої напруги підстанції 2, а потім відповідна йому дійсна напруга на цих шинах [14]

$$U_{2c} = \frac{U'_{2c}}{k_{b-c}}. \quad (2.2)$$

Далі обчислення проводиться для лінії L_4 , причому втрати напруги у ній обчислюються за знайденою величиною напруги U_{2c} [15]

$$\Delta U_4 = \frac{P'_4 r_4 + Q'_4 x_4}{U_{2c}}. \quad (2.3)$$

При цьому напруга у вузловій точці 3 становить [16]:

$$U_3 = U_{2c} - \Delta U_4. \quad (2.4)$$

Якщо метою розрахунку (незалежно від того, виконується він «за даними кінця» чи «даними початку»), є обчислення напруг на шинах нижчої напруги кожної із підстанцій, то цей розрахунок повинен бути доповнений ще одним етапом, на якому обчислюються втрати напруги в опорах трансформаторів (або автотрансформаторів) та наявність магнітного зв'язку між їх обмотками. Покажемо послідовність виконання цього етапу на прикладі підстанції 1, на схемі яка представлена на рисунку 2.1.

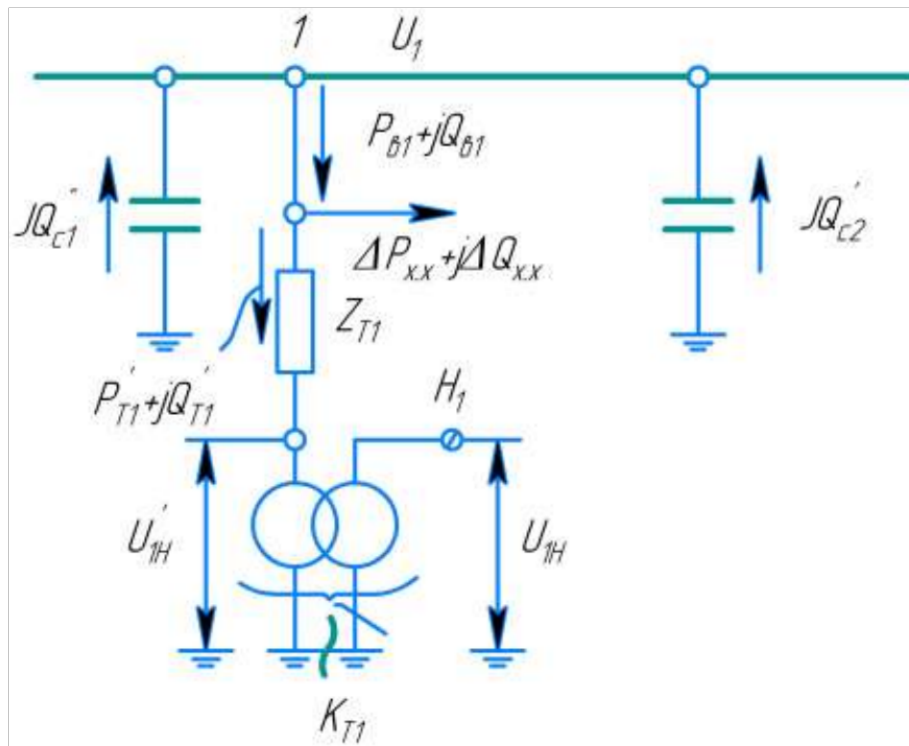


Рисунок 2.3 – Розгорнута схема підстанції [17]

На рисунку 2.3 представлено розгорнуту схему з'єднання елементів, врахованих щодо розрахункового навантаження цієї підстанції. Також зазначено потужності, які мали бути знайдені та підсумовані при обчисленні розрахункового навантаження. Оскільки напруга U_1 відома, то вона визначена на попередніх етапах обчислень, відтак втрата напруги в опорі трансформатора, очевидно, може бути знайдено за величиною цієї напруги та потужності $S'_{T1} = P'_{T1} + jQ'_{T1}$, яка протікає через опір \dot{Z}_{T1} . При цьому втрата напруги становить:

$$\Delta U_{T1} = \frac{P'_{T1}r_{T1} + Q'_{T1}x_{T1}}{U_1}. \quad (2.5)$$

а приведена напруга на шинах нижчої напруги підстанції [18]

$$U_{1H} = U_1 - \Delta U_{T1}. \quad (2.6)$$

Шукана напруга на шинах нижчої напруги підстанції становить [19]:

$$U_{1H} = \frac{U'_{1H}}{k_{T1}}. \quad (2.7)$$

При спільному обчисленні мереж із різними номінальними напругами, можна поряд із методом обчислення, розглянутим вище щодо схеми рисунок 2.2, застосувати спосіб, який передбачає приведення параметрів схеми та її режиму до одного ступеня трансформації. Реалізувати цей спосіб при розрахунку схеми (див. рисунок 2.2) доцільно, привівши опір лінії L_4 до номінальної напруги 110 кВ. При такому підході зі схеми заміщення виключається ідеальний трансформатор, точки $2'_C$ та 2_C об'єднуються, а опір Z_4 замінюється приведеним опором

$$\dot{Z}'_4 = k_{b-c}^2 \dot{Z}_4. \quad (2.8)$$

Напругу у точці 3 при розрахунку слід приймати приведеною до тієї ж щаблі трансформації, що і опір \dot{Z}_4 , тобто вважати, що

$$\dot{U}'_3 = k_{b-c} U_3. \quad (2.9)$$

У досить простій схемі (рисунок 2.2) обидва підходи для обчислення є абсолютно рівноцінними. У більш складних випадках, у яких опори трансформаторів входять у замкнуті контури розрахункових схем, приведення пара-

метрів дає змогу чіткіше виявити особливості режиму та спростити застосування узагальнених методів для їх обчислення.

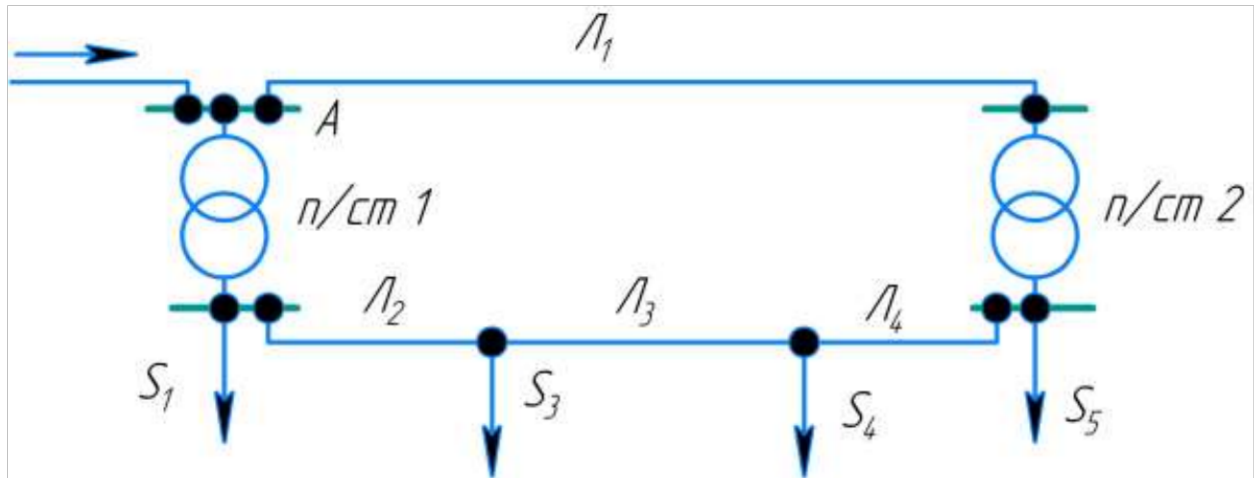


Рисунок 2.4 – Кільцева схема мережі [20]

Прикладом таких схем може бути кільцева схема мережі (рисунок 2.4), яка складається із ділянок двох номінальних напруг, пов'язаних один з одним двома трансформаторами. Схему заміщення такої мережі представлено на рисунку 2.5а, де показано опори усіх ліній та трансформаторів. За допомогою двох ідеальних трансформаторів у цій схемі відображається наявність магнітного зв'язку контурів у двох точках. Якщо опори $\dot{Z}_2, \dot{Z}_3, \dot{Z}_4$ привести до ступеня трансформації лінії L_1 , то схема заміщення може бути перетворена до виду, представленому на рисунку 2.5б.

На рисунку 2.5а, б коефіцієнти трансформації обох трансформаторів відзначені як комплексні величини. Відтак, у схемі враховано можливість не лише зміни напруги за величиною, але також і повороту вектора напруги на певний кут, який визначається групою з'єднання обмоток трифазних трансформаторів.

Припустимо, що напруга у точці a відома та дорівнює напрузі основних виводів трансформатора підстанції 1, $U_a = U_{ном}$. Оскільки в ідеальних трансформаторах схеми заміщення немає ні опорів, ні провідностей, напруга в точці a_1 має визначитися лише співвідношенням коефіцієнтів трансформації: [21]

$$\dot{U}_{a1} = \dot{U}_a \frac{k_{T2}}{k_{T1}}. \quad (2.10)$$

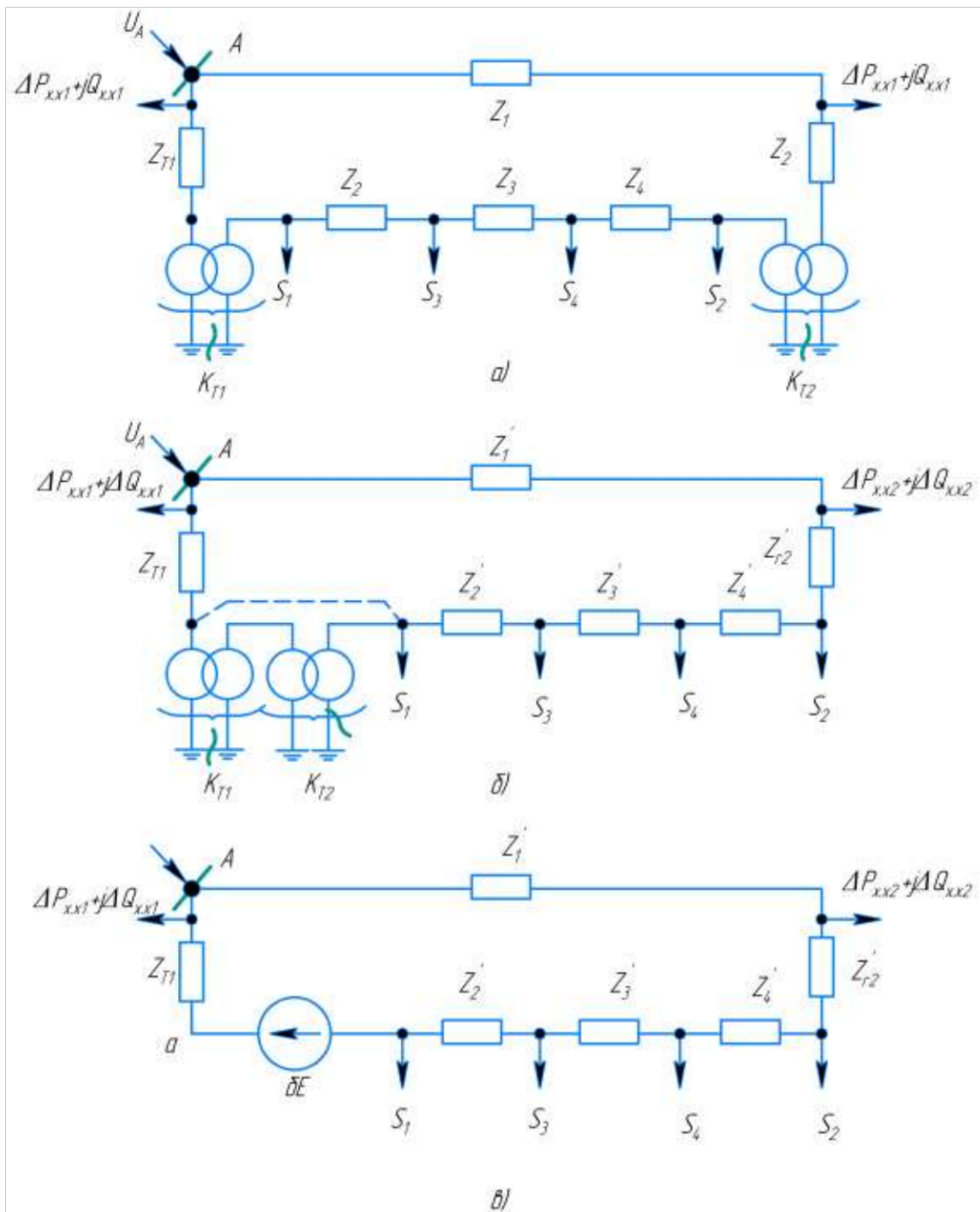


Рисунок 2.5 – Схеми заміщення замкнених мереж [22]

При рівних коефіцієнтах трансформації обох трансформаторів, які входять до замкнутого контуру, $\dot{U}_{a_1} = \dot{U}_a$. У цьому випадку точки a та a_1 можуть бути об'єднані, а ідеальні трансформатори виключені зі схеми заміщення (рисунок 2.5б). У випадку, коли $k_{T1} \neq k_{T2}$, напруги в точках a та a_1 також не рівні, що виключає можливість об'єднання цих точок у схемі заміщення. Для виключення ідеальних трансформаторів зі схеми при нерівності коефіцієнтів

трансформації необхідно між точками a та a_1 включити джерело додаткової ЕРС, величина якої визначається з рівняння:

$$\dot{U}_a + \Delta \dot{E} = \dot{U}_{a_1}, \quad (2.11)$$

звідки

$$\Delta \dot{E} = \dot{U}_a \left(\frac{k_{T2}}{k_{T1}} - 1 \right) \quad (2.12)$$

При цьому, схема заміщення кільцевої мережі набуває вигляду, показаного на рисунку 2.5в.

2.3 Розробка моделі фрагмента мережі у програмному комплексі CircuitMakerSTUDENT

У ході виконання кваліфікаційної роботи було підготовлено модель досліджуваного фрагмента електричної мережі. Ця модель дає змогу здійснювати обчислення усіх електричних координат режиму (струму, напруги, потоків та втрат активної і реактивної потужності у всіх вузлах та гілках електричної мережі). Фрагменти ділянок змодельованої мережі представлено на рисунках 2.6 та 2.7.

Перед укладанням моделі у програмному комплексі було підготовлено вихідні дані для розрахунку [23]:

- ✚ укладено схему із зазначенням всіх вузлів та гілок;
- ✚ вузли електричної мережі було пронумеровано, для кожного із яких було задано його номінальну напругу, після чого нанесено на схему;
- ✚ для вузлів навантаження задано активну та реактивну потужність споживання;
- ✚ для вузлів із синхронними машинами визначено активну потужність генерації;
- ✚ для компенсуючих пристроїв – конденсаторних батарей та шунтуючих реакторів – задано їх провідність, після чого також нанесено на схему;
- ✚ для ліній електропередач задано поздовжній опір та провідність на землю;

Видалено керівником роботи задля енергетичної безпеки України

Рисунок 2.6 – Фрагмент №1 змодельованої ділянки мережі ПС №1 – пс №2

Видалено керівником роботи задля енергетичної безпеки України

Рисунок 2.7 – Фрагмент №2 змодельованої ділянки мережі ПС №1 – пс №2

✚ для трансформаторів визначено опір $R + jX$, який приведено до сторони високої напруги, провідність шунта на землю $G + jB$, коефіцієнт трансформації, рівний відношенню нижчої номінальної напруги до вищої;

✚ триобмоткові трансформатори та автотрансформатори представлено за схемою зірка з проміжним вузлом та трьома гілками, дві із яких мають коефіцієнти трансформації.

Також модель включає параметри навантажень реактивної та активної потужностей. У контурі присутні пристрої, які компенсують реактивну потужність, конденсаторні батареї, шунтувальні реактори. Зручність використаної моделі у її наочності. При зміні режиму, значення перетоків потужностей, напрями розповсюдження активної та реактивної потужностей відображається на графічному інтерфейсі програми. Це робить модель легко «читабельною» для дослідника [24].

Вмикаючи та вимикаючи компенсуючі пристрої, ми можемо проаналізувати параметри мережі, порівняти із гранично допустимими значеннями, побачити функції пристроїв, які компенсують, в електричній мережі, а також визначити потенціал та необхідність встановлення нового обладнання.

У наступному розділі здійснимо аналіз результатів комп'ютерної симуляції режимів роботи досліджуваного фрагмента мережі.

3 КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ ФРАГМЕНТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

У кваліфікаційній роботі буде розглянуто різні режими роботи конденсаторних батарей на ПС №1 та ПС №2. Як описано вище, на ПС 220 кВ №1 встановлено два керовані шунтуючі реактори: на 45 МВАр та 26,3 МВАр. На ПС №2 110 кВ встановлено керований шунтуючий реактор потужністю 14,2 МВАр.

Досліджувані напруги буде перевірено згідно із міжнародним стандартом Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК), які представлено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Класи напруг електрообладнання [25]

Клас напруги	Номінальна напруга мережі	Найбільша робоча напруга	Найбільша допустима робоча напруга
110	110	115,5	116
220	220	231	252

Національні стандарти України опираються на стандарти МЕК.

3.1 Режими роботи керованих шунтувальних реакторів на підстанціях 220 кВ

За допомогою програмного комплексу моделювання електричних мережеелектротехнічних систем CircuitMakerSTUDENT здійснено аналіз напруг на підстанціях у таких режимах:

1. Шунтувальні реактори увімкнені на обидвох підстанціях 220 кВ – ПС №1 та ПС №2;
2. Шунтувальні реактори вимкнені на обидвох підстанціях 220 кВ – ПС №1 та ПС №2;
3. Шунтувальні реактори вимкнені на ПС №2, увімкнені на ПС №1;
4. Шунтувальні реактори вимкнені на ПС №1, увімкнені на ПС №2.

Компенсуючі пристрої (увімкнені та вимкнені) впливають на ПЛ 220 кВ ПС №1 – ПС №2, а також ПЛ 110 кВ ПС №1 – ПС №2 та підстанції, які знаходяться на ній. Серед них:

1. ПС 220 кВ №1, ПС 110 кВ №1, ПС 10 кВ №1;

2. ПС 110 кВ №3;
3. ПС 110 кВ №4;
4. ПС 110 кВ №5;
5. ПС 110 кВ №7;
6. відп. на ПС 110 кВ №6;
7. ПС 220 кВ №2, ПС 110 кВ №2, ПС 10 кВ №2.

Розглянемо значення напруг у мережі при зміні режимів роботи компенсувальних пристроїв за різних навантажень. Зміна навантажень пов'язана з їх потенційним впливом на напругу мережі. Передбачається, що при збільшенні навантажень напруга у мережі має зменшитися, а при зменшенні навантаження збільшиться. Так як навантаження мають обмеження, як за максимальним споживанням, так і за мінімальним, нами було вирішено збільшувати або зменшувати його значення у 1,5 рази. Здійснювалися зміни активної та реактивної потужності потужності. Результати дослідження напруг із нормальними навантаженнями представлено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Напруги підстанцій у нормальному режимі

ПС Режим	№1 220 кВ	№1 110 кВ	№3 110 кВ	№4 110 кВ	№7 110 кВ	№5 110 кВ	№6 110 кВ	№2 110 кВ	№2 220 кВ
1	227	118	118	118	117	117	117	117	237
2	371	195	199	199	201	202	202	202	405
3	227	119	120	199	120	120	120	120	240
4	372	195	199	200	202	202	202	202	405

На рисунках 3.1 – 3.4 представлено наочне відображення зміни напруг для підстанцій у всіх чотирьох режимах роботи реакторів, при нормальному режимі навантаження.

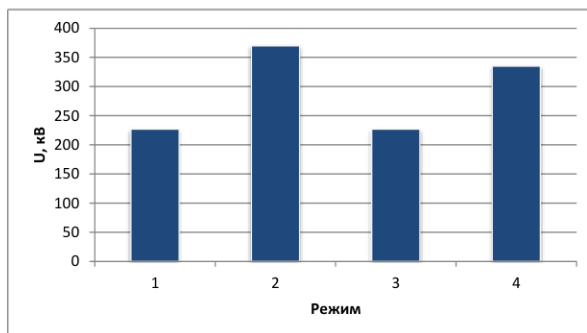


Рисунок 3.1 – Режими роботи ПС №1 220 кВ

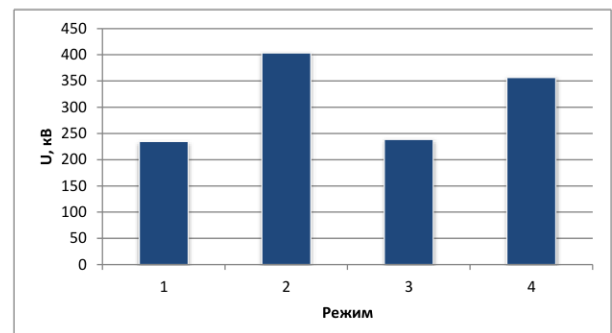


Рисунок 3.2 – Режими роботи ПС №2 220 кВ

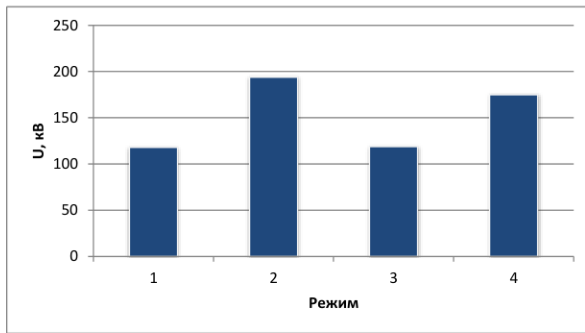


Рисунок 3.3 – Режими роботи
ПС №1 110 кВ

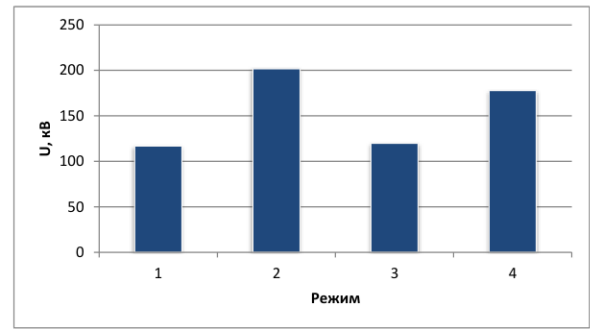


Рисунок 3.4 – Режими роботи
ПС №2 110 кВ

Аналізуючи таблицю 3.2 та рисунки 3.1 – 3.4 бачимо, що у режимі 1 напруги відповідають вимогам за тривалим допустимим навантаженням. У режимі 2 напруги не відповідають вимогам за тривалим допустимим навантаженням. На усіх підстанціях спостерігається різке збільшення напруги за рахунок некомпенсованої зарядної потужності ПЛ 220 кВ ПС №1 – ПС №2. У режимі 3 напруги відповідають вимогам за тривало допустимим навантаженням, проте на ПС №2 некомпенсована потужність виявляє себе у підвищенні напруги до 240 кВ. Режим 4 не відповідає вимогам до напруги за тривалим допустимим навантаженням.

З досліджу бачимо, що наявність керованих шунтувальних реакторів на ПС №1 необхідна для цієї ділянки мережі, оскільки без них величина некомпенсованої реактивної потужності перевищує максимально допустиму, не задовольняючи необхідну напругу у мережі.

Розглянемо аналогічні режими при збільшенні навантаження у 1,5 рази. Результати експерименту представлено у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Напруги підстанцій при збільшенні навантаження у 1,5 рази

ПС Режим	№1 220 кВ	№1 110 кВ	№3 110 кВ	№4 110 кВ	№7 110 кВ	№5 110 кВ	№6 110 кВ	№2 110 кВ	№2 220 кВ
1	227	118	118	118	117	117	117	117	235
2	370	194	198	199	202	202	202	202	404
3	227	119	119	119	119	120	120	120	239
4	335	175	177	117	178	178	178	178	357

На рисунках 3.5 – 3.8 представлено наочне відображення зміни напруг для підстанцій в усіх чотирьох режимах роботи реакторів, при збільшеному у 1,5 рази навантаженні підстанцій.

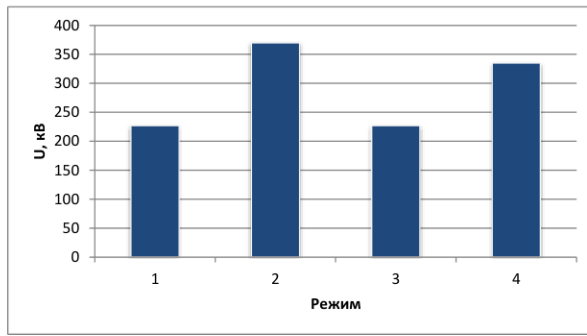


Рисунок 3.5 – Режими роботи
ПС №1 220 кВ

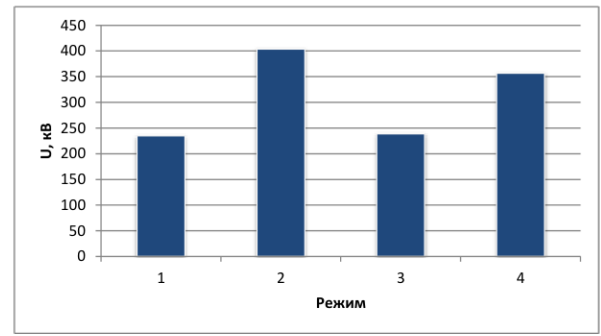


Рисунок 3.5 – Режими роботи
ПС №2 220 кВ

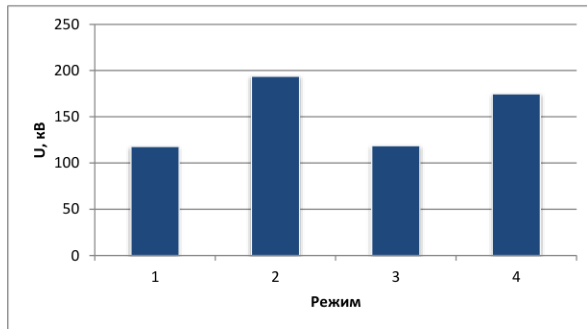


Рисунок 3.7 – Режими роботи
ПС №1 110 кВ

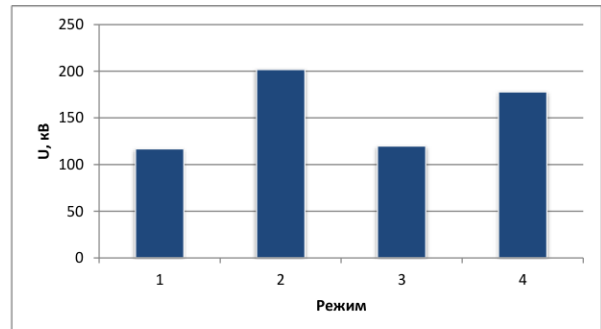


Рисунок 3.8 – Режими роботи
ПС №2 110 кВ

Аналізуючи таблицю 3.3 та рисунки 3.5 – 3.8 бачимо, що висновки із проведення експерименту будуть аналогічними до попередніх, оскільки збільшення навантаження у 1,5 рази практично не впливає на мережу у даному випадку. Режим 1 відповідає вимогам за тривалодопустимою напругою для підвищеного навантаження. Режим 2 не відповідає вимогам за довготривалою допустимою напругою. Тут спостерігається різке збільшення напруги за рахунок некомпенсованої зарядної потужності ПЛ 220 кВ ПС №1 – ПС №2. Режим 2 відповідає вимогам за тривалодопустимою напругою, однак на ПС №2 некомпенсована потужність проявляє себе у підвищенні напруги, наприклад, на низькій стороні трансформатора, де значення напруги становить 11,4 кВ, яке є близьким до максимальнодопустимого за тривалим допустимим навантаженням. Режим 4 не відповідає вимогам до напруги за тривалим допустимим навантаженням [26].

Загалом можна стверджувати, що значення напруги у мережі практично не змінилися порівняно з режимом нормальних навантажень. Є лише невеликі зниження напруги.

Розглянемо режими зменшення навантаження у 1,5 разів. Результати експерименту представлено у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Напруги підстанцій при зменшенні навантаження у 1,5 рази

ПС Режим	№1 220 кВ	№1 110 кВ	№3 110 кВ	№4 110 кВ	№7 110 кВ	№5 110 кВ	№6 110 кВ	№2 110 кВ	№2 220 кВ
1	227	118	118	118	117	117	117	117	236
2	372	196	199	200	201	201	201	202	405
3	227	119	120	120	120	121	121	121	241
4	372	195	199	200	201	201	201	201	404

На рисунках 3.9 – 3.12 представлено наочне відображення зміни напруг для підстанцій в усіх чотирьох режимах роботи реакторів, при зменшеному у 1,5 рази навантаженні підстанцій.

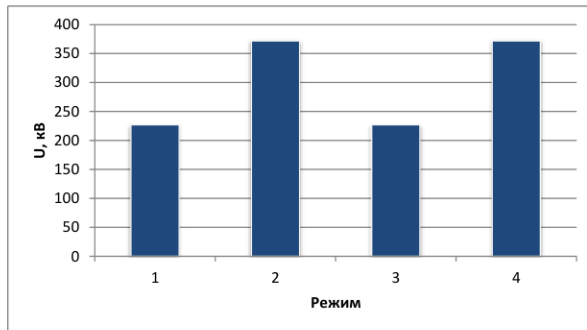


Рисунок 3.9 – Режимы работы ПС №1 220 кВ

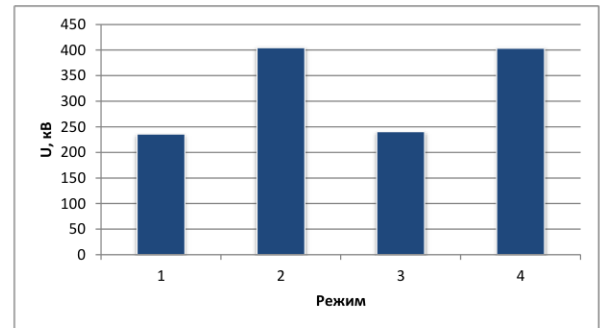


Рисунок 3.10 – Режимы работы ПС №2 220 кВ

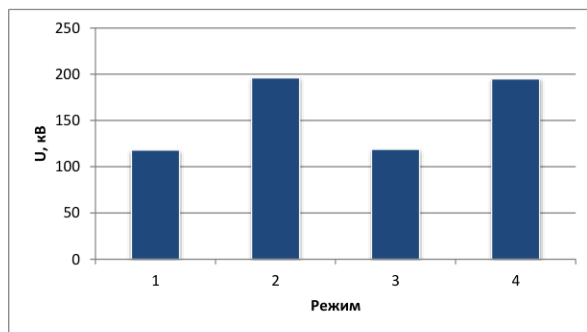


Рисунок 3.11 – Режимы работы ПС №1 110 кВ

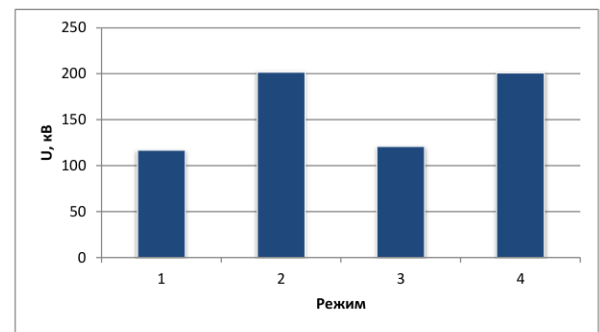


Рисунок 3.12 – Режимы работы ПС №2 110 кВ

Аналізуючи таблицю 3.4 та рисунки 3.9 – 3.12 бачимо, що у режим 1 відповідає вимогам за тривало допустимою напругою при зниженому навантаженні. Режим 2 не відповідає вимогам за тривало допустимою напругою при зниженому навантаженні. Спостерігається різке збільшення напруги за рахунок некомпенсованої зарядної потужності ПЛ 220 кВ ПС №1 – ПС №2. Режим 3 відповідає вимогам за тривало допустимою напругою при знижено-

му навантаженні. Режим 4 не відповідає вимогам за тривало допустимою напругою при зниженому навантаженні.




Підсумовуючи проведені експерименти можемо зробити такі висновки, відповідно до таблиці 3.1. Згідно з отриманими даними числових експериментів прийнятними є такі режими роботи досліджуваного фрагмента електричної мережі:

- при нормальному режимі роботи лише режим 1 (увімкнені усі КШР на ПС №1 та ПС №2);
- при збільшенні навантаження у 1,5 разів лише режими 1 та 2 (увімкнені усі КШР на ПС №1 та ПС №2 або увімкнені лише на ПС №1);
- при зменшенні навантаження у 1,5 разів лише режими 1 та 3 (увімкнені усі КШР на ПС №1 та ПС №2, увімкнені лише на ПС №1).

Відтак, можемо дійти невтішного висновку, що прийнятними режимами вважаються лише режими, у яких увімкнені реактори на ПС №1. Реактор на ПС №2 110 кВ робить свій внесок у поліпшення режиму, але і без нього напруги не перевищують критичних значень [27].

3.2 Режими роботи керованих шунтувальних реакторів на підстанції №1 220 кВ

Проаналізуємо вплив КШР, які встановлені на ПС 220 кВ №1, на енерговузол ПС №1 – ПС №2. Проведемо дослідження напруги у мережі лише у режимі нормального навантаження, оскільки зміна режиму навантаження не здійснює істотного впливу на рівні напруг. Зміна режимів роботи буде полягати лише в увімкненні шунтувальних реакторів на ПС №1, яке відбуватиметься неодноразово:

-  у режимі 1 – увімкнено обидва реактори на ПС №1 та реактор на ПС №2.
-  у режимі 2 – увімкнено лише реактор КШР1 на 51,1 Мвар на ПС №1;
-  у режимі 3 – увімкнено лише реактор КШР2 на 32,4 Мвар на ПС №1.

Отримані результати моделювання представлено у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Напруги підстанцій при зміні режимів роботи КШР на ПС №1

ПС Режим	№1 220 кВ	№1 110 кВ	№3 110 кВ	№4 110 кВ	№7 110 кВ	№5 110 кВ	№6 110 кВ	№2 110 кВ	№2 220 кВ
1	227	118	118	118	117	117	117	117	237
2	293	154	156	157	158	159	159	159	317
3	293	154	157	157	158	159	159	159	317

На рисунках 3.13 – 3.16 представлено наочне відображення зміни напруг для підстанцій в усіх трьох режимах роботи реакторів на ПС №1 220 кВ при нормальному режимі навантаження.

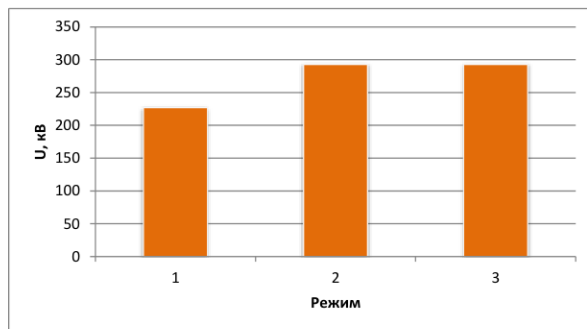


Рисунок 3.13 – Режими роботи ПС №1 220 кВ

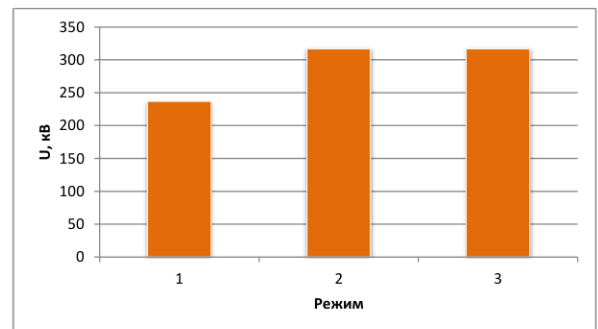


Рисунок 3.14 – Режими роботи ПС №2 220 кВ

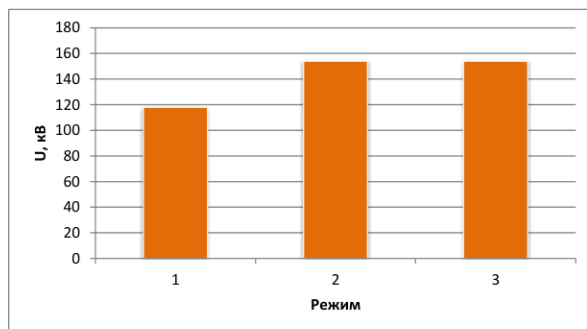


Рисунок 3.15 – Режими роботи ПС №1 110 кВ

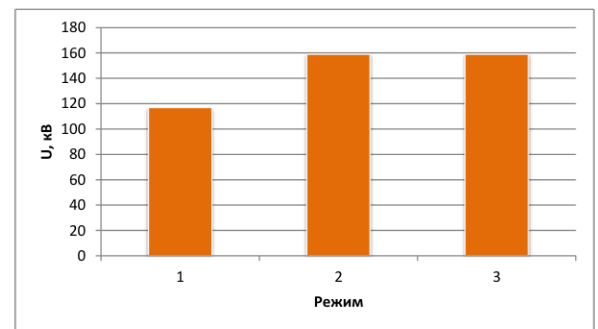


Рисунок 3.16 – Режими роботи ПС №2 110 кВ

Аналізуючи таблицю 3.5 та рисунки 3.13 – 3.16 бачимо, що КШР1 на 51,1 МВАр та КШР2 на 32,4 МВАр у даному випадку практично однаково впливають на значення напруги в досліджуваній лінії електропередачі. Окрім цього, можемо сказати, що в 2 та 3 режимах значення напруги не входять у межі тривалодопустимих максимальних робочих напруг. Зокрема, у другому режимі напруги ПС №1 220 кВ та ПС №2 220 кВ становили 293 кВ та 317 кВ, відповідно. У третьому режимі напруги цих підстанцій не змінили своїх значень. Для ПС №1 110 кВ напруга у другому та третьому режимах мала значення 154 кВ, а для ПС №2 110 кВ – 159 кВ.

3.3 Режими роботи батарей статичних конденсаторів на ПС №2 110 кВ

3.3.1 Увімкнений шунтувальний реактор на ПС №2 110 кВ. Проаналізуємо режими, у яких увімкнено конденсаторні батареї на ПС №2 110 кВ. Комп'ютерна симуляція проводилася для двох режимів роботи:

- у режимі 1 – мережа працює без увімкнених конденсаторних батарей;
- у режимі 2 – увімкнено одну конденсаторну батарею;
- у режимі 3 – увімкнено обидві конденсаторні батареї.

Обидві конденсаторні батареї на ПС №2 110 кВ мають однакову номінальну потужність. Генерована потужність кожної батареї становить 26 МВАр, тому увімкнення будь-якої батареї є рівноцінним для зміни режиму роботи мережі. Моделювання будемо здійснювати з увімкненим шунтувальним реактором на ПС №2 110 кВ. Окрім цього, попередній досвід показав, що зміна (збільшення/зменшення) навантаження впливу на напругу практично не здійснює, тому числовий експеримент будемо здійснювати для режиму нормального навантаження. Результати проведеної комп'ютерної симуляції представлено у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Напруги підстанцій при зміні режимів роботи БСК на ПС №2

ПС Режим	№1 220 кВ	№1 110 кВ	№3 110 кВ	№4 110 кВ	№7 110 кВ	№5 110 кВ	№6 110 кВ	№2 110 кВ	№2 220 кВ
1	227	118	118	118	117	117	117	117	237
2	227	119	120	121	121	122	122	122	242
3	219	116	120	121	124	126	126	126	245

На рисунках 3.17 – 3.20 представлено наочне відображення зміни напруг для підстанцій в усіх трьох режимах роботи конденсаторних батарей на

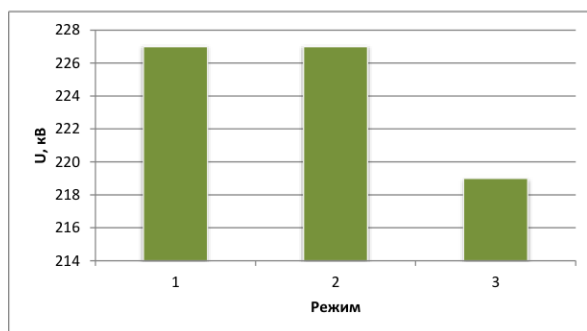


Рисунок 3.17 – Режими роботи ПС №1 220 кВ

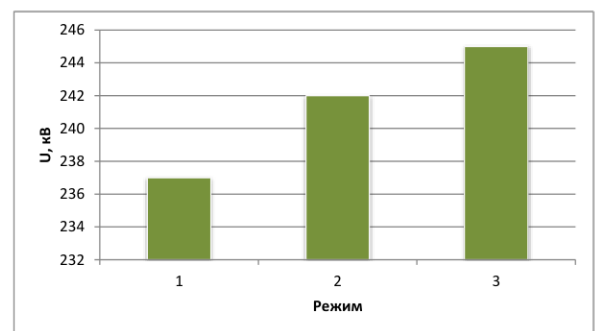


Рисунок 3.18 – Режими роботи ПС №2 220 кВ

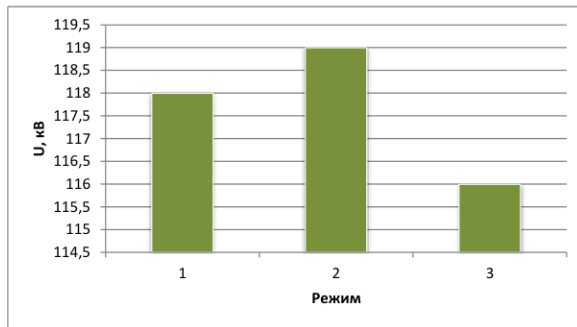


Рисунок 3.19 – Режими роботи
ПС №1 110 кВ

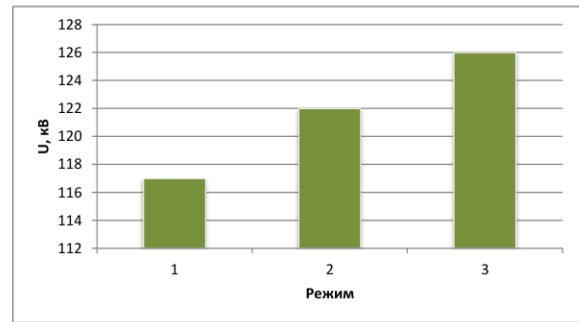


Рисунок 3.20 – Режими роботи
ПС №2 110 кВ

ПС №2 110 кВ при нормальному режимі навантаження за увімкненого шунтувального реактора на ПС №2 110 кВ.

Аналізуючи таблицю 3.6 та рисунки 3.17 – 3.20 бачимо, що при увімкнених конденсаторних батареях відбувається збільшення напруги у ділянці мережі, яка розглядається. Напряга на ділянці контура входить у допустимі межі напруги на усіх підстанціях, проте на ПС №2 на стороні 10 кВ перевищує 11,5 кВ значенням 11,7 кВ.

За увімкнених двох конденсаторних установок напруга на ПС №1 220 кВ знижується, але на лінії 110 кВ відбувається збільшення вище максимального допустимого 126 кВ при тривалому навантаженні. Також на ПС №2 перевищує 11,5 кВ.

3.3.2 Вимкнений шунтувальний реактор на ПС №2 110 кВ. Цей режим, ймовірно, ускладнюється збільшенням напруги у мережі при вимкненому реакторі на ПС №2 110 кВ. У таблиці 3.7 представлено результати комп'ютерної симуляції по аналогії до режимів попереднього експерименту.

Таблиця 3.7 – Напруги підстанцій при зміні режимів роботи БСК на ПС №2

ПС Режим	№1 220 кВ	№1 110 кВ	№3 110 кВ	№4 110 кВ	№7 110 кВ	№5 110 кВ	№6 110 кВ	№2 110 кВ	№2 220 кВ
1	227	118	118	118	117	117	117	117	237
2	227	120	123	124	127	128	128	128	252
3	227	88	72	75	112	131	132	135	220

На рисунках 3.21 – 3.28 представлено наочне відображення зміни напруг для підстанцій в усіх трьох режимах роботи конденсаторних батарей

наПС №2 110 кВ при нормальному режимі навантаження за вимкненого шунтувального реактора на ПС №2 110 кВ.

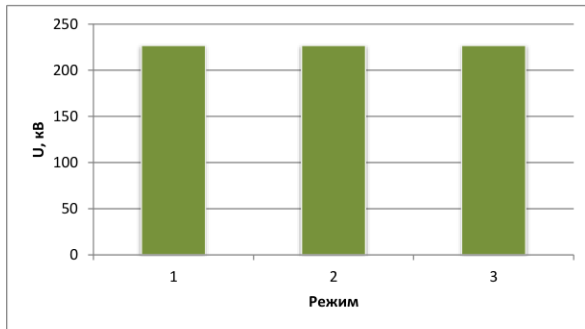


Рисунок 3.21 – Режимы работы ПС №1 220 кВ

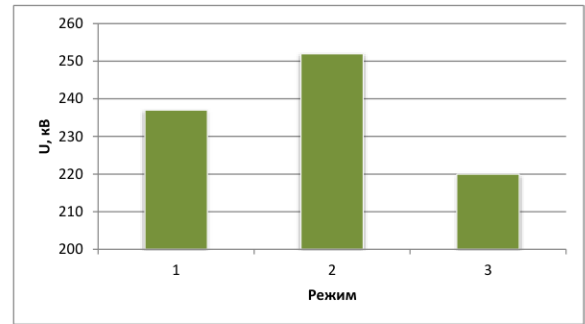


Рисунок 3.22 – Режимы работы ПС №2 220 кВ

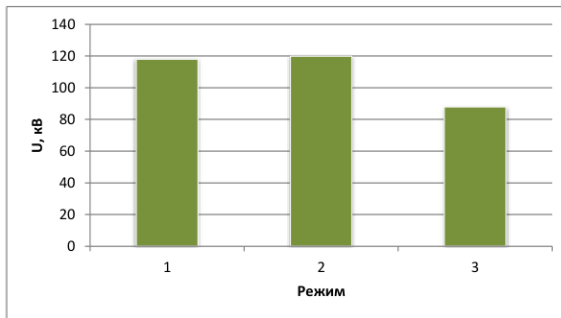


Рисунок 3.23 – Режимы работы ПС №1 110 кВ

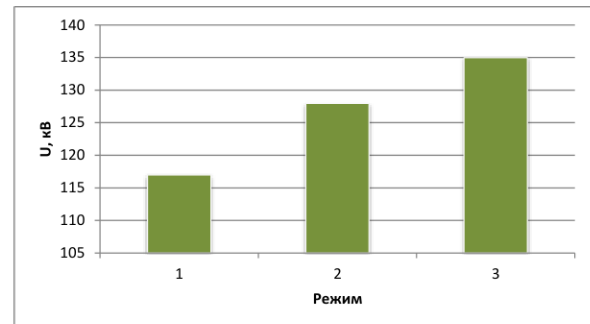


Рисунок 3.24 – Режимы работы ПС №2 110 кВ

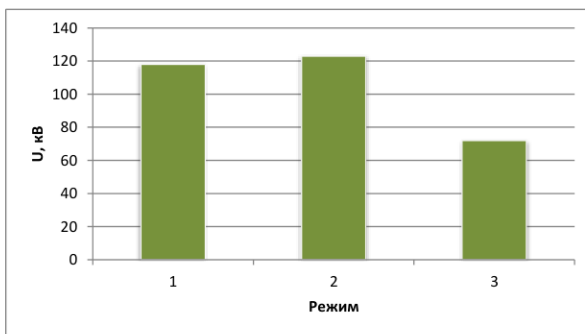


Рисунок 3.25 – Режимы работы ПС №3 110 кВ

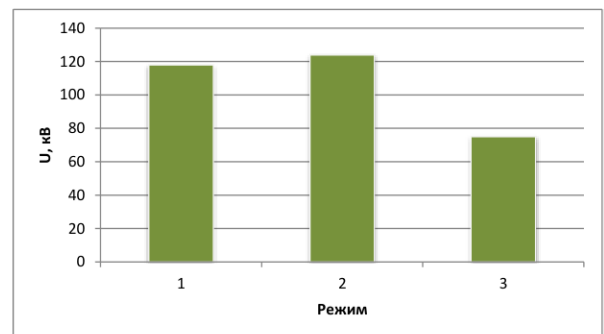


Рисунок 3.26 – Режимы работы ПС №4 110 кВ

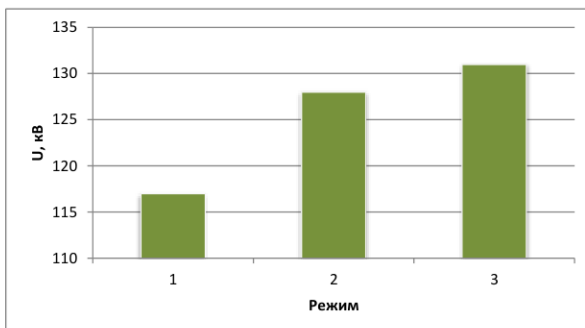


Рисунок 3.27 – Режимы работы ПС №5 110 кВ

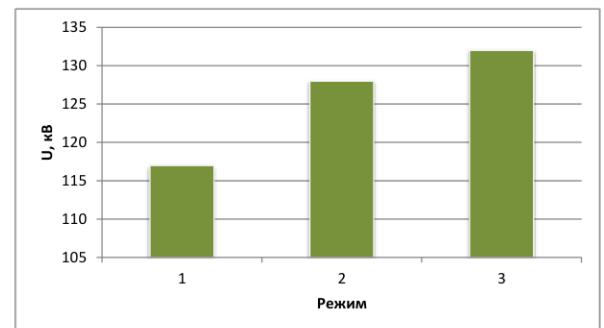
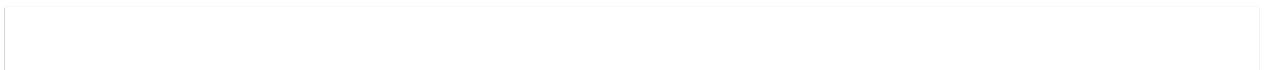


Рисунок 3.28 – Режимы работы ПС №6 110 кВ

Реактивна потужність конденсаторних батарей, яка генерується, без компенсації шунтувального реактора, є занадто великою. Цим режимам від-

повідляє підвищення напруги на прилеглий лінії до ПС №2 на усіх рівнях напруги: 220 кВ, 110 кВ. У режимі роботи двох конденсаторних батарей відбувається «аномалія», яка пов'язана зі зниженням напруги поблизу ПС №1, хоча приєднання другої батареї насправді має збільшити значення напруги на усій протяжності лінії. Аналогічна ситуація простежується у режимі, де працює шунтуючий реактивна потужність конденсаторних батарей, що генерується, без компенсації шунтуючого реактора виявляється занадто великою. Цим режимам відповідає підвищення напруги на прилеглий лінії до ПС «Кизилська» на всіх рівнях напруги: 220 кВ, 110 кВ та 10 кВ. У режимі роботи двох конденсаторних батарей відбувається «аномалія», пов'язана зі зниженням напруги поблизу ПС Чадан, хоча приєднання другої батареї насправді має збільшити значення напруги на всій протяжності лінії. Аналогічна ситуація простежується в режимі, де працює шунтуючий реактор на ПС "Кизилська" 110 кВ (таблиця 6), але зменшення напруги в меншому масштабі. Дане зменшення напруги поблизу ПС «Чадан» 110 кВ пояснюється наявністю включених двох потужних реакторів шунтуючих на ПС «Чадан» 220 кВ, що споживають реактивну потужність і знижують реактивну потужність і, відповідно, напруга на ПС Чадан і наближених до неї підстанцій. реактор на ПС №2 110 кВ, але зменшення напруги в меншому масштабі. Дане зменшення напруги поблизу ПС №1 110 кВ пояснюється наявністю увімкнених двох потужних шунтувальних реакторів на ПС №1 220 кВ, які споживають реактивну потужність чим знижують її рівень і, відповідно, напруга на ПС №1 і наближених до неї підстанцій теж знижується [28].



4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Вимоги безпеки до повітряних ліній електропередач

Найбільш поширеним способом передачі електроенергії до споживача є повітряні лінії електропередачі. Ключовими для цього є електричні мережі напругою 110 кВ і вище та транзитні лінії 35 кВ. Ці лінії обслуговуються відповідно до «Правил техніки безпеки при експлуатації повітряних ліній електропередачі напругою 35 кВ та вище». Повітряні лінії електропередач, підстанції та повітряні перемикальні пункти напругою до 35 кВ включно, кабельні лінії напругою до 220 кВ включно, підстанції та розподільчі пункти напругою до 35 кВ та мережі вуличного освітлення, вводи в будівлі, щити та збірки напругою до 1000 В вважаються розподільчими мережами й обслуговуються відповідно до «Правил техніки безпеки при експлуатації розподільчих електромереж». Усі електричні мережі та електроустановки споживачів незалежно від їх підпорядкування обслуговуються відповідно до «Правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів».

Дотримання згаданих правил гарантує безпеку не тільки працюючих у електроустановках, а й сторонніх осіб, які можуть опинитися поблизу ліній електропередач чи електроустановок [29].

4.2 Категорії робіт на повітряних лініях електропередач

Роботи, які виконуються на повітряних лініях електропередач поділяються на три категорії: на відключеній лінії далеко від інших діючих ліній; на відключеній лінії поблизу діючих ліній; на лінії, що знаходиться під напругою.

Крім того, розрізняють роботи:

- що вимагають підйому на висоту більше ніж на 3 м над рівнем землі та на висоту не менше 2 м від рівня нижнього проводу (рис. 4.1);

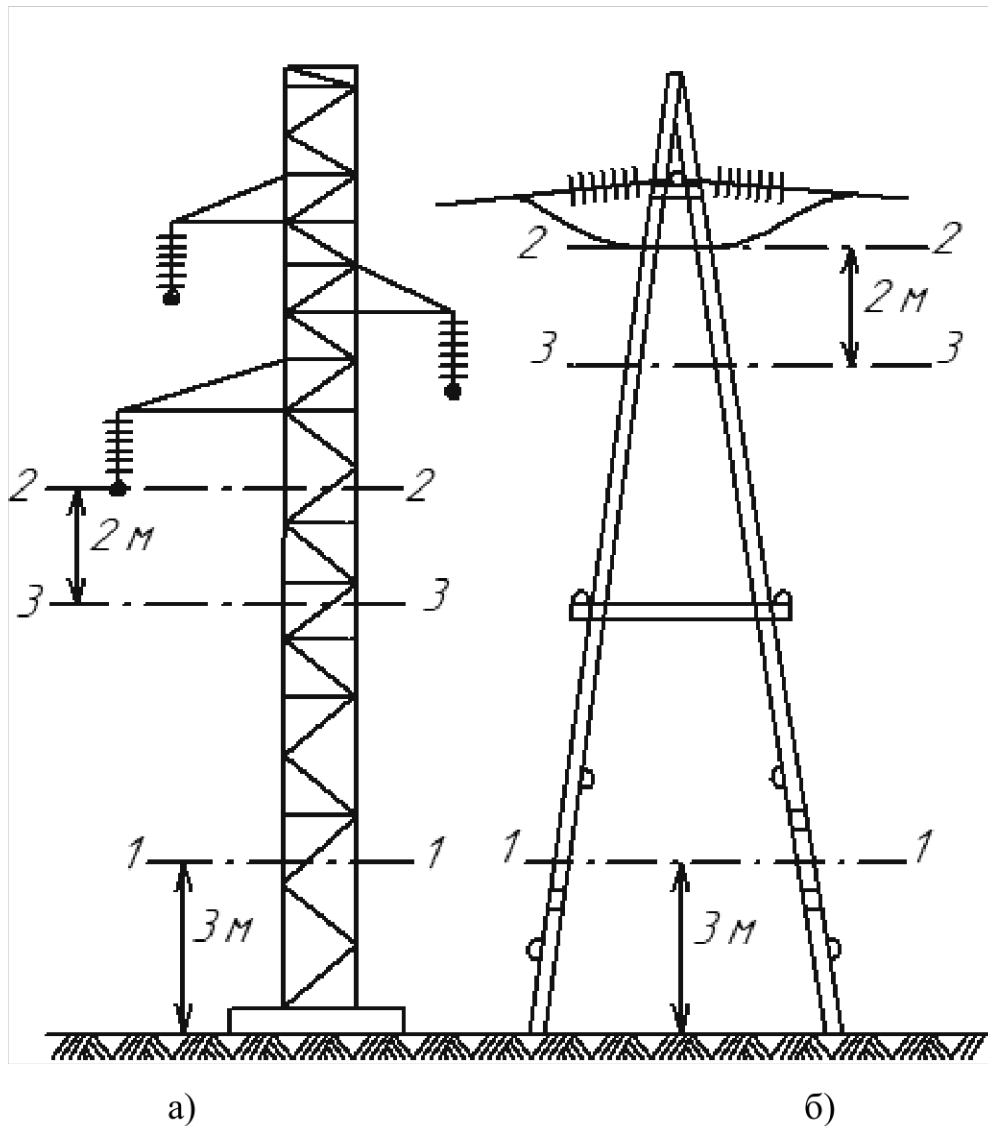


Рисунок 4.1 – Граничні рівні підйому на опори: а – проміжна опора, б – анкерна опора; 1 – 1 – допустимий рівень підйому на опору на висоту не більше 3 м; 2 – 2 – рівень розташування нижнього проводу; 3 – 3 – допустимий рівень підйому на опору на висоту не більше 2 м до рівня підвіски нижнього проводу.

- пов'язані з заміною чи реконструкцією елементів опори або відкопуванням стійки опори на глибину більше 0,5 м;
- пов'язані з дотиком до проводів, тросів чи ізоляторів рукою, штангою або будь-яким іншим пристроєм;
- що виконуються з допомогою машин, механізмів та підйомних пристроїв в охоронній зоні ліній (охоронною називається зона поблизу ліній

електропередач шириною 10 м у обидва боки від ліній напругою до 10 кВ включно; 15 м – 35 кВ; 20 м – 110 кВ; 25 м – 220 кВ; 30 м – 500 кВ);

- по вирубці дерев, що можуть впасти на дроти лінії.

Зазначені роботи виконують згідно нарядів. Заходи безпеки залежать від категорій відповідних робіт. При роботах на лініях, що знаходяться під напругою, на перетинах із іншими лініями та поблизу діючих ліній, відповідальний керівник та виконавець робіт призначаються із кількості осіб, стаж роботи яких на лініях 35 кВ та більше не менше трьох років. Якщо вони мають середню або вищу технічну освіту, стаж роботи повинен бути більше одного року.

4.3 Роботи на вимкненій лінії вдалі від інших діючих ліній

Для безпеки робіт лінію вимикають з усіх боків (звідки може бути подана напруга) вимикачами і лінійними роз'єднувачами або віддільниками, що не мають автоматичного приводу на ввімкнення. Приводи роз'єднувачів і відокремлювачів замикають, на них (і на ключах керування ними) вивішують плакат «Не вмикати – робота на лінії». Вимкнення створює оперативний персонал.

На місці роботи перевіряють відсутність напруги і лінію заземляють (тільки поблизу місця роботи). Для цього накладають переносне заземлення на проводи всіх фаз. В інших випадках переносні заземлення встановлюють по обидва боки від місця роботи з відстанню між ними не більше 2 км. Заземлення на місці робіт не вимагається, якщо виключено наближення на небезпечну відстань самого працюючого, пристосувань і інструменту. Небезпечною вважається відстань від проводів лінії менше 1 м при напрузі до 20 кВ, 2 м – 35 – 220 кВ, 2,5 м – 330 кВ і 3,5 м – 500 кВ [30].

4.4 Роботи на вимкненій лінії поблизу інших діючих ліній

Роботи, які здійснюються на перетинах із іншими повітряними лініями. Якщо робоче місце, тягові канати, інструменти, дроти, що ремонтуються вияв-

ляються чи можуть бути на небезпечній відстані від діючої лінії, яка знаходиться під напругою, цю лінію потрібно відключити та заземлити в одному місці поблизу проведення робіт. Небезпечними вважаються наступні відстані:

Таблиця 4.1 – Небезпечні відстані, які залежать від напруги лінії

Напруга лінії, кВ	Небезпечна відстань, м
1	До 1,5
1–20	>2,0
35–110	>4,0
150–220	>5,0
300	>6,0
500–800	>9,0

Щоб не відбувалося розгойдування проводів та підсікання діючої лінії, монтовані дроти закріплюють мотузками чи капроновими канатами.

Троси та проводи ремонтваної лінії можна опускати лише у випадку, якщо вони знаходяться нижче проводів лінії, які знаходяться під напругою. Монтовані дроти та троси заземляють по обидва боки від пересічної лінії.

При монтажі та ремонті повітряних ліній на перетинах із залізничними, шосейними та водними шляхами троси, проводи та опори можуть випадково виявитися на дорозі, що є небезпечно для транспорту, який рухається та перехожих. Рухомий поблизу місця роботи транспорт може зачепити провід, трос, відтягнути та підсікти чи викликати падіння опори разом із працюючим.

Проведення робіт на перетинах із залізничними і водними магістралями та у безпосередній близькості від них узгоджують із адміністрацією залізничного чи водного транспорту. Проводи та троси надійно закріплюють на відповідній відстані від транспорту, який проходить. При роботах на перетинах із шосейними та степовими дорогами для попередження про небезпеку ставлять спостерігачів із червоними прапорцями чи червоними ліхтарями.

Зоною впливу діючих повітряних ліній електропередач називається простір, у межах якого, з'являється небезпека ураження працівників електричним струмом як наслідок зближення на небезпечну відстань до струмів, які знаходяться під напругою, так й від значення наведеної напруги на прово-

4.5 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні трансформатора

Пошук правильного показника рівня безпеки для якогось конкретного об'єкту передбачено стандартом розрахунку рівня небезпеки експлуатаційних місць, виробничих технологічних процесів, машин чи окремих виробництв. Цей показник характеризує ймовірність виникнення травми, аварії або катастрофи в залежності від досліджуваного явища [31].

Для заснування на виробництві оцінки показника небезпеки якого-небудь об'єкта, необхідно мати доступний та простий спосіб знаходження значень ймовірності будь-якого можливого явища. Основні принципи способу полягають в тому, що в основі аналізу окремого об'єкту або робочого місця знаходять виробничі небезпеки, можливі травмонезбезпечні чи аварійні обставини. При аналізі обставини зазначають події, що можуть бути головними при побудові логіко-імітаційної моделі травми чи аварії. Згодом створюють модель («дерево помилок й відмов оператора»). Під час цього основне місце має правдивий вибір головної непередбаченої події.

Основну непередбачувану подію, модель якої нам потрібно створити, обирають із огляду оцінки відповідного об'єкта, окремої одиниці обладнання або виробництва і розуміння його максимально небезпечного явища, що за певних обставин виробництва може статися.

Після визначення з головною непередбачуваною обставиною (подією) починають будувати «дерево». Застосовуючи оператори «І» та «АБО», здійснюють набір обставин, які можуть призвести до тої події, що вибрана як головна.

Інколи чільна обставина може мати й набагато більше однакових небезпечних обставин за змістом, але нажаль різних за причинами та природою виникнення.

Після того як визначилися із відповідними аварійними, травмонезбезпечними або катастрофічними обставинами та їх кількістю, знаходять інші події, які належать до кожної такої обставини, логічним синтезом з викорис-

танням операторів «АБО», «І» й інших. Побудова моделі триває до тих пір поки не знайдуть всі основні події, які визначають границю моделі.

Потрібно також мати на увазі наступне: кожна непередбачувана подія, у яку входять основні події, може бути сформована та виникнути під час входження до неї двох, трьох і навіть більше основних (базових) подій із залученням відповідних операторів.

Завершена модель, яка пройшла перевірку в подальшому підлягає математичній обробці для знаходження імовірності кожної непередбачуваної події, яка увійшла в модель, розпочинаючи із основних та завершуючи чільною.

Імовірності основних подій знаходять за даними виробництва. Для прикладу основна подія «стан контролю із охорони праці». Для знаходження імовірності ми маємо установити на скільки відсотків (%) від ідеального показника здійснюється відповідний йому контроль. Якщо встановлено, що цей показник контролю має 50 або 30 % – імовірність відповідно рівна 0,5 або 0,3. За умови відсутності контролю імовірність «не здійснення контролю» дорівнюватиме 1, за умови, якщо контроль – ідеальний, то відповідна імовірність дорівнює 0.

Вихідні дані: $P_1 := 0.6$ $P_2 := 0.7$ $P_4 := 0.55$ $P_5 := 0.46$
 $P_7 := 0.38$ $P_8 := 0.32$ $P_{12} := 0.73$ $P_{11} := 0.85$ $P_{14} := 0.13$
 $P_{15} := 0.5$ $P_{17} := 0.3$ $P_{18} := 0.55$

Ймовірність події 3

$$P_3 := P_1 + P_2 - P_1 \cdot P_2 = 0.88$$

Слід зауважити, що обчислення ймовірностей випадкових подій проводяться відповідно до положень булевої алгебри.

Аналогічно обчислюємо ймовірність інших подій залежно від їх номера:

$$P_6 := P_4 + P_5 - P_4 \cdot P_5 = 0.757$$

$$P_9 := P_7 + P_8 - P_7 \cdot P_8 = 0.578$$

$$P_{10} := P_3 + P_6 + P_9 - P_3 \cdot P_6 - P_3 \cdot P_9 - P_6 \cdot P_9 + P_3 \cdot P_6 \cdot P_9 = 0.988$$

Рисунок 4.3 – Розрахунок імовірності в MathCad 12

$$P13 := P11 + P12 - P11 \cdot P12 = 0.96$$

$$P16 := P14 + P15 - P14 \cdot P15 = 0.565$$

$$P19 := P17 + P18 - P17 \cdot P16 = 0.681$$

$$P13 + P16 + P19 - P13 \cdot P16 - P13 \cdot P19 - P16 \cdot P19 + P13 \cdot P16 \cdot P19$$

$$P20 = 0.994$$

$$P21 := 0.15$$

$$P22 := P10 + P20 - P10 \cdot P20 = 1$$

$$P23 := P22 \cdot P21 = 0.15$$

Рисунок 4.4 – Розрахунок імовірностей в MathCad 12 (продовження)

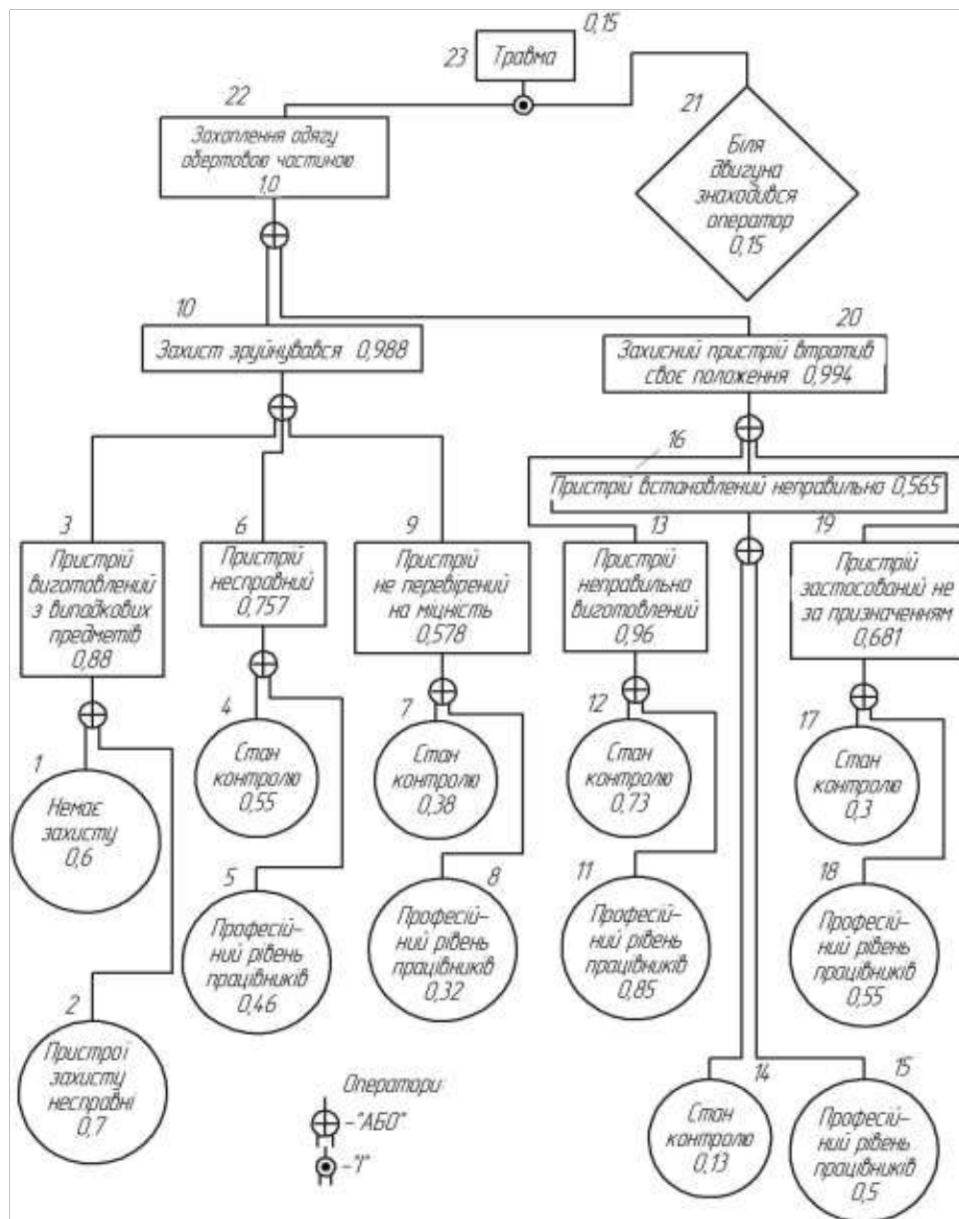


Рисунок 4.5 – Логіко-імітаційна модель процесу виникнення травми при обслуговуванні трансформатора

Після обрахування імовірності всіх подій, розміщених у ромбах, та основних подій, розпочинаючи з нижньої лівої гілки «дерева», їх позначають номерами усіх непередбачуваних подій, що увійшли у модель.

Рівень імовірності основних подій, що аналізуються не можна порівнювати з нормативними значеннями деякого ступеня ризику для деякої людино-машинної системи, тому що, таких даних не існує. Показник імовірності тої або іншої події, обчислений під час аналізу конкретної моделі, дозволяє бачити інформацію про високу, середню та незначну небезпеки.

Для здійснення розрахунку ймовірності травми використаємо логіко-імітаційну модель процесу її формування (рис. 4.3) та програмний комплекс MathCad 12 у якому будемо здійснювати усі розрахунки.

На робочому місці оператора при обслуговуванні трансформатора за наявності недоліків із охорони праці, які представлені в основних подіях на 100 таких місць, можна очікувати 15 травм. Терміново знешкодивши зазначені недоліки, побачимо, шляхом ще одного розрахунку, що показник небезпеки почне наближатися до 0, а рівень безпеки – до 1.

Потрібно пам'ятати, що на робочому місці можуть виникати інші несправності та недоліки, що призведуть до травми через інші обставини. Складовими обставинами іншої травми можуть бути наступні недоліки: малоефективний контроль або надзвичайно низький професійний рівень умінь та навичок працюючих з охорони праці. Відтак необхідно розробити відповідну модель і зробити потрібні розрахунки.

4.6 Розробка заходів з питань безпеки у надзвичайних ситуаціях

4.6.1 Основні заходи щодо захисту населення в умовах надзвичайних ситуацій техногенного і природного характеру. До базисних заходів відносно захисту населення та території в умовах ситуацій техногенного та природного характеру відносяться [32]: біологічний захист; інженерний захист; інформація та оповіщення; медичний захист; радіаційний і хімічний захист; ук-

риття в захисних спорудженнях; використання засобів індивідуального і медичного захисту; проведення евакуаційних заходів.

4.6.2 Інформація та оповіщення в надзвичайних ситуаціях. Центральні та місцеві органи виконавчої влади зобов'язані сповіщати населення засобами масової інформації, подавати інформацію про стан справ відносно захисту населення у надзвичайних ситуаціях техногенного та природного характеру, про виникнення надзвичайних ситуацій, способи та методи захисту населення від них, заходи відносно забезпечення безпеки [32].

4.6.3 Організація зв'язку й оповіщення у місті в надзвичайних ситуаціях. Для сповіщення населення у надзвичайних ситуаціях природного та техногенного характеру застосовується наступна сукупність засобів сповіщення: технічні засоби; рухомі засоби; сигнальні засоби.

Технічні засоби оповіщення: стійка циркулярного виклику СЦВ(30/50); сирени електричні З(40 (зовнішні), З(28 (цехові); радіотрансляційна мережа (РТМ) та телебачення (ТБ); централізований диспетчерський зв'язок.

Рухомі засоби оповіщення: автомобільний транспорт; мотоцикли і велосипеди; інші транспортні засоби.

Сигнальні засоби оповіщення: світлові (ліхтарі, багаття, сигнальні ракети, димові шашки); звукові: удари у металеві предмети (гільзи, дзвони), свистки, гудки.

Система сповіщення ґрунтується на державній системі зв'язку, а також на вузлах зв'язку пересувних та стаціонарних пунктів керування (ПК) цивільної оборони [32].

Для створення безперервного керування із місцевого пункту керування створюється система зв'язку і оповіщення міста. Для забезпечення безперебійного зв'язку й оповіщення із замських пунктів керування використовується радіо та телефонний зв'язок сільських районів.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ОБҐРУНТУВАННЯ

5.1 Обґрунтування модернізації електричної мережі

Для уникнення перенапруг у всіх режимах, для яких здійснювалися числові експерименти ми пропонуємо встановити одну групу керованих шунтових реакторів потужністю 52 МВАр на ПС №2 220 кВ. Відповідно, така конфігурація схеми була змодельована та проведено комп'ютерну симуляції роботи фрагмента мережі для нормального режиму.

На рисунках 5.1 – 5.6 представлено результати комп'ютерних симуляцій при наявності керованого шунтового реактора на ПС №2 на напрузі 220 кВ.

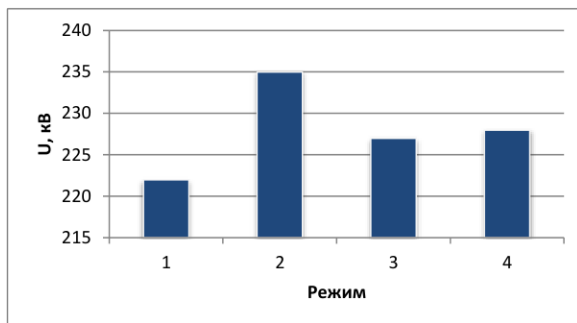


Рисунок 5.1 – Режимы работы реакторів на стороні 220 кВ ПС №1

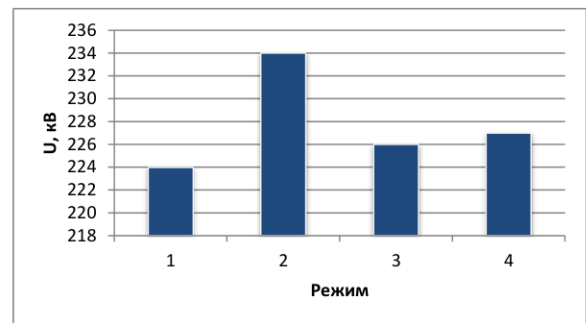


Рисунок 5.2 – Режимы работы реакторів на стороні 220 кВ ПС №2

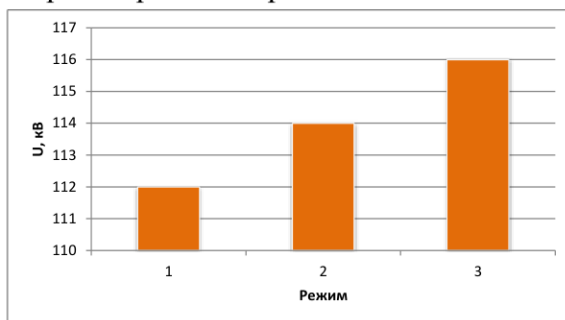


Рисунок 5.3 – Режимы работы реакторів 110 кВ ПС №1 110 кВ

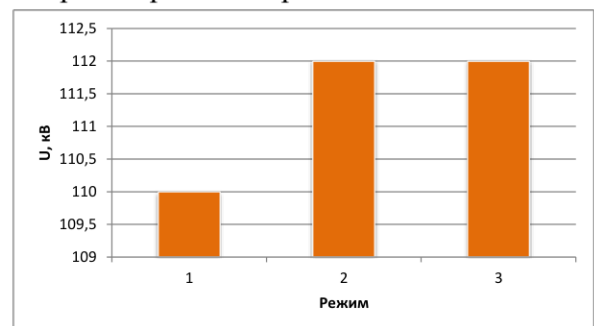


Рисунок 5.4 – Режимы работы реакторів 110 кВ ПС №2 110 кВ

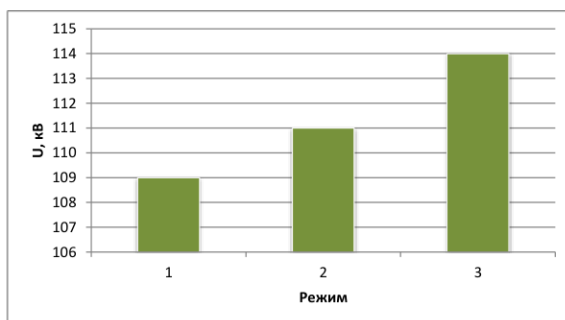


Рисунок 5.5 – Режимы работы з БСК 110 кВ ПС №1 110 кВ

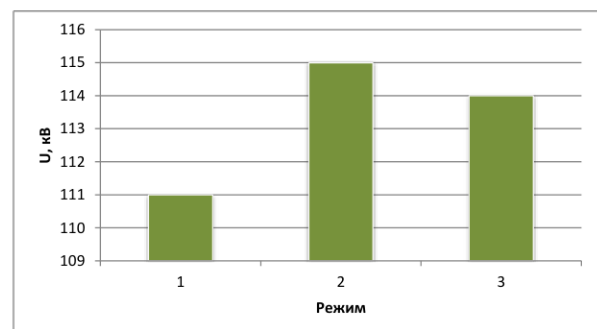


Рисунок 5.6 – Режимы работы з БСК 110 кВ ПС №2 110 кВ

Аналізуючи рисунки 5.1 – 5.6 легко бачити, що після задіювання додаткової групи керованих шунтованих реакторів на ПС №2 220 кВ всі напруги були приведені до значень, які відповідають нормам ДСТУ. Зокрема, при аналізі режимів роботи реакторів на стороні 220 кВ, напруги 1, 3 та 4 режимів для ПС №1 знаходяться у нормальних діапазонах, а напруга у режимі 2 має значення 235 кВ, що входить до діапазону довготривалих допустимих значень напруг. Щодо ПС №2, то тут ситуація повністю аналогічна. Найбільше значення напруги, але і допустиме значення, є у режимі 2, яке становить 234 кВ. Бачимо, що для двох підстанцій режим 2 є найтяжчим, оскільки решта реакторів системи є повністю вимкнені.

Аналізуючи режими роботи підстанцій на стороні 110 кВ, з шунтовими реакторами на 110 кВ бачимо, що завдяки увімкненому реакторі на стороні 220 кВ, напруги на стороні 110 кВ теж зменшилися. Цілком логічним є найменший рівень напруг у режимі 1, оскільки у ньому задіяні усі реактори системи як на стороні 220 кВ так і на стороні 110 кВ. Найбільші значення напруг були у режимі 3, причому для ПС №1 напруга становила 116 кВ, а для ПС №2 – 112 кВ. Варто відзначити, що для ПС №2 напруги режимів 2 та 3 є однаковими і становлять 112 кВ.

Під час компенсації реактивної потужності реактор теж обмежує рівні напруг. З рисунків 5.5 та 5.6 добре видно, що при вимкнених батареях статичних конденсаторів, напруга на ПС №1 становить 109 кВ, а ПС №2 – 111 кВ. При увімкненій одній батареї статичних конденсаторів, напруга на ПС №1 становила 111 кВ, а на ПС №2 – 115 кВ. У третьому режимі напруги обидвох підстанцій вирівнялися і становили 114 кВ.

5.2 Економічна оцінка встановлення керованих шунтових реакторів

Для здійснення економічної оцінки прийнятих рішень, нам потрібно використати показники загальної (абсолютної) та порівняльної ефективності. Обчислення загальної економічної ефективності здійснюють для оцінювання

результатів діяльності галузі у цілому, об'єднань та підприємств, а також розробки окремих техніко-економічних проблем їх розвитку. Показник загальної економічної ефективності капітальних вкладень окреслюється відношенням прибутку до капітальних вкладень (рентабельність).

Обчислення порівняльної економічної ефективності капітальних вкладень виконуються при проектуванні електричних мереж для зіставлення проектних варіантів схеми, яка розробляються і параметрів мережі та її окремих елементів. З цих обчислень здійснюється вибір номінальної напруги та конфігурації мережі, схеми електричних з'єднань, засобів компенсації реактивної потужності та регулювання напруги, кількості та потужності трансформаторів.

Економічним критерієм, за яким визначають найвигідніший варіант, є мінімум приведених витрат, грн/рік, які розраховується так [33]:

$$Z = E_H K + I, \quad (5.1)$$

де E_H – нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладень ($E_H = 0,12$); K – одноразові капітальні вкладення у споруджувані об'єкти; I – щорічні експлуатаційні витрати.

5.2.1 Порядок виконання обчислень. Обчислення економічної ефективності відбуваються у такому порядку [34]:

1. Визначаються капітальні вкладення. Капітальні вкладення підраховуються за укрупненими показниками або за іншими матеріалами.
2. Визначаються щорічні витрати на амортизацію та обслуговування мережі.
3. Обчислюються щорічні витрати на відшкодування втрат електроенергії.
4. Обчислюється термін окупності прийнятих рішень.

Техніко-економічні обчислення з модернізації схем мережі, що є сукупністю великої кількості елементів, виконуються у спеціалізованих програмних комплексах. Перебір варіантів може передбачатися, якщо витрати відрізняються менше ніж на 5 % (у нашому випадку альтернативних варіантів не має).

5.2.2 Оцінка ефективності капітальних вкладень. Формулою (5.1) можна скористатися у випадках, коли будівництво об'єкта триває трохи більше року, а щорічні витрати незмінні протягом усього аналізованого періоду експлуатації.

Орієнтовна вартість групи шунтувальних реакторів 52 МВАр 220 кВ становить 850 тис. грн. Норма щорічних відрахувань на амортизацію становить 6,4 %. Цей показник враховує капітальний ремонт, реновацію та затрати на обслуговування. Також, ми передбачаємо вартість доставки та монтажу обладнання у розмірі 10 % від його первісної вартості.

Відтак, будемо мати:

$$З = 0,12 \cdot 850000 + 850000 \cdot (0,06 + 0,1) = 238 \text{ тис. грн.}$$

Якщо врахувати збитки від постійного відмикання лінії електропередачі протягом року, то воно становлять:

$$Зб = 0,6 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} \cdot 150000 \text{кВт} \cdot 14 \text{год} = 1,26 \text{ млн. грн.}$$

Відтак, термін окупності буде становити [35]:

$$T_o = \frac{З}{Зб}, \quad T_o = \frac{238}{1260} = 0,18 \text{ року.} \quad (5.2)$$

Резюмуючи проведені розрахунки можемо сказати, що капіталовкладення у встановлення додаткової групи реакторів на ПС №2 220 кВ становлять 850 тис. грн, з додатковими затратами у розмірі 26 %. Економічні розрахунки показали, що термін окупності при щорічних збитах передаї ілектричної енергії лінією електропередачі 220 кВ в розмірі 1,26 млн.грн/рік, становить **0,18 року**.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розкрито проблему компенсації зарядної потужності повітряної лінії електропередачі 220 кВ. Отримані результати можна узагальнити такими висновками:

1. Здійснено характеристику досліджуваного фрагмента електричної мережі з різними класами номінальних напруг, ключовим елементом якого є повітряна лінія електропередачі 220 кВ. Проведено аналіз координат режимів роботи фрагмента електричної мережі, який показав, що внаслідок значної протяжності лінії електропередачі 220 кВ у ній генерується велика зарядна потужність, яка є основною причиною виникнення високих напруг у цій лінії.

2. Розкрито теоретичні положення розрахунку електричних мереж із різними класами напруг та розроблено, у програмному комплексі *CircuitMaker STUDNT*, комп'ютерну модель досліджуваного фрагмента електричної мережі.

3. На основі розробленої комп'ютерної моделі досліджуваного фрагмента електричної мережі, здійснено аналіз режимів його роботи при різних режимах роботи компенсувальних пристроїв, зокрема керованих шунтувальних реакторів та батарей статичних конденсаторів.

4. Розглянуто питання з охорони праці та захисту населення у надзвичайних ситуаціях та розроблено логіко-імітаційну модель виникнення травми при обслуговуванні персоналом трансформатора.

5. Запропоновано встановити додаткову групу шунтувальних реакторів на підстанціях 220 кВ та представлено результати комп'ютерних симуляцій, які показали належний результат і підтвердили правильність прийнятого рішення. Здійснено обґрунтування економічної доцільності встановлення додаткової групи шунтових реакторів, зокрема обчислено термін окупності, який становить **0,18 року**.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 656 с.
2. Бардик Є. І., Лукаш М. П. Електрична частина станцій та підстанцій. Синхронні генератори: навчальний посібник. Київ: НТУУ «КПІ», 2008. 100 с.
3. Черкашина В. В. Структурування повітряних ліній електропередачі в умовах неповноти інформації. Харків: Факт, 2016. 160 с.
4. Казанський С. В. Надійність електроенергетичних систем. Київ: КПІ, 2020. 67 с.
5. Журахівський А. В., Кінаш Б. М., Пастух О. Р. Надійність електричних систем і мереж: навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 280 с.
6. ДСТУ 2860-94. Надійність техніки. Терміни та визначення: Видання офіційне. Київ: Держстандарт України, 1995. 92 с.
7. СОУ-Н МЕВ-40.1-00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. Затв. Наказом Міністерства енергетики України від 23.07.2012 р. № 539. Київ: НТЦЕ НЕК «Укренерго», 2012. 38 с.
8. https://ua.energy/pro_kompaniyu/zvitnist/zvity-naglyadovoyi-rady/
9. <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/>
10. Лозинський О. Ю., Марущак Я. Ю., Костробій П. П. Розрахунок надійності електроприводів: підручник. Львів: Вид-во ДУ «Львівська політехніка», 2002. 234 с.
11. Кучерук В. Ю. Елементи теорії побудови систем технічного діагностування електромоторів: монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМВінниця, 2003. 195 с.
12. Глушко О., Степенко С. Параметри, характеристики і фактори, що впливають на ефективність та надійність роботи фотоелектричних перетворювачів у складі електроенергетичних систем. *Технічні науки та технології*, (1(23)), 2021. 249 – 264 с.

13. Кузьмичов А. І. Оптимізаційні методи і моделі: практикум в Excel. Київ: ВПЦ АМУ, 2013. 438 с.
14. Півняк Г. Г. Енергетична ефективність систем електропостачання: монографія. Дніпро: НТУ «ДП», 2018. 148 с.
15. Притака І. П., Козирський В. В. Електропостачання сільського господарства. Київ: Урожай, 1995. 343 с.
16. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В., Котилко І. В. Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж. *Вісник НТУ "ХПІ", Серія: Нові рішення в сучасних технологіях*. Харків: НТУ «ХПІ», 2018. № 45 (1321). С. 25 – 31.
17. Щербовських С. В. Математичні моделі та методи для визначення характеристик надійності відновлюваних багатотермінальних систем із урахуванням перерозподілу навантаження. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 296 с.
18. Holger C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic, A. Jossen. Holger C. Hesse Lithium-Ion Battery Storage for the Grid – A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids. *Energies*. 2017. № 10, 2107. p. 1 – 42.
19. Хоменко І. В., Плахтій О. А., Нерубацький В. П., Стасюк І. В. Електроенергетика України. Структура, керування, інновації: монографія. Харків: НТУ «ХПІ», ТОВ «Планета-Прінт», 2020. 132 с.
20. Зорин В. В., Буйний Р. А., Іванько Д. О. Заходи по підвищенню ефективності режимів діючих розподільних електричних мереж. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2011. №2. С. 70 – 77 с.
21. Тісленко В. В. Системи електропостачання загального призначення. Чернігів: ЧНТУ, 2005. 341 с.
22. Федорів М. Й., Михайлів М. І. Надійність електропостачання: навчальний посібник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2020. 183 с.
23. <https://www.circuitlab.com/>

24. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.
25. Бардик Є. І. Експлуатація та режими роботи електростанцій. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 73 с.
26. Kowalski Z. Jakosc energii elektrycznej. Lodz, 2007. 620 s.
27. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Київ: Політехніка, 2014. 132 с.
28. Кулик В. В., Тептя В. В., Бурикін О. Б., Сікорська О. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с
29. Панченко С. В., Акімов О. І., Бабаєв М. М. Основи безпечної експлуатації електроустановок: підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2021. 149 с.
30. Ткачук К. Н., Халімовський М. О., Зацарний В. В., Зеркалов Д. В., Сабарно Р. В. Основи охорони праці: підручник. Київ: Основа, 2006. 448 с.
31. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці (гігієна праці та виробнича санітарія). Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
32. Касьянов М. А., Ревенко Ю. П., Тищенко Ю. А. Захист населення в умовах надзвичайних. Луганськ: Вид-во Східноукр. нац. ун-ту ім. В. Даля., 2003. 183 с.
33. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
34. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капіталовкладень в енергетику. Методика. (Загальні методичні положення). Київ: Міненерго України, 1995. 34 с.
35. Бандурка О. М., Ковальов Є. В., Садиков М. А., Маковоз О. С. Економіка підприємства. Харків: ХНУВС. 2017. 192 с.