

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

(підпис) (ініціали, прізвище)

«12» червня 2024 р

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою

«Управління, захист та автоматизація енергосистем»

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка»

на тему: «Розрахункова модель електричної мережі 110 кВ»

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕК-01

(шифр групи)

Лозан Юрій Миколайович

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник к.т.н., доцент Хоменко О.В.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____

(підпис)

Київ – 2024 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

(підпис) (ініціали, прізвище)

«12» червня 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Лозану Юрію Миколайовичу

1. Тема проєкту : Розрахункова модель електричної мережі 110кВ _____
керівник проєкту Хоменко Олег Володимирович к.т.н., доц.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «28» травня 2024 р. № 2127-с

2. Термін подання студентом проєкту 5 червня 2024 року

3. Вихідні дані до проєкту : Фрагмент електричної мережі 110 кВ – підстанція ,
_____ схема електричних мереж“Київенерго. _____

4. Зміст пояснювальної записки: Методи і засоби моделювання режимів роботи; характеристика об'єкту – фрагмент електричної мережі 110 кВ; моделювання і аналіз усталених режимів роботи; моделювання і аналіз перехідних режимів в електричній мережі. _____

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо) : Фрагмент електричної мережі 110 кВ –

підстанція; Моделювання і аналіз усталених режимів роботи електричної мережі 110 кВ ; Моделювання і аналіз перехідних режимів в електричній мережі. _____

6. Консультанти розділів проєкту*

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|--------|---|----------------|------------------|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| | | | |
| | | | |

7. Дата видачі завдання 14 лютого 2024

Календарний план

| № з/п | Назва етапів виконання дипломного проєкту | Термін виконання етапів проєкту | Примітка |
|-------|--|---------------------------------|----------|
| 1 | Методи і засоби моделювання режимів роботи | 03.04.2024 | |
| 2 | Характеристика об'єкту – фрагмент електричної мережі 110 кВ | 25.04.2024 | |
| 3 | Моделювання і аналіз усталених режимів роботи | 07.05.2024 | |
| 4 | Моделювання і аналіз перехідних режимів в електричній мережі | 20.05.2024 | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

Студент

_____ (підпис)

Ю.М. Лозан

_____ (ініціали, прізвище)

Керівник

_____ (підпис)

О.В. Хоменко

_____ (ініціали, прізвище)

* Якщо визначені консультанти. Консультантом не може бути зазначено керівника дипломного проєкту.

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

| № з/п | Формат | Позначення | Найменування | Кількість листів | Примітка |
|-------|--------|--------------------|---|---------------------|----------|
| 1 | A4 | | Завдання на дипломний проект | 1 | |
| 2 | A4 | 141.ЕК0110.006.ДБ | Пояснювальна записка | 73 | |
| 3 | A1 | 141.ЕК0110.006.ТК1 | Фрагмент електричної мережі 110 кВ – підстанція | 1 | |
| 4 | A1 | 141.ЕК0110.006.ТК2 | Моделювання і аналіз ustalених режимів роботи електричної мережі 110 кВ | 1 | |
| 5 | A1 | 141.ЕК0110.006.ТК3 | Моделювання і аналіз перехідних режимів в електричній мережі | 1 | |

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|------------------|---------------|-------------|---|---|------|---------|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | |
| Розроб. | | Лозан Ю. М. | | | Відомість дипломного проєкту | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Перевір. | | Хоменко О. В. | | | | | 4 | 78 |
| Конс. | | | | | | КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-01 | | |
| Н. Контр. | | Шполянський О.Г. | | | | | | |
| Затверд. | | Марченко А. А. | | | | | | |

Пояснювальна записка
до дипломного проєкту

на тему: «Розрахункова модель електричної мережі 110 кВ»

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт виконаний на 78 аркушах та містить 50 рисунків, 9 таблиць, 3 листи графічної частини та 13 літературних посилань.

Актуальність теми – Аналіз електричної системи за допомогою програмного комплексу PowerFactory.

Мета дослідження – Дослідження характеристик електричної системи під час моделювання з урахуванням зміни параметрів.

Об'єкт дослідження – Електрична підстанція 110 кВ та фрагмент електричної мережі 330-110 - 10 кВ.

Предмет дослідження – Моделювання фрагмента електричної мережі - підстанції 110 кВ з урахуванням зміни її параметрів.

Результати дослідження – Проведено моделювання фрагмента електричної мережі з врахуванням розрахунків параметрів усталеного, аварійного та післяаварійного режимів.

Ключові слова: ПЕРСОНАЛЬНИЙ КОМП'ЮТЕР, АВТОМАТИЗОВАНИЙ РОЗРАХУНОК, ПРОГРАМА, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ТРАНСФОРМАТОР, АВАРІЯ, ВИСОКОВОЛЬТНА ЛІНІЯ, ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ.

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 6 |

ABSTRACT

The diploma project presents on 78 sheets and contains 50 figures, 9 letters of the graphic part, 3 tables and 13 literary references.

Relevance of the topic - Analysis of the electrical system using the PowerFactory software complex.

The aim – to study the characteristics of the electrical system during simulation taking into account the change in parameters..

Object of study - 110 kV "Northern" electrical substation and a fragment of the 330-110 - 10 kV electrical network.

Subject of research - Modeling of a fragment of the electrical network - a 110 kV substation, taking into account changes in its parameters.

The results of the work - Modeling of a fragment of the electrical network was carried out, taking into account the calculations of the parameters of the stable, emergency and post-accident modes.

Keywords: PERSONAL COMPUTER, AUTOMATED CALCULATION, PROGRAM, ELECTRICAL NETWORK, TRANSFORMER, FAILURE, HIGH VOLTAGE LINE, SOFTWARE.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 7 |

ЗМІСТ

| | |
|---|----|
| ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ..... | 10 |
| ВСТУП..... | 11 |
| 1 МЕТОДИ І ЗАСОБИ МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЕЕС | 12 |
| 1.1 Усталені і перехідні режими роботи електричної мережі..... | 12 |
| 1.2 Структура математичної моделі усталеного режиму роботи ЕЕС..... | 14 |
| 1.3 Вхідна і вихідна інформація, комп'ютерні бази даних для моделювання режимів..... | 19 |
| 1.4 Методи розв'язання систем рівнянь усталеного режиму роботи ЕЕС | 22 |
| 1.5 Засоби моделювання режимів – програмний комплекс PowerFactory | 23 |
| Висновки | 26 |
| 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ – ФРАГМЕНТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ..... | 27 |
| 2.1 Структура і основні енергетичні характеристики електричної мережі | 28 |
| 2.2 Фрагмент схеми електричної мережі 110 кВ – схема з'єднань, загальна характеристика | 29 |
| 2.3 Головна ПС у складі мережі 110 кВ | 29 |
| 2.3.1 Схема електричних з'єднань фрагменту мережі 110кВ. Загальна характеристика. Склад основного обладнання підстанції..... | 30 |
| 2.3.2 Силкові трансформатори мережі 110 кВ та головної ПС | 31 |
| 2.3.3 Збірні шини головної підстанції | 33 |
| 2.3.4 Комутаційне обладнання підстанції..... | 34 |
| 2.3.5 Захисне обладнання | 36 |
| 2.3.6 Вимірювальні трансформатори напруги і струму підстанції | 38 |
| 2.3.7 Вимірювальні прилади..... | 39 |
| 2.3.8 Власні потреби підстанцій фрагменту мережі | 39 |
| 2.3.9 Засоби релейного захисту і автоматики підстанції..... | 40 |
| 2.3.10 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах основної ПС | 41 |

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 8 |

| | | |
|--------|---|----|
| 2.3.11 | Перевірочний вибір обладнання підстанції | 47 |
| | Висновки | 47 |
| 3 | МОДЕЛЮВАННЯ І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ | 49 |
| 3.1 | Розрахункова модель електричної мережі 110 кВ в середовищі PowerFactory..... | 49 |
| 3.2 | Моделювання нормальних режимів роботи електричної мережі..... | 52 |
| 3.3 | Моделювання післяаварійних режимів роботи електричної мережі .. | 57 |
| 3.4 | Висновки | 63 |
| 4 | МОДЕЛЮВАННЯ І АНАЛІЗ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ | 65 |
| 4.1 | Види аварійних режимів..... | 65 |
| 4.2 | Моделювання режимів при КЗ в елементах мережі | 67 |
| 4.3 | Моделювання режимів при суттєвих змінах навантаження в вузлах мережі | 70 |
| 4.4 | Моделювання режимів при зміні конфігурації схеми | 73 |
| | ВИСНОВКИ..... | 76 |
| | СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ..... | 77 |

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

| | |
|------|-----------------------------------|
| АВР | – автоматичне включення резерву |
| АЕС | – атомна електростанція |
| АПВ | – автоматичне повторне ввімкнення |
| ВРП | – вузлова регуляторна підстанція |
| ВН | – висока напруга |
| ГЕС | – гідроелектростанція |
| ГПП | – головна понижувальна підстанція |
| ДЖ | – джерело живлення |
| ДСТУ | – державний стандарт України |
| ЕЕС | – електроенергосистема |
| КЗ | – коротке замикання |
| КУ | – конденсаторна установка |
| ЛЕП | – лінія електропередачі |
| НН | – низька напруга |
| ОПН | – обмежувач перенапруги |
| ПЛ | – повітряна лінія |
| СН | – середня напруга |
| РП | – розподільчий пункт |
| ТВП | – трансформатор власних потреб |
| ТН | – трансформатор напруги |
| ТП | – трансформаторна підстанція |
| ТС | – трансформатор струму |

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 10 |

ВСТУП

Протягом останніх кількох десятиліть стало очевидним, що електроенергія є необхідною для стабільного функціонування сучасного світу. Проте важливо пам'ятати, що електроенергія не може бути забезпечена без ефективної роботи електростанцій та підстанцій, які забезпечують генерацію, трансформацію та передачу електроенергії споживачам. Для досягнення цієї мети потрібно передбачити приблизну схему електропостачання, вибрати обладнання, яке забезпечить безперебійну та надійну роботу, а також підтримає якість електроенергії. Ці завдання вирішуються за допомогою математичного та програмного моделювання електричних мереж та систем.

У зв'язку зі зростаючою частотою аварійних ситуацій в електричних системах передбачається встановлення різноманітного захисного обладнання, яке мінімізує ризик виникнення аварійних ситуацій та їх негативний вплив на систему, такий як зниження напруги та частоти в мережі, що призводить до погіршення якості електроенергії.

У дипломному проекті було проведено моделювання фрагменту електричної мережі напругою 110 кВ з метою аналізу аварійних режимів. Під час експлуатації створювалися різноманітні аварійні ситуації, які потенційно можуть виникнути, та проводився аналіз та дослідження перехідних процесів у системі за допомогою програмного комплексу PowerFactory.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 11 |

1 МЕТОДИ І ЗАСОБИ МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЕЕС

1.1 Усталені і перехідні режими роботи електричної мережі

Енергетична система, відповідно до норм будівництва електроустановок, описується як сукупність електростанцій, електричних та теплових мереж, що взаємопов'язані та функціонують у неперервному процесі виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії й тепла за умови спільного управління цим процесом [1].

Електроенергетична система (ЕЕС), або електрична система, складається з електричної частини енергетичної системи та приймачів електроенергії, які об'єднані спільністю процесу виробництва, пересилання, розподілу та споживання електричної енергії [2].

Електричні мережі є складовими частинами ЕЕС і призначені для наступних цілей:

- пересилання електроенергії від джерел живлення до місць споживання та розподілу її між споживачами;
- пересилання електроенергії на значні відстані (за умови, що пересилання енергії є дешевшим, ніж транспортування палива);
- формування міжсистемних зв'язків.

В роботі електричних мереж виділяють декілька режимів роботи, які відрізняються один від одного процесами які відбуваються на даний момент в мережі. Приведемо декілька основних режимів та їх характеристик

Нормальний усталений режим – визначає техніко-економічні характеристики електричної мережі і служить основою під час її проектування. За правилами ПУЕ робоча напруга повинна знаходитись в межах $\pm 10\%$ від номінальної [2].

| | | | | | | | | |
|-----------|------|------------------|--------|------|---|---|------|---------|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | |
| Розроб. | | Лозан Ю. М. | | | Методи і засоби моделювання режимів роботи електричних мереж ЕЕС | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Перевір. | | Хоменко О. В. | | | | | 12 | 15 |
| Конс. | | | | | | КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-01 | | |
| Н. Контр. | | Шполянський О.Г. | | | | | | |
| Затверд. | | Марченко А. А. | | | | | | |

Післяаварійний усталений режим – настає після аварійних ситуацій та має на меті відновлення нормального функціонування мережі. Післяаварійний режим триває не більше 20 хв, даний час потрібен диспетчеру для зміни режиму на усталений [2].

Кожен режим має свої показники, що визначають його координати так на рисунку 1.1 показані зміна основних параметрів в нормальному режимі за період часу спостереження. Ці показники включають в себе активну потужність (P), реактивну потужність (Q), напругу (U), струм (I) у різних точках мережі, а також частоту (f) енергосистеми [1].

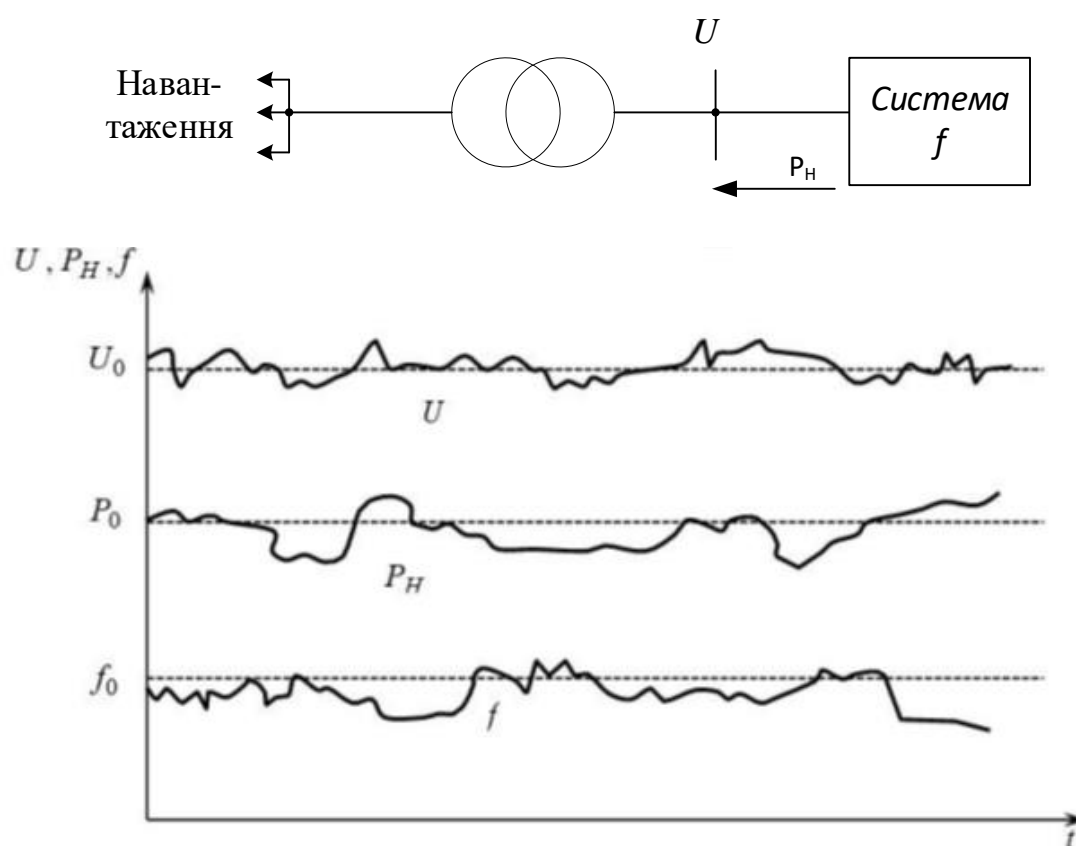


Рисунок 1.1 – Графіки зміни напруги (U) потужності (P) частоти (f), від часу роботи системи при нормальному режимі роботи

Перехідний режим виникає з моменту виникнення збурення і триває до встановлення стійких перехідних процесів у мережі, що є наслідком цього збурення. Навіть за такої, здавалося б, невеликої тривалості перехідного процесу в електричному колі, яка зазвичай становить лише десяті або соті частки секунди, можуть відбутися раптові зміни струмів та напруги у мережі, що можуть бути

небезпечними для електрообладнання. Збурення може виникнути внаслідок змін значень робочих параметрів електричної мережі. Різка зміна параметрів часто стає наслідком коротких замикань на ділянках електромережі (див. рисунок 1.2), які можуть бути як стійкими, так і нестійким.

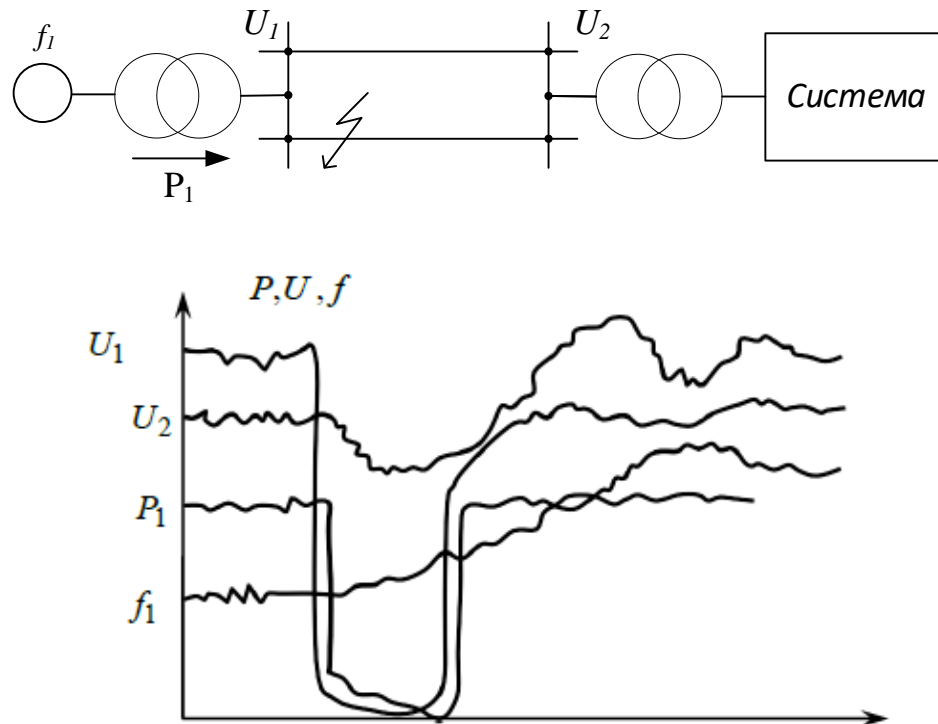


Рисунок 1.2 - Перехідний аварійний режим в системі який виник у разі короткого замикання на одній з ліній електропередачі

1.2 Структура математичної моделі усталеного режиму роботи ЕЕС

На початковому етапі підготовки до процесу моделювання необхідно визначити початкові незмінні дані досліджуваної мережі. Ці дані включають провідності ділянок ЛЕП та номінальні значення напруг та їх кутів у балансуєчих вузлах.

Після встановлення початкових незмінних даних, необхідно поставити завдання знаходження невідомих параметрів, таких як струм, потужність та інші.

Математична модель мережі складається з двох частин: моделі конфігурації мережі та моделі режиму роботи електричної мережі. Модель конфігурації

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 14 |

включає схеми заміщення елементів електромережі та розрахункові схеми мережі, які дозволяють відобразити послідовність з'єднань між елементами системи разом із їх характеристиками та параметрами [3]. Ділянки ліній електропередач зображуються за П-подібною схемою заміщення (рис. 1.3), яка складається з повздовжніх параметрів (активний опір ЛЕП - $R_{\text{Л}}$, реактивний опір ЛЕП - $X_{\text{Л}}$) та поперечних параметрів (активна провідність - $G_{\text{Л}}$, реактивна провідність - $B_{\text{Л}}$).

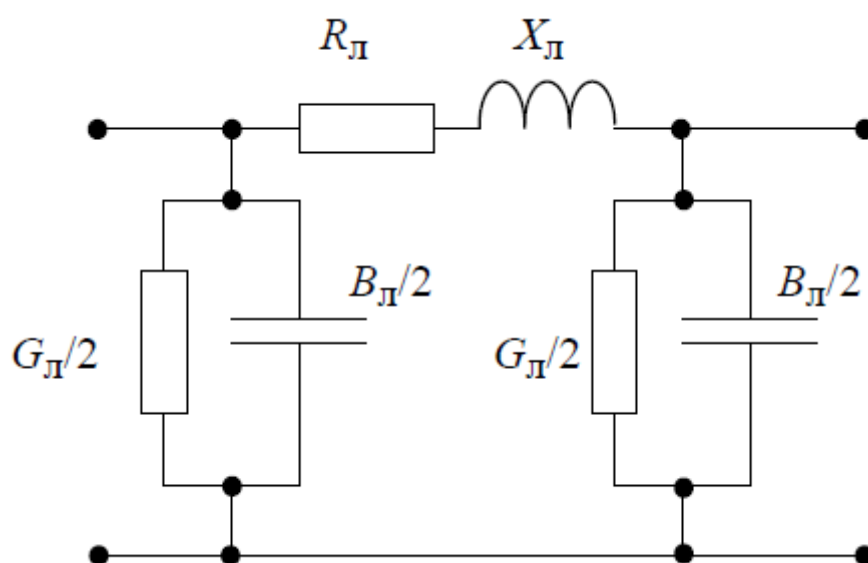


Рисунок 1.3 – П-подібна схема заміщення лінії електропередач

Параметри П-подібної схеми заміщення розраховуються на основі даних з довідників за допомогою наступних формул:

Активний опір ділянки ЛЕП (Ом):

$$R_{\text{Л}} = r_0 \cdot l; \quad (1.1)$$

Реактивний опір ділянки ЛЕП (Ом):

$$X_{\text{Л}} = x_0 \cdot l; \quad (1.2)$$

Активна поперечна провідність (См):

$$G_{\text{Л}} = g_0 \cdot l; \quad (1.3)$$

Реактивна поперечна провідність (См):

$$B_{\text{Л}} = b_0 \cdot l \quad (1.4)$$

де l - довжина ділянки ЛЕП, км,

r_0, x_0, g_0, b_0 – погонні параметри на 1 км лінії [3].

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.EK0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 15 |

Погонні параметри провідників лінії вибирають із довідкової таблиці в залежності від площі поперечного перерізу провідника та його марки. При виборі x_0 , b_0 , враховують клас напруги ЛЕП, у якій використовується провід.

На рисунку 1.4 представлена схема заміщення двообмоткового трансформатора та автотрансформатора, в якості схеми використовується Г-подібна схема заміщення.

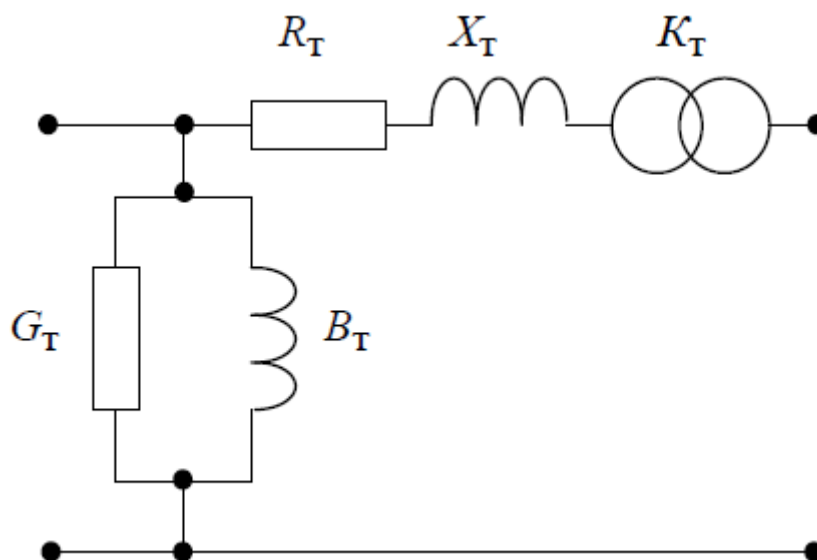


Рисунок 1.4 – Г-подібна схема заміщення 2-х обмоткового трансформатора та АТ

Основні параметри схеми заміщення рораховуються за наступними формулами:

Активний опір (Ом):

$$R_T = \frac{\Delta P_{к.з} \cdot U_{НОМ}^2}{S_T^2}; \quad (1.5)$$

Реактивний опір (Ом):

$$X_T = \frac{U_p \cdot U_{НОМ}^2}{100S_T}; \quad (1.6)$$

Активна поперечна провідність (См):

$$G_T = \frac{\Delta P_{x,x}}{U_{НОМ}^2}; \quad (1.7)$$

Реактивна поперечна провідність (См):

режим електричної мережі описується системою нелінійних алгебраїчних рівнянь. Ці рівняння враховують.

$$\left. \begin{aligned} y_{11} \cdot \bar{U}_1 - y_{12} \cdot \bar{U}_2 - \dots - y_{1n} \cdot \bar{U}_n &= y_{10} \cdot \bar{U}_0 + \frac{\bar{S}_1^*}{\bar{U}_1^*}; \\ -y_{21} \cdot \bar{U}_1 + y_{22} \cdot \bar{U}_2 - \dots - y_{2n} \cdot \bar{U}_n &= y_{20} \cdot \bar{U}_0 + \frac{\bar{S}_2^*}{\bar{U}_1^*}; \\ \dots & \dots \dots \\ y_{n1} \cdot \bar{U}_1 - y_{n2} \cdot \bar{U}_2 - \dots - y_{nn} \cdot \bar{U}_n &= y_{n0} \cdot \bar{U}_0 + \frac{\bar{S}_n^*}{\bar{U}_n^*}; \end{aligned} \right\} \quad (1.12)$$

Для отримання системи рівнянь балансу потужностей необхідно помножити систему рівнянь (1.12) на \bar{U}_i^* :

$$\left. \begin{aligned} \bar{U}_1^* \cdot (y_{11} \cdot \bar{U}_1 - y_{12} \cdot \bar{U}_2 - \dots - y_{1n} \cdot \bar{U}_n) &= \bar{S}_1^*; \\ \bar{U}_2^* \cdot (-y_{21} \cdot \bar{U}_1 + y_{22} \cdot \bar{U}_2 - \dots - y_{2n} \cdot \bar{U}_n) &= \bar{S}_2^*; \\ \dots & \dots \dots \\ \bar{U}_n^* \cdot (y_{n1} \cdot \bar{U}_1 - y_{n2} \cdot \bar{U}_2 - \dots - y_{nn} \cdot \bar{U}_n) &= \bar{S}_n^*; \end{aligned} \right\} \quad (1.13)$$

Всі рівняння сталого режиму мають коефіцієнти при невідомих напругах, які визначаються як взаємні так і власні провідності вузлів. Взаємну провідність між вузлами можна обчислити за допомогою формули:

$$Y_{ij} = \frac{1}{Z_{ij}} = \frac{1}{R_{ij} + jX_{ij}} \quad (1.14)$$

де, R_{ij} - активний опір

X_{ij} - реактивний опір.

Якщо між вузлами відсутній електричний зв'язок, то значення взаємної провідності між ними буде рівним нулю.

У випадку наявності трансформаторів у мережі при розрахунку провідностей необхідно враховувати параметри трансформаторної ділянки та її орієнтацію відносно вузла. Формула для обчислення взаємної провідності між вузлами зазвичай включає в себе ці параметри:

$$Y_{ij}^{TR} = Y_{ij} \cdot K_T \quad (1.15)$$

| | | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--|-------------------|-----|
| | | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | | 18 |

Провідність і-го вузла обчислюється як сума провідностей всіх зв'язаних з ним ділянок і визначається за виразом:

$$Y_{ij} = \sum Y_{ij}^{TR} \cdot p - 0.5 \cdot \sum (G_L + jB_L) \quad (1.16)$$

де Y_{ij} – взаємна провідність вузлів.

Якщо поблизу вузла є трансформаторні ділянки, то власна провідність обчислюватиметься згідно з таким виразом:

$$Y_{ij} = \sum Y_{ij}^{TR} \cdot p - 0.5 \cdot \sum (G_L + jB_L) + \sum (G_L + jB_L) \quad (1.17)$$

Для участків ЛЕП, значення p дорівнює 1. Якщо це вузол початку трансформаторної ділянки, то $p = 1/K_T$. А якщо це вузол кінця трансформаторної ділянки, то $p = K_T$.

1.3 Вхідна і вихідна інформація, комп'ютерні бази даних для моделювання режимів

На сьогоднішній день для ефективної роботи енергопостачальних компаній (ЕПК) потрібно забезпечувати ефективний розподіл та постачання електроенергії. Це можна досягти шляхом створення умов для ефективного управління режимами в електричних мережах. Для цього перш за все необхідно мати максимально можливу інформацію про досліджувану мережу, таку як її конфігурація, складові частини та параметри ділянок ЛЕП і електрообладнання. Цю інформацію можна отримати, починаючи зі спеціалізованих довідників, де наведені конкретні параметри обладнання, і закінчуючи інформацією від виробників самого обладнання, а також використовувати комп'ютерні бази даних.

До вхідної інформації можемо віднести:

Географічні дані які включають в себе мапи електромережі, розташування підстанцій, підключені об'єкти тощо.

Технічні характеристики які включають в себе дані про проводи (рис. 1.5 [2]), трансформатори (рис. 1.6 [9]), розподільчі пристрої, лічильники тощо.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 19 |

Таблиця 1.1 – Основні дані по сталевалюмінієвим проводам

| Марка проводу | Найбільший допустимий струм, А | Сумарний активний опір проводу і землі, Ом/км | Повний опір заземленого проводу, Ом/км |
|---------------|--------------------------------|---|--|
| АС 50/8 | 540 | 0,648 | 0,995 |
| АС 70/11 | 657 | 0,474 | 0,882 |
| АС 95/16 | 830 | 0,362 | 0,814 |
| АС 120/19 | 950 | 0,299 | 0,771 |
| АС 150/24 | 1110 | 0,244 | 0,746 |
| АС 185/29 | 1270 | 0,207 | 0,728 |
| АС 240/39 | 1490 | 0,172 | 0,712 |
| АС 300/48 | 1700 | 0,149 | 0,698 |
| АС 300/39 | 1700 | 0,15 | 0,701 |

Таблиця 1.2 – Основні технічні дані двохобмоткових трансформаторів

Типи і основні параметри двохобмоткових трансформаторів 110 кВ РПН

| Тип трансформатора | Номинальна потужність обмоток, МВА | Номинальні значення напруги, кВ | | Схема і група з'єднання обмоток | Вид, діапазон і число ступенів регулювання напруги |
|--------------------|------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|--|
| | | ВН | НН | | |
| ТДН-2500/110 | 2,5 | 110, 115 | 6,6; 11,0 | У _Н /Д-11 | РПН на стороні НН |
| ТДН-6300/110 | 6,3 | | 6,6; 11,0; 16,5 | | +15% -12% +10 - 6 ступенів РПН в нейтралі ВН |
| ТДН-10000/110 | 10,0 | | 6,6; 11,0; 16,5 | | |
| ТДН-16000/110 | 16,0 | 11 5 | 22,0; 34,5 | У _Н /Д-Л-11-11 | ± 16 % ±9 ступенів або ± 14,24% ±8 ступенів |
| ТДНФ-16000/110 | 16,0 | | 6,6; 11,0 | | |
| ТРДНФ-16000/110 | 16,0 | | 6,6-6,6 11,0-11,0 | У _Н /Д-Д-11-11 | РПН в нейтралі ВН ±16% ±9 ступенів або ±14,24% ±8 ступенів |
| ТРДНФ-25000/110 | 25,0 | | 6,6-6,6 11,0-11,0 | У _Н /Д-Д-11-11 | |
| ТРДН-25000/110 | 25,0 | | 38,5 | У _Н /Д-11 | |
| ТДН-25000/110 | 25,0 | | | | |
| ТДН-40000/110 | 40,0 | | | | |
| ТРДНФ-40000/110 | 40,0 | | 6,6-6,6 11,0-11,0 | У _Н /Д-Д-11-11 | |
| ТРДН-40000/110 | 40,0 | | | | |
| ТРДН-63000/110 | 63,0 | | | | |
| ТДН-63000/110 | 63,0 | | 38,5 | У _Н /Д-11 | |
| ТДН-80000/110 | 80,0 | | | | |
| ТРДН-80000/Π0 | 80,0 | | 6,6-6,6 11,0-11,0 11,0-6,6 | У _Н /Д-Д-11-11 | |
| ТРДЦН-125000/110 | 125,0 | | 10,5-10,5 | | |

Завантаження: дані про навантаження на мережу в реальному часі або за даними довідників, журналів записів.

Параметри мережі: напруга, струм, потужність, втрати енергії тощо.

До вихідної інформації належать:

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 20 |

Прогнози навантаження: прогнозування споживання електроенергії на основі історичних даних та інших факторів.

Результати моделювання: результати симуляцій різних сценаріїв роботи мережі, включаючи можливі ризики та оптимальні рішення.

Дані про відмови: інформація про відмови обладнання, перебої в електропостачанні тощо.

До комп'ютерних баз даних належать:

Бази даних для зберігання географічних та технічних даних: це може включати географічні інформаційні системи (GIS, SCADA) та бази даних про обладнання.



Рисунок 1.5 – Приклад використання хмарної бази даних різними пристроями, в синхронному режимі

Бази даних для моніторингу та аналізу: для зберігання реального часу та історичних даних про навантаження та стан мережі.

Бази даних для прогнозування та оптимізації: для зберігання прогнозів та результатів моделювання.

1.4 Методи розв'язання систем рівнянь усталеного режиму роботи ЕЕС

Виконуючи інженерні розрахунки для аналізу усталених режимів, у наш час застосовують цифрові моделі. Математичні моделі, які є базою формування цифрових моделей, створюються на основі методів контурних струмів чи вузлових напруг із використанням теорії графів, матричної й векторної алгебри. За допомогою теорії графів подається конфігурація електричної мережі, матриці дають змогу аналітично записати структури графів та параметрів ЕЕС, багатовимірні вектори - записати координати режиму. Застосовуючи такий математичний апарат, рівняння стану ЕЕС у різних методах аналізу наводимо у вигляді матрично-векторних рівнянь із повною формалізацією їхнього формування, що є необхідною умовою автоматизації розрахунку режимів ЕЕС за допомогою обчислювальної техніки [1].

Розглянемо різні методи для розв'язання систем алгебраїчних рівнянь: прямі, такі як метод Гауса і подвійна факторизація, та ітераційні, наприклад, метод Зейделя і метод Ньютона-Рафсона з різними модифікаціями. Після вирішення таких систем отримуємо значення напруги у вузлах мережі або інші фізичні величини, залежно від задачі.

Прямі методи розв'язання систем рівнянь, такі як метод Гауса та подвійна факторизація, спираються на послідовні операції, щоб знайти точний розв'язок системи. Метод Гауса використовує елементарні операції над рядками матриці, які зводять систему до трикутного виду, дозволяючи легко знайти розв'язки шляхом зворотного ходу. Подвійна факторизація розкладає матрицю системи на добуток двох матриць, що спрощує знаходження розв'язків.

Ітераційні методи, такі як метод Зейделя та метод Ньютона-Рафсона, використовують ітерації, тобто повторні апроксимації, для знаходження розв'язку. Метод Зейделя оновлює значення змінних у кожній ітерації, використовуючи найновіші значення, що вже обчислені. Метод Ньютона-Рафсона, застосований до рівнянь, використовує лінійнізації та ітераційні кроки для зближення до розв'язку.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 22 |

Хоча прямі методи зазвичай точніші, вони можуть виявитися обчислювально витратними для великих систем рівнянь. Ітераційні методи можуть бути менш обчислювально витратними, але вони вимагають обережного вибору параметрів для забезпечення збіжності до правильного розв'язку

Метод Ньютона-Рафсона вважається одним з найпоширеніших для обчислення ustalених режимів мережі. Цей метод відноситься до сучасних ітераційних підходів. Його суть полягає в використанні допоміжної лінійної системи на кожній ітерації для розрахунку вихідної нелінійної системи рівнянь. Розв'язавши цю допоміжну систему, можна отримати наступні наближення для невідомих параметрів. Формування і розв'язання цієї системи рівнянь виконуються на кожній ітерації методу.

$$Я \cdot \Delta U = -W \quad (1.18)$$

Вектор ΔU включає корекції до амплітуд і кутів вузлових напруг U_i і Θ_i . Матриця коефіцієнтів $Я$ є матрицею Якобі. W - це вектор вільних членів, що містить розбіжності нелінійних рівнянь у вихідній системі під час послідовних наближень невідомих значень напруг. Розбіжності рівнянь стаціонарного режиму - це різниці у значеннях активної та реактивної потужностей у вузлах електричної мережі. В матрицю Якобі включаються похідні від рівнянь вихідної системи у вигляді розбіжностей, які беруться за всіма компонентами вузлових напруг (амплітуди та кути напруг U_i і Θ_i , або дійсні та уявні компоненти U' і U'').

1.5 Засоби моделювання режимів – програмний комплекс PowerFactory

У сучасних наукових дослідженнях з електроенергетики широко використовується математичне моделювання мереж та електричних систем. Для цього існують спеціалізовані комп'ютерні програми, які призначені для розрахунків електричних режимів та інших завдань. Двома з найвідоміших програм є PowerFactory та PAOTB.

Програма PAOTB, розроблена у Галузевій науково-дослідній лабораторії "Автоматизація управління електричними мережами вищих класів напруги" Київського політехнічного інституту ім. Ігоря Сікорського, призначена для розрахунку, аналізу та оптимізації технологічних втрат у електричних мережах.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.EK0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 23 |

Вона дозволяє моделювати складні мережі з можливою кількістю вузлів до 255 та проводити аналіз режимних характеристик, включаючи аналіз напруги та завантаженості елементів мережі. Програма також надає можливість оптимізації технологічних втрат та інших параметрів системи. Для прикладів схем 10(6)/0.4 кВ РЕМ і для розрахунків с.к.з. РАОТВ складається з трьох задач [6].

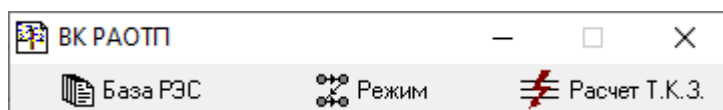


Рисунок 1.6 – Вікно задач програми РАОТВ

В інших випадках РАОТВ складається з одного основного вікна задачі "Z-режим" (рис. 1.5) [6].

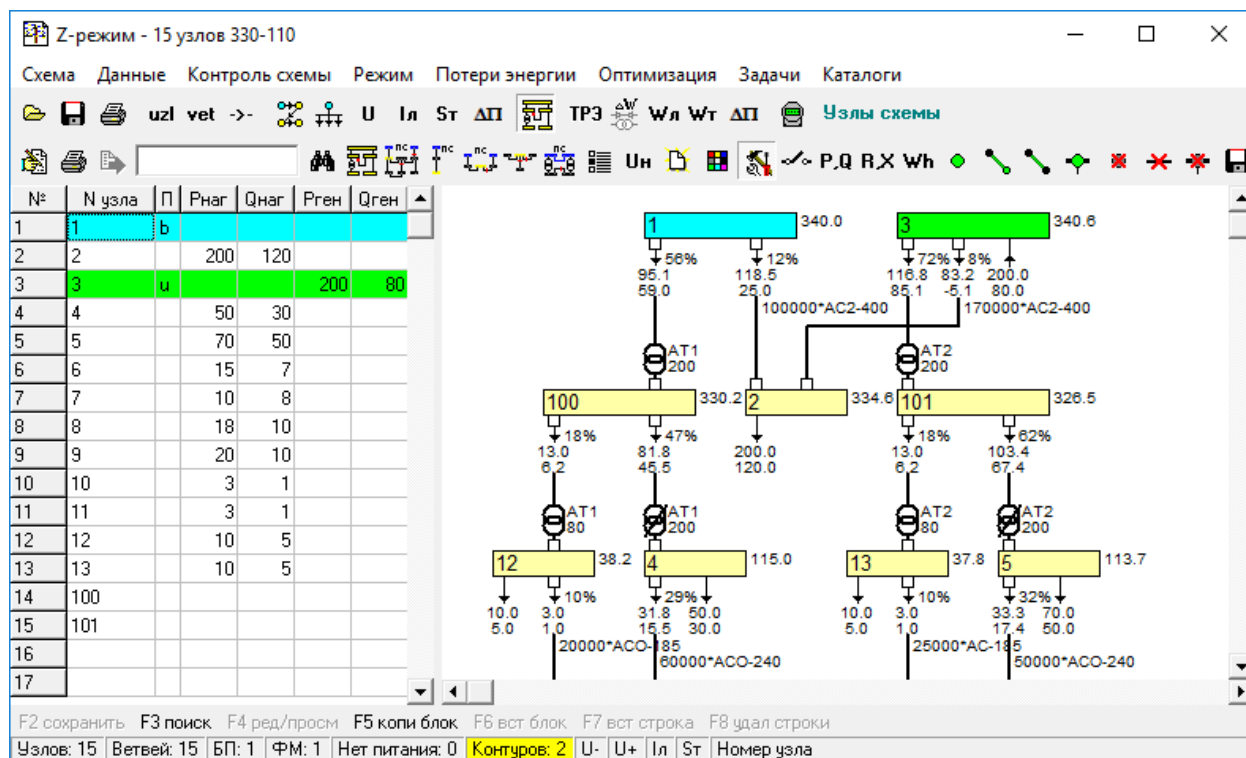


Рисунок 1.7 – Вікно задач програми РАОТВ

Основними функціями програми РАОТВ:

Розрахунок усталеного режиму з визначенням всіх невідомих режимних характеристик, таких як напруги у вузлах, потоки потужності та розподіл струмів по гілках мережі.

Аналіз режимних характеристик для визначення рівнів напруг в порівнянні з номінальними значеннями та аналіз завантаженості елементів схеми.

виведені у окремі вікна, а також можна створювати власні звіти або використовувати існуючі шаблони. Програма автоматично заповнює шаблони звітів результатами розрахунків. Також є можливість імпорту та експорту даних у різні формати, такі як Microsoft Excel або Access для таблиць і BMP або WMF для графічних даних [7].

DIgSILENT PowerFactory призначений для досвідчених користувачів, але зрозумілий навіть для новачків. Користувачі можуть швидко освоїти інтерфейс програми та виконувати потрібні розрахунки.

Висновки

У даному розділі розглядаються основні режими функціонування електричних мереж, такі як сталий, аварійний та післяаварійний. Також досліджуються загальні методи та інструменти моделювання електричних мереж і систем. До відомих методів розрахунку сталих режимів належать методи Зейделя, Ньютона-Рафсона, Гауса та подвійної факторизації.

Використання програмного комплексу PowerFactory забезпечує високу точність результатів розрахунків завдяки застосуванню модефікаційного методу Ньютона-Рафсона, що сприяє підвищенню достовірності результатів та їх наближенню до реальних значень.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.EK0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 26 |

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ – ФРАГМЕНТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ

2.1 Структура і основні енергетичні характеристики електричної мережі

Для дослідження обрано електричну мережу з напругою 330/110/10 кВ.

На даній підстанції електроенергія знижується до нижчого рівня напруги та подається по лініям 110 кВ до регіональних підстанцій та споживачів. [11].

Електричні підстанції є ключовими у забезпеченні споживачів електроенергією. Одна з основних функцій цих підстанцій у системі енергозабезпечення полягає в регулюванні напруги та розподілі електроенергії.

Типова трансформаторна підстанція має такі складові:

- трансформатори або автотрансформатори;
- розподільні пристрої;
- вимірювальні трансформатори для струмів та напруги;
- автоматичне та неавтоматичне обладнання для управління;
- системи автоматичного захисту.

Розподільна установка на підстанції може мати одну або дві системи збірних шин, або ж не мати їх зовсім. Найбільш поширені трансформаторні підстанції мають одну систему збірних шин, які розділені роз'єднувачами та вимикачами. Деякі підстанції використовують обхідну систему шин, що дозволяє проводити ремонтні роботи на окремих ділянках без відключення споживачів від електромережі.

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|------------------|---------------|-------------|--|---|-------------|----------------|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | Характеристика об'єкту – фрагмент електричної мережі 110 кВ | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Розроб. | | Лозан Ю. М. | | | | | | |
| Перевір. | | Хоменко О. В. | | | | | 27 | 22 |
| Конс. | | | | | | КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-01 | | |
| Н. Контр. | | Шполянський О.Г. | | | | | | |
| Затверд. | | Марченко А. А. | | | | | | |

Підстанції класифікуються за призначенням на вузлові, головні понижувальні, розподільчі, трансформаторні та спеціалізовані перетворювальні підстанції. Крім того, вони можуть бути одотрансформаторними або двотрансформаторними [10].

На підстанціях може бути встановлено від однієї до трьох і більше номінальних напруг відповідно до потреб. Підстанції поділяються на кілька типів за їхнім конструктивним виконанням, включаючи закриті, відкриті, змішані, комплектні та блочні.

Характеристики розподільних установок підстанцій включають номінальну напругу, кількість та потужність приєднаних до них генераторів і трансформаторів, видачу потужності в мережу, кількість ліній та режим роботи.

2.2 Фрагмент схеми електричної мережі 110 кВ – схема з'єднань, загальна характеристика

Конфігурація електричних мереж та підстанцій які входять в цю мережу може варіюватися в залежності від різних факторів, таких як кількість приєднань та номінальні напруги. Кожен розподільчий пристрій має власну схему електричних з'єднань з певною конфігурацією приєднань. При невеликій кількості приєднань застосовуються прості схеми з малою кількістю вимикачів, тоді як при великій кількості приєднань використовуються складніші схеми з'єднань.

Існують різні типи електричних з'єднань:

- Розподільчі пристрої з однією системою збірних шин;
- Розподільчі пристрої з однією системою збірних шин та секційним вимикачем;
- Розподільчі пристрої з однією системою збірних шин, секційним вимикачем та обхідною системою шин;
- Розподільчі пристрої з двома системами збірних шин;

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 28 |

- Розподільчі пристрої з двома робочими та однією обхідною системою збірних шин та інші [12].

На фрагменті що розглядається головною підстанцією є ПС на якій напруга змінюється з 330 кВ до 110 кВ та передається на інші підстанції споживачам. На головній ПС зі сторони подачі напруги 330 кВ встановлені електричні з'єднання, сформовані за "полуторною" схемою, що складається з двох систем шин та трьох вимикачів для кожного з двох ланцюгів. Для підключення споживачів необхідно використовувати підключення півтора вимикача. Для шин напругою 110 кВ використовуються "дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна система шин з двома обхідними та двома шиною з'єднувальними вимикачами". Таку ж схему використовую на ПС яка отримує живлення від ГЕС.

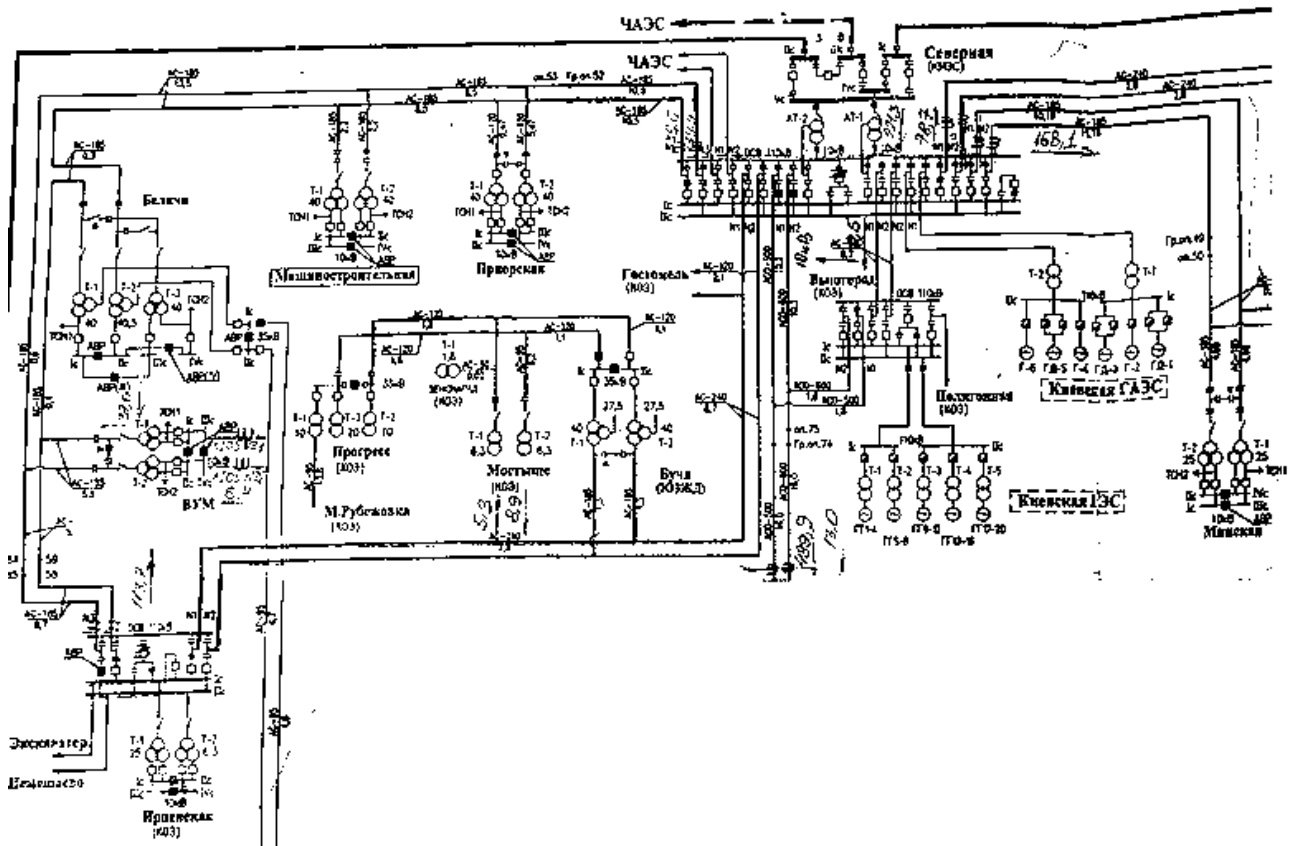


Рисунок 2.1 – Фрагмент мережі 110 кВ

2.3 Головна ПС у складі мережі 110 кВ

На підстанції встановлено три автотрансформатори з напругою 330/110 кВ та потужністю 200 МВА кожен. Спочатку на даній підстанції було два трансформатори, але для збільшення потужності ПС був доданий ще один трансформатор.

Підстанція з напругою 330 кВ має три лінійні приєднання. Два з них пов'язані з ПС (750/330 кВ):

- Повітряна лінія ПЛ 330 кВ – ПС №1.
- Повітряна лінія ПЛ 330 кВ – ПС №2.

Третє приєднання – ПЛ 330 кВ – ПС.

ВРУ 110 кВ на ПС має 16 лінійних приєднань до різних об'єктів, таких як Ірпінь, Біличі, ЧАЕС, Козаровичі, Київська ГАЕС, Вишгород, Нивки, Оболонь та Мінська (див. рис. 2.2).

2.3.1 Схема електричних з'єднань фрагменту мережі 110кВ. Загальна характеристика. Склад основного обладнання підстанції

На основній підстанції мережі 110 кВ є дві активні системи збірних шин і одна обхідна, яка забезпечує можливість вивести одну з активних шин на обслуговування без відключення споживачів (див. зображення 2.2).

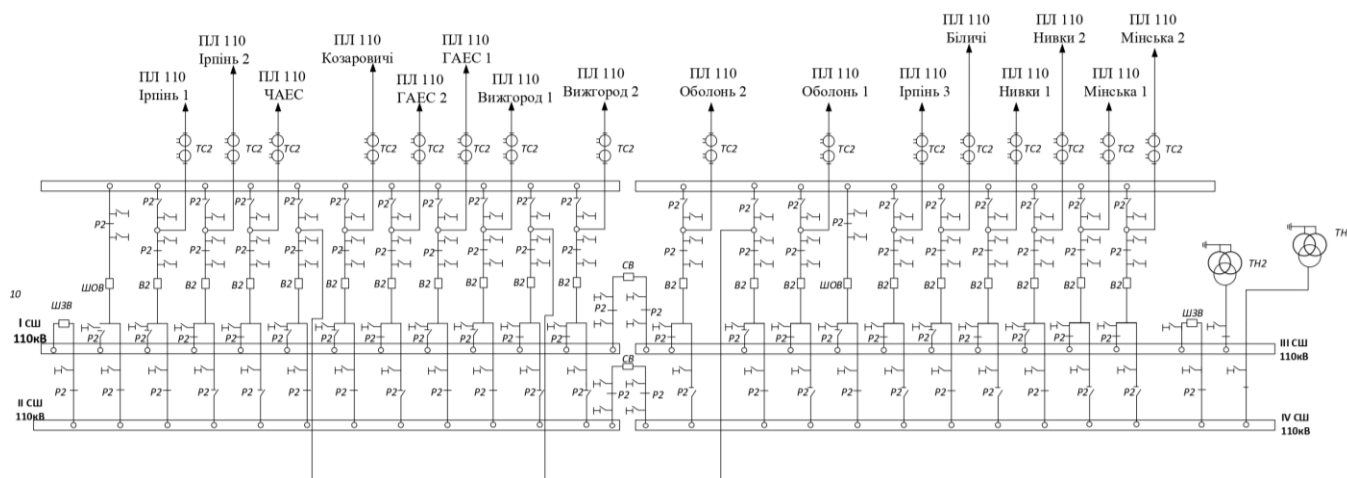


Рисунок 2.2 - Схема електричних з'єднань ПС ВРУ 110 кВ

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 30 |

На підстанції розташовано значну кількість обладнання, включаючи три силові автотрансформатори з напругою 330/110/10 кВ, вимірювальні трансформатори струму та напруги, обхідні та лінійні роз'єднувачі, вимикачі та шинні роз'єднувачі. Також, для зменшення ваги основного обладнання, використовуються вентильні розрядники та обмежувачі перенапруги (ОПН) для захисту апаратури.

Трансформатори власних потреб (ТВП) є необхідною складовою обладнання на підстанції, оскільки вони забезпечують живлення основного обладнання.

Для передачі сигналів аварійної автоматики, релейного захисту та телемеханіки на відводах підстанції встановлені високочастотні загороджувачі, які зменшують шунтуючий вплив шин підстанції на тракт високочастотного каналу зв'язку.

Інші підстанції які входять в фрагмент мережі, мають аналогічне обладнання, та з'єднуються між собою ЛЕП.

2.3.2 Силові трансформатори мережі 110 кВ та головної ПС

Силовий трансформатор є критичною складовою електростанцій та підстанцій, забезпечуючи перетворення напруги та струму з одного класу на інший. Його основна роль полягає у зміні напруги та струму відповідно до потреб системи. Силові трансформатори можуть бути двох типів: підвищувальні, які збільшують напругу, та понижувальні, які зменшують її, залежно від конкретних вимог електромережі.

На підстанції використовуються два силові автотрансформатори типу АТДЦТН-200000/330/110/10,5 - У1. За довідником випикуємо основні технічні характеристики трансформатора та вносимо їх до таблиці 2.1 [12].

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 31 |

Таблиця 2.1 – Дані із довідника [12]

| | | |
|--------------------------------------|----------------------------|------|
| Тип трансформатора | АТДЦТН–200000/330/115/10.5 | |
| Номинальна потужність S_n , МВА | 200 | |
| Напруга обмотки, кВ | ВН | 330 |
| | СН | 115 |
| | НН | 10,5 |
| Втрати холостого ходу P_x , кВт | 155 | |
| Втрати КЗ P_k , кВт | ВН-СН | 560 |
| | ВН-НН | 400 |
| | СН-НН | 350 |
| Напруга КЗ, % | ВН-СН | 12,5 |
| | ВН-НН | 38 |
| | СН-НН | 22,5 |
| Струм холостого ходу I_x , % | 0,45 | |
| Потужність обмотки НН $S_{нн}$, МВА | 80 | |

Характеристики трансформаторів які використовуються на інших підстанціях мережі наведено в таблиці.

За звичай використовуються схему з двома тьохобмотковими трансформаторами типу ТМ

Таблиця 2.2 – Дані із довідника [12]

| | | |
|-----------------------------------|----------------|------|
| Тип трансформатора | ТРДН-40000/110 | |
| Номинальна потужність S_n , МВА | 40 | |
| Напруга обмотки, кВ | ВН | 115 |
| | НН | 10,5 |
| Втрати холостого ходу P_x , кВт | 34 | |
| Втрати КЗ P_k , кВт | 155 | |
| Напруга КЗ, % | 10,5 | |
| Струм холостого ходу I_x , % | 0,55 | |

Таблиця 2.3 – Дані із довідника [12]

| | |
|-----------------------------------|----------------|
| Тип трансформатора | ТРДН-25000/110 |
| Номинальна потужність S_n , МВА | 25 |

Продовження таблиці 2.3

| | | |
|-----------------------------------|-----|------|
| Напруга обмотки, кВ | ВН | 121 |
| | НН | 10,5 |
| Втрати холостого ходу P_x , кВт | 84 | |
| Втрати КЗ P_k , кВт | 310 | |
| Напруга КЗ, % | 0,6 | |
| Струм холостого ходу I_x , % | 11 | |

Таблиця 2.4 – Дані із довідника [12]

| | | |
|-----------------------------------|-------------|------|
| Тип трансформатора | ТМ-6300/110 | |
| Номінальна потужність S_n , МВА | 6,3 | |
| Напруга обмотки, кВ | ВН | 121 |
| | НН | 10,5 |
| Втрати холостого ходу P_x , кВт | 84 | |
| Втрати КЗ P_k , кВт | 310 | |
| Напруга КЗ, % | 0,6 | |
| Струм холостого ходу I_x , % | 11 | |

На ГЕС та ГАЕС використовуються підвищувальні двохобмоткові трансформатори 22/110 кВ. Для отримання трансформатора необхідної потужності трансформатори ставлять у блоки підключені паралельно.

Таблиця 2.5 – Дані із довідника [12]

| | | |
|-----------------------------------|--------------|-----|
| Тип трансформатора | ТМ-16000/110 | |
| Номінальна потужність S_n , МВА | 16 | |
| Напруга обмотки, кВ | ВН | 115 |
| | НН | 22 |
| Втрати холостого ходу P_x , кВт | 18 | |
| Втрати КЗ P_k , кВт | 85 | |
| Напруга КЗ, % | 0,7 | |
| Струм холостого ходу I_x , % | 10,5 | |

2.3.3 Збірні шини головної підстанції

Збірні шини представляють собою сукупність комутаційного обладнання (такого як вимикачі, роз'єднувачі різних типів, короткозамикання та інші елементи) та провід, який використовується для їхньої ошиновки. Основна мета цих шин - забезпечити електричні з'єднання до електричних станцій та підстанцій з надійним та безпечним вимкненням/увімкненням силового обладнання чи навантаження.

На головній ПС збірні шини на стороні 330 кВ виготовлені з проводу марки АСО-300х2. Цей провід має струмопровідну частину з алюмінію та легкий сталевий сердечник. Поперечний переріз складає 300 мм². Діапазон експлуатаційних температур для нього становить від -60 до +90 °С, а максимальний робочий струм - 710 А.

Ошиновка інших підстанцій які входять в фрагмент мережі 110 кВ виконана за допомогою різних марок проводів, характеристики яких приведені у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6– Параметри проводі

| Марка проводу | Переріз, мм ² | Матеріал електропровідних жил | Максимальний робочий струм, А | Діапазон температур експлуатації |
|---------------|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|
| АС-120 | 120 | алюміній | 390 | -70...+90°С |
| АС-185 | 185 | алюміній | 510 | -60...+90°С |
| АС-240 | 240 | алюміній | 610 | -60...+90°С |
| АС-300 | 300 | алюміній | 710 | -60...+90°С |

2.3.4 Комутаційне обладнання підстанції

Комутаційне устаткування призначене для швидкого увімкнення або вимкнення різних частин електричної мережі, силового обладнання чи

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 34 |

навантаження за потреби. Це устаткування може мати різні типи залежно від його призначення, серед яких такі:

- Вимикачі: використовуються для відкриття та закриття електричного кола. Зазвичай використовуються автоматичні вимикачі, які можуть ввімкнути, вимкнути і утримувати робочі струми навантаження, а також вимикають їх у разі короткого замикання.

- Роз'єднувачі: це комутаційні пристрої, які мають видимий ізоляційний проміжок між своїми контактами. Вони використовуються для відключення електричного кола для забезпечення безпечного проведення ремонтних та профілактичних робіт на енергетичних об'єктах.

- Короткозамикачі: вони використовуються для швидкого відключення струмів короткого замикання.

- Відокремлювачі: слугують для повного відокремлення частини мережі для технічного обслуговування.

Таке обладнання встановлюється на головній ПС фрагменту схеми також воно використовується і на інших підстанціях які включені в дану мережу і наведено у табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Основне комутаційне обладнання фрагменту мережі 110кВ

| Вид | Тип |
|----------------|------------------------------|
| | 110 кВ |
| Обхідний р-вач | 1РУРР-110/1250 |
| | РГ.16-110.2/1000-40 УХЛ1 |
| | РНДЗ-1-110/1000 |
| | РНДЗ-1-110/2000 |
| | РНДЗ-2-110/1000 |
| Лінійний р-вач | РНДЗ-2-110/1000 |
| | РНДЗ-2-110/2000 |
| | РГ.2-110.2/1000-40 УХЛ1 |
| | РНДЗ-СК-110/1000 |
| Вимикач | SIEMENS 3AP1FG-123/3150-40.0 |
| | 120SFM-32В 3150/40 |
| | МКП-110М-1000-20 |
| | МКП-110Б-1000-20 |
| | У-110/2000-40 |
| | У-110А/2000-40 |

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 35 |

Продовження таблиці 2.7

| | |
|--------------|-----------------------------|
| Шинний р-вач | 1РУРР-110/1250 |
| | РГ.16-110.2/1000-40 УХЛ1 |
| | РГ.16-ОП-110.2/1000-40 УХЛ1 |
| | РНДЗ-1 СК-110/1000 |
| | РНДЗ-1 СК-110/2000 |
| | РНДЗ-1-110/1000 |
| | РНДЗ-1-110/2000 |
| 10 кВ | |
| Роз'єднувач | РНДЗ-2-10/1000 |
| Вимикач | МКП-10/1000-25 |

2.3.5 Захисне обладнання

Для забезпечення безпеки використання електричної енергії, навіть у випадку незначних розмірів, необхідно переконатися у надійності функціонування електричного обладнання та вимірювальної апаратури. Для досягнення цієї мети застосовуються різноманітні види захисного обладнання, серед яких:

- Розрядники;
- Обмежувачі перенапруги;
- Заземлювачі.

Розрядники призначені для зниження напруги шляхом розрядження. Вони складаються з електродів, один з яких підключений до високовольтної лінії електропередачі, а інший - до землі. Таким чином, при виникненні високої напруги вона розряджається до землі, що зменшує вплив на електричне обладнання. На головній ПС встановлено два типи розрядників: РВМГ-330М та РВС-110М, параметри яких наведено в таблиці 2.8.

Розрядники типу РВС-110М встановлені на інших підстанціях які входять в фрагмент мережі.

Таблиця 2.8 – Параметри розрядників підстанції

| | |
|-------------------|-------------------|
| Модель розрядника | РВМГ-330 М |
| Тип розрядника | вентильний |

Продовження таблиці 2.8

| | |
|------------------------------|------------------|
| Клас напруги, кВ | 330 |
| Номінальна напруга, кВ | 290 |
| Напруга пробою, кВ | 465 |
| Імпульсна напруга пробою, кВ | 700 |
| Залишкова напруга, кВ | |
| -при амплітуді 5 кА | 730 |
| -при амплітуді 10 кА | 800 |
| Струм витоку, мкА | 900-1300 |
| Маса, кг | 1025 |
| Висота, мм | 6220 |
| Кількість на ПС, шт | 2 |
| Модель розрядника | РВС-110 М |
| Тип розрядника | вентильний |
| Клас напруги, кВ | 110 |
| Номінальна напруга, кВ | 102 |
| Напруга пробою, кВ | 200 |
| Імпульсна напруга пробою, кВ | 285 |
| Залишкова напруга, кВ | |
| -при амплітуді 3 кА | 315 |
| -при амплітуді 5 кА | 335 |
| -при амплітуді 10 кА | 367 |
| Струм витоку, мкА | 300-400 |
| Маса, кг | 175 |
| Висота, мм | 3100 |
| Кількість на ПС, шт | 3 |

Обмежувач перенапруги, або ОПН, є пристроєм, що захищає електричне устаткування від уражень, що можуть виникнути внаслідок грозових та комутаційних перепадів високої напруги. Ці пристрої вважаються більш передовими порівняно з розрядниками, оскільки їх робота базується на використанні варисторів, які є нелінійними змінними резисторами, а не на використанні іскрового розряду.

Під час нормальної експлуатації обмежувач залишається в стані непровідності, оскільки струм, що проходить через варистори, є дуже малим. Але в разі виникнення високої напруги в ланцюзі варисторів, ОПН виробляє значний імпульсний струм, який дозволяє знизити перенапругу до безпечного рівня для подальшої роботи електричного устаткування.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 37 |

На підстанціях фрагменту мережі встановлені обмежувачі перенапруги (ОПН), і їх параметри наведені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Параметри ОПН підстанції

| Тип ОПН | Клас мережі, кВ | Ном-на напруга, кВ | Залишкова напруга, кВ | Кіл., шт |
|------------------------|-----------------|--------------------|-----------------------|----------|
| BOW-PCA3108L5E2M4 | 110 | 98 | 265 | 2 |
| MWK-11,5 ABB | 10 | 8 | 26,9 | 1 |
| SIEMENS 3EL2 009-2PC21 | 12 | 10 | 60 | 1 |

2.3.6 Вимірювальні трансформатори напруги і струму підстанції

Вимірювальні трансформатори струму (ТС) виконують функцію перетворення сили струму, яка протікає через певний відрізок електричної мережі, на значення, зручні для подальших вимірювань. Ці трансформатори підключаються послідовно до мережі змінного струму через первинну обмотку, а до їх вторинної обмотки – вся необхідна вимірювальна апаратура.

Вимірювальні трансформатори напруги (ТН) застосовуються для зниження напруги у колах вимірювальних приладів, реле захисту та автоматики. На стороні високої напруги застосовуються масляні або газові трансформатори напруги для забезпечення надійності та безпеки робочого персоналу.

На підстанціях досліджуваного фрагменту мережі встановлено вимірювальні трансформатори струму та напруги, їх характеристики наведено в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Вимірювальні трансформатори підстанції

| Вид обладнання | Тип обладнання | К-ть на ПС, шт |
|------------------|----------------------------|----------------|
| Мережа 330 кВ | | |
| Вимірювальний ТС | ТРН-330-1000-2000/1 | 69 |
| | ТФРМ-330-1000-2000/1 | 6 |
| | ТФРМ-330Б-1000-2000/1 У1 | 12 |
| | ТФРМ-330-2Б-1000-2000/1 У1 | 3 |
| | ТВТ-330-1000-400/1 | 12 |
| Вимірювальний ТН | НКГ-330-2-1-У1 | 3 |
| Мережа 110 кВ | | |

Продовження таблиці 2.10

| | | |
|------------------|-----------------------|----|
| Вимірювальний ТС | ТФЗМ-110Б-1000/5 | 24 |
| | ТОГФ-110Ш 1000/5 УХЛ1 | 6 |
| | ТВ-110/20-400-1000 | 72 |
| | ТВ-110/50-600-2000 | 18 |
| | ТВ-110-2-2000-600 | 24 |
| | ТВ-110-1-400-1000 | 24 |
| | ТВТ-110/2000-1000/1 | 6 |
| | ТВТ-35М-1000-400/5 | 2 |
| Вимірювальний ТН | НКФ-110/3 | 5 |
| Мережа 10 кВ | | |
| Вимірювальний ТС | ТОЛ-СЕЩ-10 | 12 |
| Вимірювальний ТН | НТМИ-10 | 2 |

2.3.7 Вимірювальні прилади

У електричних системах та мережах, крім вимірювальних трансформаторів, для вимірювань використовуються лічильники електричної енергії, які призначені для обліку спожитої електричної енергії. Вони класифікуються за різними параметрами:

1. За типом живлення мережі:
 - Однофазні;
 - Трифазні.
2. За способом включення в мережу:
 - З безпосереднім (прямим) включенням;
 - З напів-трансформаторним включенням (для мереж до 1 кВ);
 - З непрямим включенням (трансформаторні).
3. За конструкцією:
 - Індукційні;
 - Електронні.
4. За класом точності:
 - Класи 0,2; 0,5; 1,0; 2,0 і вище.
5. За родом вимірювальної енергії:
 - Лічильники активної енергії;
 - Лічильники реактивної енергії.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 39 |

На електричних підстанціях досліджуваного фрагменту мережі зазвичай встановлюють лічильники з класом точності 0,2s для 110 та 330 кВ, і не гірше класу точності 0,5s для 10 кВ, такі як лічильники типу Actaris SL7000.

2.3.8 Власні потреби підстанцій фрагменту мережі

Для забезпечення роботи обладнання на підстанціях досліджуваного фрагменту мережі необхідне електроживлення. Це досягається за допомогою встановлення трансформаторів власних потреб. Живлення власних потреб підстанцій має здійснюватись з двох або більше незалежних джерел з резервуванням. Зазвичай на підстанції використовують трансформатори типу ТМ (трансформатор масляний), потужність якого складає 5% від потужності основного встановленого трансформатора [2].

У даних трансформаторах встановлено ПБЗ (переключення без збудження), яке дозволяє регулювати напругу і має 5 рівнів регулювання в діапазоні $\pm 2 \times 2,5\%$.

2.3.9 Засоби релейного захисту і автоматики підстанції

Системна автоматика забезпечує необхідні параметри частоти та напруги в точках енергосистеми, а також контролює потік активної та реактивної потужності в нормальних умовах. Протиаварійна автоматика завдяки своєму функціоналу запобігає розвитку аварійних процесів у системі.

Релейний захист (РЗ) відповідає за припинення поширення пошкоджень в мережі, ініціюючи відключення уражених ділянок від неушкоджених для уникнення поширення аварій. Пошкодження чи неправильна робота релейного захисту може призвести до серйозних збоїв в енергосистемах по всьому світу [13].

Основні принципи релейного захисту та автоматики можуть бути узагальнені так:

Основний захист: Це захист, який має найменший час відгуку. Він активується негайно при виявленні порушень в мережі.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 40 |

Резервний захист: Цей захист має затримку часу, виконуючи функції ближнього та далекого резервування. Він активується лише у випадках, коли основний захист не може впоратися або недостатньо швидко реагує.

Вимоги до релейного захисту включають:

Селективність: Захист повинен бути здатний визначити пошкоджену ділянку мережі та відключити тільки її, не впливаючи на інші частини мережі.

Швидкодія: Реагувати на події в мережі максимально швидко, щоб мінімізувати можливі наслідки аварій.

Надійність захисту: Захист повинен безперервно виконувати свої функції навіть у складних умовах або при наявності перешкод.

Чутливість: Здатність виявляти пошкодження на ранніх стадіях їх розвитку, щоб уникнути подальшого поширення або загострення ситуації.

Простота схеми: Щоб забезпечити ефективну роботу та обслуговування, схема захисту повинна бути якомога більш простою, щоб уникнути непорозумінь або помилок при її налагодженні та експлуатації [13].

Регулювання навантаження трансформаторів (РНТ) відіграє значну роль у системі автоматизації, дозволяючи змінювати коефіцієнт трансформації без відключення трансформатора від мережі. З урахуванням постійних змін у навантаженні мережі, навіть малі відхилення напруги можуть негативно впливати на функціонування електричних пристроїв та якість постачання електроенергії. Отже, таке регулювання стає невід'ємною необхідністю. Процес РНТ здійснюється шляхом відключення або підключення додаткових витків до обмотки трансформатора, зазвичай, на обмотці високої напруги, де присутні менші струми, що спрощує цей процес.

Автоматичне розвантаження за частотою (АРЧ) відіграє ключову роль у електричних мережах як засіб протиаварійної автоматизації. Воно запобігає виникненню лавини частоти, яка може призвести до подальшого зниження частоти в мережі, тим самим зменшуючи вихідну потужність системи. АРЧ активується при раптовому дефіциті активної енергії в мережі через аварійні відключення джерел енергії. Основною метою його є відключення найменш

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 41 |

важливих споживачів електричної енергії для підтримання оптимального рівня частоти та напруги на ключових ділянках електричної мережі [13].

2.3.10 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах основної ПС

Характеристичні режими енергетичної системи включають нормальний, аварійний, післяаварійний і ремонтний. Аварійний режим є тимчасовим, в той час як інші є тривалими. Перехід енергосистеми з нормального режиму в аварійний може відбутися через коротке замикання (КЗ).

Для розрахунку струмів короткого замикання потрібно мати дані про параметри елементів електричної мережі, таких як лінії передачі, автотрансформатори, генератори та інші.

Здійснимо розрахунок струмів короткого замикання для шин ПС, використовуючи паспортні дані автотрансформаторів і ліній передачі, які наведені в таблицях 2.1 і 2.2 відповідно.

Схема заміщення мережі матиме наступний вигляд:

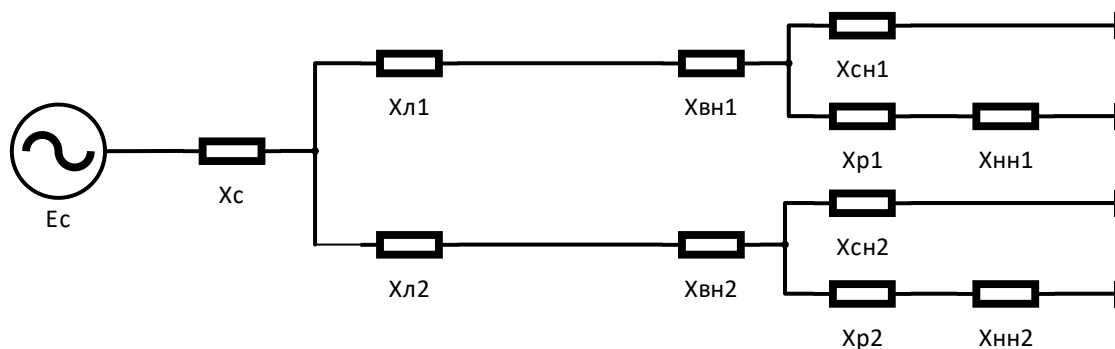


Рисунок 2.3 - Схема заміщення ПС

Приведення параметрів елементів схеми до базисних умов.

$$S_{б} = 1000 \text{ (МВА)};$$

$$E_{*с} = 1;$$

За базисну напругу приймаємо напругу шин:

$$U_{б1} = 330 \text{ (кВ)}; U_{б2} = 115 \text{ (кВ)}; U_{б3} = 10,5 \text{ (кВ)};$$

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 42 |

Розрахуємо базисні струми:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1,75 \text{ кА}$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

$$I_{\delta 3} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}$$

Параметри системи:

$$X_{*c} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.від}} \cdot U_{\text{ср}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 50 \cdot 330} = 0,03499 \text{ (в. о.)}$$

де, $I_{\text{ном.від}} = 50 \text{ кА}$.

Параметри реактора, який встановлений на низькій стороні автотрансформатора:

$$X_{\text{р.ном}} = 0,56 \text{ Ом}$$

$$X_{*p} = X_{*p.\text{ном}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,56 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 5,079 \text{ (в. о.)}$$

Параметри ліній, тобто зведений опір ліній:

$$X_{*л1(1-1)} = X_{0л1-1} \cdot L_{л1-1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = 0,322 \cdot 20,32 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0,06 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*л1(1-2)} = X_{0л1-2} \cdot L_{л1-2} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = 0,302 \cdot 55,31 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0,153 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*л1} = X_{*л1(1-1)} + X_{*л1(1-2)} = 0,06 + 0,153 = 0,213 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*л2(2-1)} = X_{0л2(2-1)} \cdot L_{л2(2-1)} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = 0,322 \cdot 14,86 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0,0439 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*л2(2-2)} = X_{0л2(2-2)} \cdot L_{л2(2-2)} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = 0,302 \cdot 69,12 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0,1917 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*л2} = X_{*л2(2-1)} + X_{*л2(2-2)} = 0,0439 + 0,1917 = 0,2356 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*л3} = X_{0л3} \cdot L_{л3} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = 0,322 \cdot 27,5 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0,081 \text{ (в. о.)}$$

де $X_{0л1-1} = 0,322$ — питомий опір АС-300/39, Ом/км.

Параметри автотрансформаторів АТДЦТН-200000/330 :

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 43 |

$$X_{T1B} = \frac{U_{K\%T1BH} + U_{K\%T1BC} - U_{K\%T1CH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМТ1}} =$$

$$= \frac{38,3 + 10,7 - 25,4}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 1.18 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{T1C} = \frac{U_{K\%T1CH} + U_{K\%T1BC} - U_{K\%T1BH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМТ1}} =$$

$$= \frac{25,4 + 10,7 - 38,3}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{T1H} = \frac{U_{K\%T1BH} + U_{K\%T1CH} - U_{K\%T1BC}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМТ1}} =$$

$$= \frac{38,3 + 25,4 - 10,7}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 6.625 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{T2B} = \frac{U_{K\%T2BH} + U_{K\%T2BC} - U_{K\%T2CH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМТ2}} =$$

$$= (38 + 10,5 - 25)100 \cdot \frac{1000}{200} = 1.175 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{T2C} = \frac{U_{K\%T2CH} + U_{K\%T2BC} - U_{K\%T2BH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМТ2}} =$$

$$= \frac{25 + 10,5 - 38}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{T2H} = \frac{U_{K\%T2BH} + U_{K\%T2CH} - U_{K\%T2BC}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМТ2}} =$$

$$= \frac{38 + 25 - 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 6.563 \text{ (в. о.)}$$

Розглянемо коротке замикання на шинах підстанцій 330 кВ, 110кВ та 10кВ.

Спростимо схему заміщення, для короткого замикання в точці К1:

$$X_{Л.1} = \frac{X_{*Л1} \cdot X_{*Л2}}{X_{*Л1} + X_{*Л2}} = \frac{0,213 \cdot 0,2356}{0,213 + 0,2356} = 0,1119 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{Л.екв} = \frac{X_{Л.1} \cdot X_{*Л3}}{X_{Л.1} + X_{*Л3}} = \frac{0,1119 \cdot 0,081}{0,1119 + 0,081} = 0,047 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*Т1нр} = X_{*Т1н} + X_{*р} = 6.625 + 5.079 = 11.704 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{*Т2нр} = X_{*Т2н} + X_{*р} = 6.563 + 5.079 = 11.642 \text{ (в. о.)}$$

Схема заміщення на першому кроці має наступний вигляд:

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--------------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 44 |

$$K2: i_{y3} = \sqrt{2} \cdot I_{ПЗ} \cdot K_{y3} = \sqrt{2} \cdot 4.698 \cdot 1,68 = 11.162 \text{ кА}$$

2.3.11 Перевірочний вибір обладнання підстанції

Беручи до уваги високі значення напруги та струму на електричних станціях та підстанціях, розумно обирати обладнання для енергетичних об'єктів з урахуванням його здатності працювати без перебоїв у нормальному режимі, витримувати термічний вплив та аварійно відключати з найменшими наслідками великі струми короткого замикання.

Крім номінальних значень напруги та струму, необхідно знати значення ударного струму короткого замикання, для чого проводяться розрахунки струмів короткого замикання. Після розрахунку необхідних параметрів можна приступити до вибору нового обладнання або перевірки встановленого на станціях та підстанціях.

Наприклад, розглянемо вимикач, встановлений на підстанції на стороні 330 кВ - ВВБ-330Б-35,5-2000.

Основні технічні характеристики якого:

- номінальна напруга складає 330 кВ,
- допустимий робочий струм - до 2000 А,
- допустимий максимальний струм відключення - 35,5 кА.

Згідно з розрахунками (див. пункт 2.3.10), ударний струм на шинах 330 кВ становить 65,1174кА, що вписується у допустимі межі роботи цього вимикача, тому його використання на даній підстанції є доцільним. Інше електричне обладнання обирається або перевіряється за аналогічними принципами.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 47 |

Висновки

У даному розділі було описано структуру електричних з'єднань фрагменту мережі та головної ПС, напругою 110 кВ. Також надано характеристики силового обладнання, вимірювальної техніки, комутаційної апаратури і релейного захисту, а також протиаварійної автоматики на підстанціях які знаходяться в досліджуваній мережі. Розробка математичної моделі фрагменту мережі (див. рис. 2.1) та проведення розрахунків струму короткого замикання на її шинах (див. підпункт 2.3.10) дозволило перевірити функціональність встановленого обладнання з метою забезпечення надійності роботи системи.

Результати перевірки підтвердили відповідність вимогам ефективності та надійності

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 48 |

3 МОДЕЛЮВАННЯ І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Розрахункова модель електричної мережі 110 кВ в середовищі PowerFactory

Модель електричної мережі 110 кВ була створена за допомогою програмного комплексу PowerFactory для проведення необхідних розрахунків (див. рисунок 3.1).

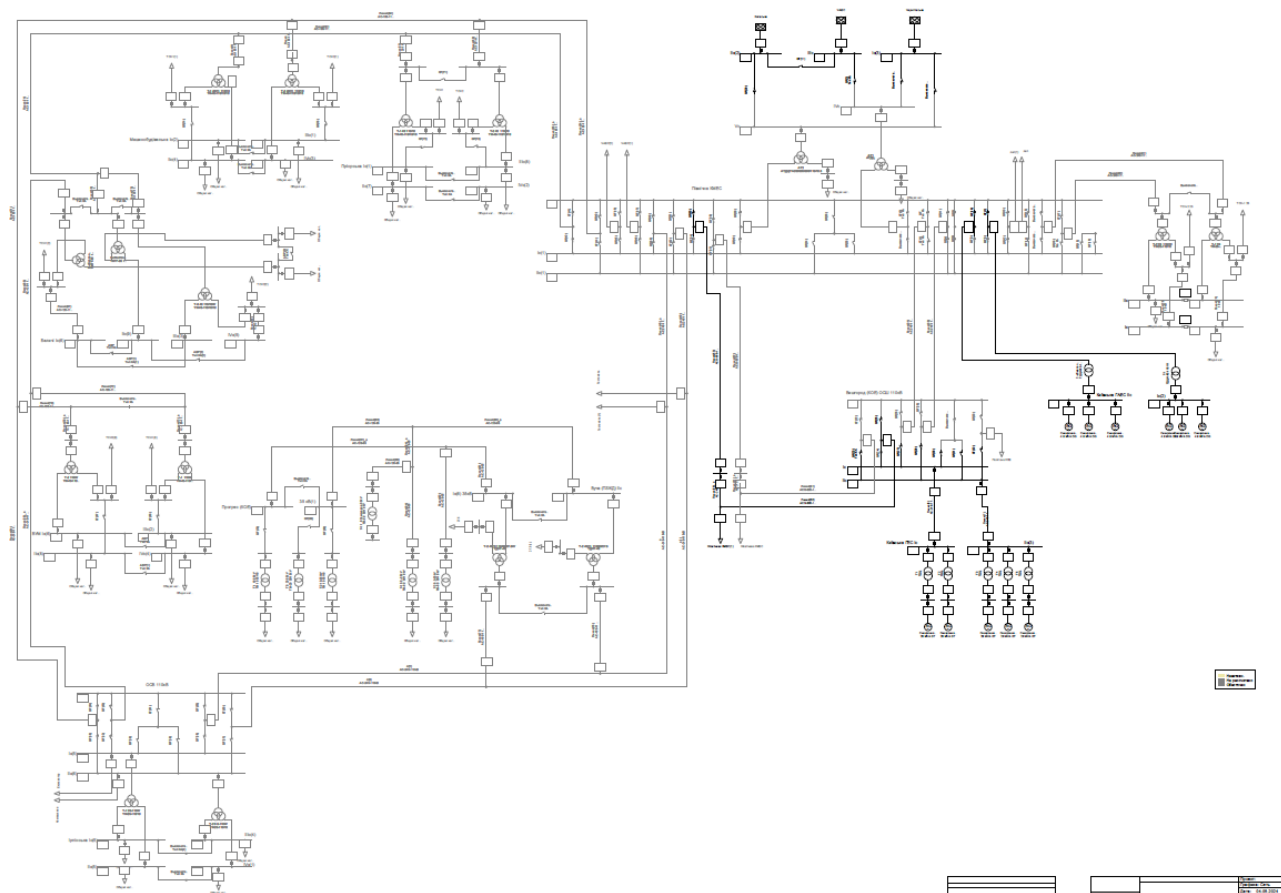


Рисунок 3.1 – Розрахункова модель мережі

На цьому фрагменті відображені фрагмент електричної мережі 110 кВ, силові трансформатори та автотрансформатори, високовольтні лінії електропередачі, комутаційна апаратура та навантаження. Оскільки в заданій схемі автотрансформатор має відгалуження на низьку напругу, то в програмі вибираємо трьохобмотковий трансформатор

| | | | | |
|--|------|------------------|--------|--------|
| 141.EK0110.006.ДБ | | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |
| Розроб. | | Лозан Ю. М. | | |
| Перевір. | | Хоменко О. В. | | |
| Конс. | | | | |
| Н. Контр. | | Шполянський О.Г. | | |
| Затверд. | | Марченко А. А. | | |
| Моделювання і аналіз усталених режимів в електричній мережі | | | | |
| | | Лім. | Арк. | Аркуші |
| | | | 49 | 16 |
| КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-01 | | | | |

Рисунок 3.3 – Внесення характеристик по автотрансформатору

На рисунку 3.4 показані умовні позначення трансформаторів які використовуються в програмі PowerFactory.

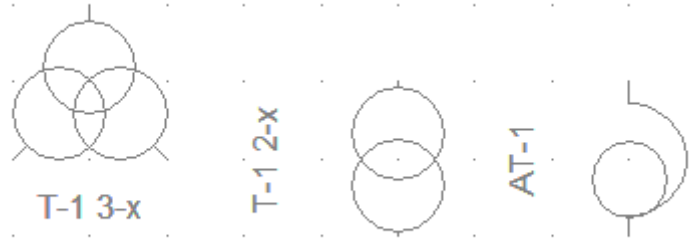


Рисунок 3.4 – Умовні позначення 3-х, 2-х обмоткового, та авто трансформаторів

На рисунку 3.5 зображена схема шин головної підстанції досліджуваної мережі на стороні 110 кВ. На даній схемі присутні шини, вимикачі, під'єднувальні точки.

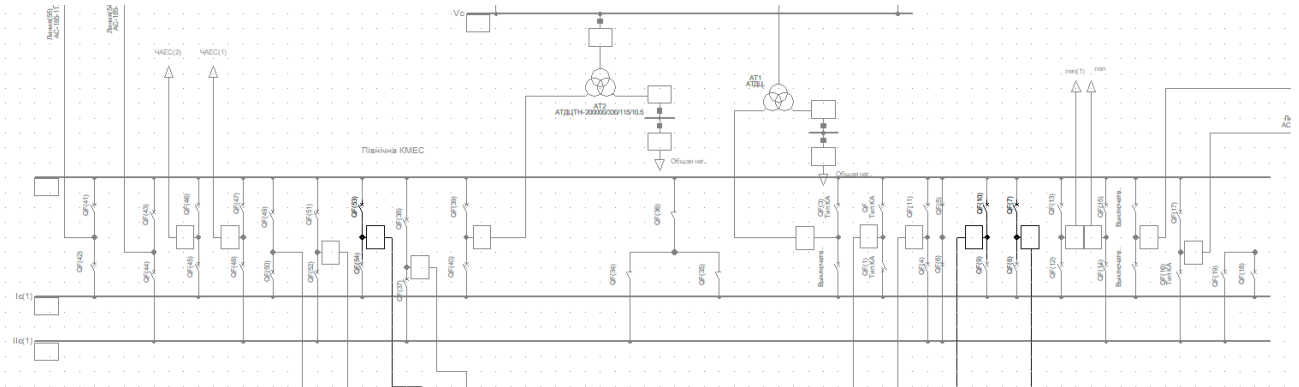
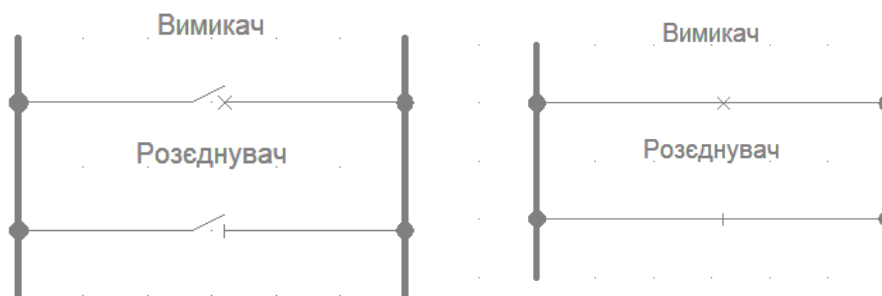


Рисунок 3.5 – Фрагмент схеми шин головної ПС на стороні 110 кВ



а)

б)

Рисунок 3.6 – Вимикачі (а-ввімкнені, б-розімкнені)

3.2 Моделювання нормальних режимів роботи електричної мережі

Усталеним режимом роботи розуміється такий режим, в якому навантаження та струми залишаються в межах допустимих значень, не перевантажується електричне силове обладнання і забезпечується баланс потужностей у системі.

Зазвичай навантаження встановлюється на рівні, що не перевищує 70% від потужності силових трансформаторів, оскільки вони розраховані на роботу при подвійному навантаженні у випадку виходу з ладу одного з трансформаторів або проведення профілактичних робіт.

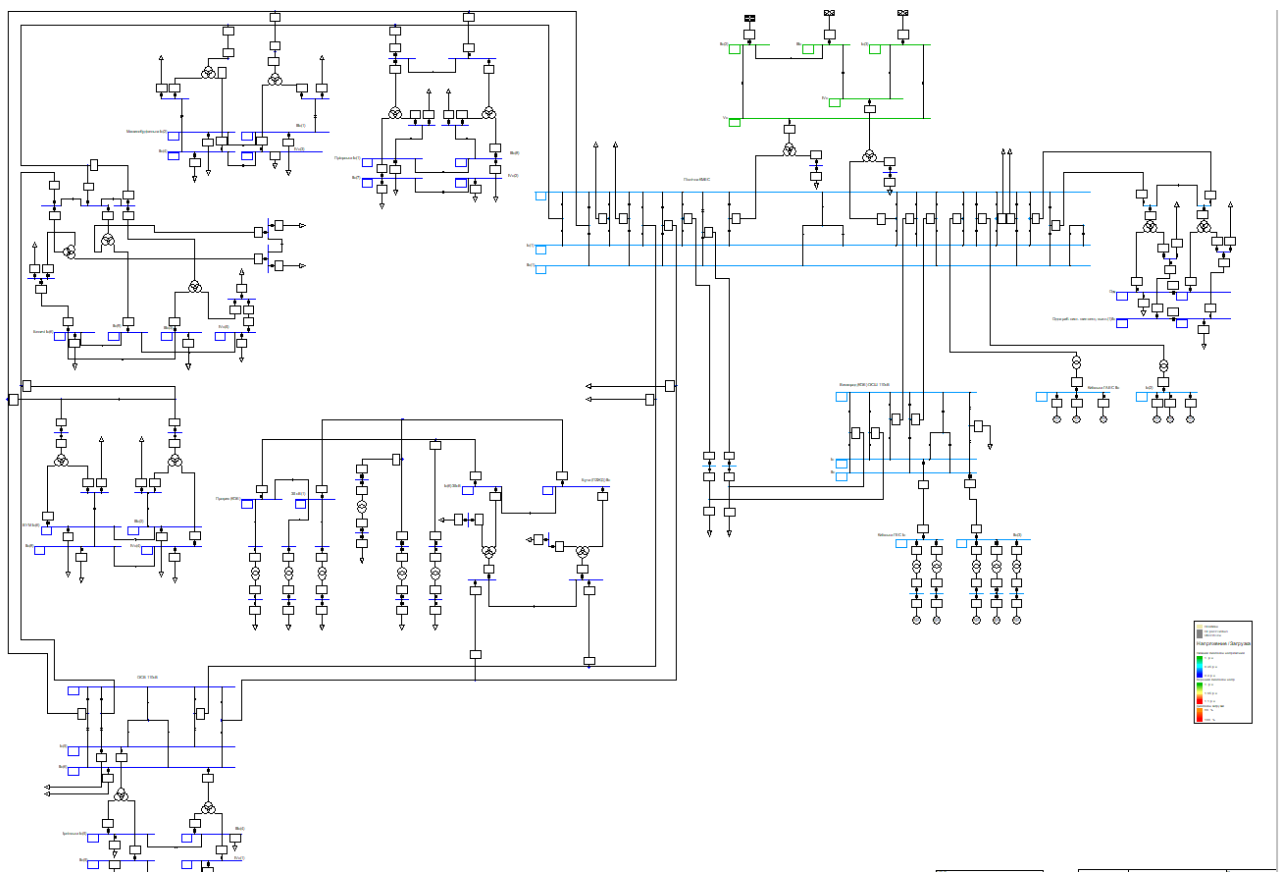


Рисунок 3.7 – Фрагмент схеми 110 кВ після обчислення усталеного режиму в програмі PowerFactory

| | | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|--|-------------------|-----|
| | | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | | 52 |

Після проведення обчислень на графічній схемі (див. рисунок 3.7) передбачено попереднє визначення напругових величин на робочих шинах підстанції.

У програмі PowerFactory графічно позначається навантаження через використання спеціальних символів або індикаторів, що вказують на рівень навантаження на певні елементи системи, такі як трансформатори, лінії передачі або генеруючі установки. Позначення наведені на рисунку 3.8.

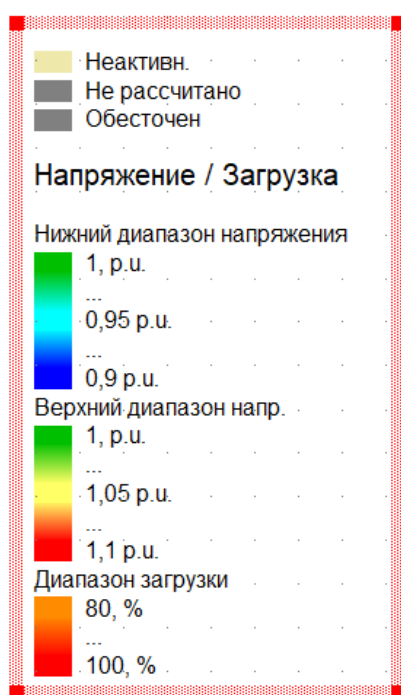


Рисунок 3.8 – Графічне позначення завантаження фрагмента мережі

На основі зображення можна зробити висновок, що всі шини мають припустимий рівень напруги і не відхиляються значно від норми, оскільки вони позначені зеленим кольором. Результати розрахунків усталеного режиму наведено на рисунках 3.9, 3.10 та 3.11.

| Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. | | | | | | | | | | Автоматическая адаптация модели сходимости | | | Да | | | |
|---|------------------|----------------|------------|-------------------|-----------------------|-----------------|----------|--------------|-------------|--|----------|----------------------------|-------------------------------------|--|--|------------|
| АРНТ РПН | | | | | | | | | | Да | | | Макс. допустимая погрешность УР для | | | 1,00 kVA |
| Учитывать пределы реакт. мощности | | | | | | | | | | Нет | | | Узлов | | | 0,10 % |
| | | | | | | | | | | Уравнений модели | | | | | | 0,10 % |
| Сеть: Сеть | | | | | | | | | | Стадии сист.: Сеть | | | Исследование: Исследование | | | Прил.: / 1 |
| Ном. Напр. [kV] | Напр. шин [p.u.] | Напр. шин [KV] | угл. [deg] | Актив. Мощн. [MW] | Реактив. Мощн. [Mvar] | Мощн. коэф. [-] | Ток [kA] | Загрузка [%] | Доп. данные | | | | | | | |
| Одна раб. сист. шин секц. выкл. (1) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ic | 10,00 | 0,89 | 8,89 | -6,96 | | | | | | | | | | | | |
| Subicle/Coup | | | | | 0,65 | 0,37 | 0,87 | 0,05 | 0,00 | | | | | | | |
| Ячейка_/Lne | | | | | -0,65 | -0,37 | -0,87 | 0,05 | 0,00 | Pv: | 1,07 kW | cLod: 0,00 Mvar L: 1,00 km | | | | |
| VB2 | 10,00 | 0,89 | 8,89 | -6,96 | | | | | | | | | | | | |
| Ячейка_/Lod | | | | | 1,30 | 0,74 | 0,87 | 0,10 | | P10: | 1,31 MW | Q10: 0,74 Mvar | | | | |
| Subicle/Coup | | | | | -0,65 | -0,37 | -0,87 | 0,05 | 0,00 | | | | | | | |
| Ячейка_/Lne | | | | | -0,65 | -0,37 | -0,87 | 0,05 | 0,00 | Pv: | 1,07 kW | cLod: 0,00 Mvar L: 1,00 km | | | | |
| Одна раб. сист. шин секц. выкл. | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IIC | 10,00 | 0,90 | 9,02 | -6,05 | | | | | | | | | | | | |
| Ячейка_/Lod | | | | | 2,10 | 1,36 | 0,84 | 0,16 | | P10: | 2,10 MW | Q10: 1,36 Mvar | | | | |
| Subicle/Coup | | | | | -1,05 | -0,68 | -0,84 | 0,08 | 0,00 | | | | | | | |
| Ячейка_/Tr3 | | | | | -1,05 | -0,68 | -0,84 | 0,08 | 31,77 | Tap: | 0,00 | Min: 0 Max: 0 | | | | |
| VB2 | 10,00 | 0,90 | 9,02 | -6,05 | | | | | | | | | | | | |
| Subicle/Coup | | | | | 1,05 | 0,68 | 0,84 | 0,08 | 0,00 | | | | | | | |
| Ячейка_/Tr3 | | | | | -1,05 | -0,68 | -0,84 | 0,08 | 31,77 | Tap: | 0,00 | Min: 0 Max: 0 | | | | |
| 35 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 35,00 | 0,85 | 29,67 | -11,82 | | | | | | | | | | | | |
| Ячейка_/Lod | | | | | 10,00 | 1,00 | 1,00 | 0,20 | | P10: | 10,00 MW | Q10: 1,00 Mvar | | | | |
| Ячейка_/Coup | | | | | 1,51 | 1,54 | 0,70 | 0,04 | 0,04 | | | | | | | |
| Ячейка_/Tr3 | | | | | -11,51 | -2,54 | -0,98 | 0,23 | 29,66 | Tap: | 0,00 | Min: 0 Max: 0 | | | | |
| Сеть: Сеть | | | | | | | | | | Стадии сист.: Сеть | | | Исследование: Исследование | | | Прил.: / 2 |
| Ном. Напр. [kV] | Напр. шин [p.u.] | Напр. шин [KV] | угл. [deg] | Актив. Мощн. [MW] | Реактив. Мощн. [Mvar] | Мощн. коэф. [-] | Ток [kA] | Загрузка [%] | Доп. данные | | | | | | | |
| 35 кВ(1) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 35,00 | 0,84 | 29,49 | -9,69 | | | | | | | | | | | | |
| Ячейка_/Coup | | | | | 2,00 | 1,37 | 0,83 | 0,05 | 0,00 | | | | | | | |
| Ячейка_/Coup | | | | | -1,01 | -1,03 | -0,70 | 0,03 | 0,03 | | | | | | | |
| Ячейка_/Lne | | | | | -1,99 | -1,03 | -0,89 | 0,04 | 11,27 | Pv: | 7,08 kW | cLod: 0,00 Mvar L: 5,00 km | | | | |
| Ячейка_/Coup | | | | | 1,00 | 0,69 | 0,82 | 0,02 | 0,00 | | | | | | | |
| IIIC | | | | | | | | | | | | | | | | |

Рисунок 3.9 – Виведені результати розрахунків стосовно напруги на шинах та лініях досліджуваного фрагменту мережі

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|----|---------------------|-------------|-------------------|-----|--------------------|----|--|--|--|--|------------------|-------------------------------------|--|--|----------|
| | | | | | | | | | | DiGSILENT | | Проект : | | | | |
| | | | | | | | | | | PowerFactory | | Дата: 04.05.2024 | | | | |
| | | | | | | | | | | 15.1.7 | | | | | | |
| Расчет УР | | | | | | | | | | Сводка по всей Системе | | | | | | |
| Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. | | | | | | | | | | Автоматическая адаптация модели сходимости | | | Да | | | |
| АРНТ РПН | | | | | | | | | | Да | | | Макс. допустимая погрешность УР для | | | 1,00 kVA |
| Учитывать пределы реакт. мощности | | | | | | | | | | Нет | | | Узлов | | | 0,10 % |
| | | | | | | | | | | Уравнений модели | | | | | | 0,10 % |
| Свод данных по Системе | | | | | | | | | | Исследование: Исследование | | | Прил.: / 1 | | | |
| Число подстанций | 2 | Кол-во Шин | 92 | Кол-во Терминалов | 115 | Кол-во Линий | 51 | | | | | | | | | |
| число 2-обм. Т. | 13 | число 3-обм. Т. | 17 | Число синх. машин | 11 | Число асинх. машин | 0 | | | | | | | | | |
| Кол-во Нагрузок | 54 | Число поперечных KV | 0 | Кол. SVS | 0 | | | | | | | | | | | |
| Генерация | = | 66,00 MW | 2,04 Mvar | 66,03 MVA | | | | | | | | | | | | |
| Из внешней сети | = | 207,28 MW | 213,24 Mvar | 297,39 MVA | | | | | | | | | | | | |
| Нагр. P(U) | = | 267,97 MW | 148,37 Mvar | 306,30 MVA | | | | | | | | | | | | |
| Нагр. P(Un) | = | 267,97 MW | 148,37 Mvar | 306,30 MVA | | | | | | | | | | | | |
| Нагр. P(Un-U) | = | 0,00 MW | 0,00 Mvar | | | | | | | | | | | | | |
| Двиг. Нагр. | = | 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA | | | | | | | | | | | | |
| Потери | = | 5,32 MW | 66,91 Mvar | | | | | | | | | | | | | |
| Заряд. мощ-ть ЛЭП | = | | 11,31 Mvar | | | | | | | | | | | | | |
| Компенсация инд. | = | | 0,00 Mvar | | | | | | | | | | | | | |
| Компенсация емк. | = | | 0,00 Mvar | | | | | | | | | | | | | |
| Уст. мощ-ть генерации | = | 142,73 MW | | | | | | | | | | | | | | |
| Вращающийся резерв | = | 76,73 MW | | | | | | | | | | | | | | |
| Обобш. коэф.мощ-ти: | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Генерация | = | 1,00 [-] | | | | | | | | | | | | | | |
| Нагр./Двиг. | = | 0,87 / 0,00 [-] | | | | | | | | | | | | | | |

Рисунок 3.10 – Загальні розрахунки по мереж

Згідно з даними на рисунку 3.10, загальне навантаження мережі складає 207,28 МВА, з яких 66,91 МВА припадає на втрати через нагрів та розсіювання в атмосферу. Генерація електроенергії ГЕС та ГАЕС складає 142,73 МВА.

На рисунку 3.11 показано, що завантаження ліній та трансформаторів знаходиться на припустимому рівні і не перевищує нормативних значень.

| | | | | | | | | |
|-------------------------------|-----|-------|--|-----------------------------|---------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| T1 | Tr2 | 13,69 | Терминал(86) Київська ГЕС Ic | -2,000 -7,945 | -0,500 0,444 | -0,97 -1,00 | 0,142 0,045 | 0,123 0,136 |
| T2 | Tr2 | 17,12 | Терминал Київська ГЕС Ic | 8,000 -9,942 | -0,000 0,514 | 1,00 -1,00 | 0,498 0,056 | 0,137 0,170 |
| T3 | Tr2 | 17,16 | Терминал(1) IIc(3) | 10,000 -9,942 | -0,000 -0,485 | 1,00 -1,00 | 0,623 0,056 | 0,171 0,170 |
| T4 | Tr2 | 17,11 | Терминал(2) IIc(3) | 10,000 -9,942 | 1,000 0,514 | 1,00 -1,00 | 0,624 0,056 | 0,172 0,170 |
| T5 | Tr2 | 17,16 | Терминал(3) IIc(3) | 10,000 -9,942 | -0,000 -0,485 | 1,00 -1,00 | 0,622 0,056 | 0,171 0,170 |
| 3-обмоточный трансформатор3 | | 29,66 | Терминал(4) Терминал(48) 35 кВ | 10,000 13,004 -11,511 | 1,000 6,083 -2,544 | 1,00 0,91 -0,98 | 0,624 0,087 0,229 | 0,172 0,297 0,248 |
| 3-обмоточный трансформатор(1) | | 34,11 | Терминал(58) Терминал(49) Терминал(60) | -1,467 15,261 -7,689 | -0,766 6,310 -2,374 | -0,89 0,92 -0,96 | 0,112 0,100 0,157 | 0,035 0,341 0,170 |
| AT1 | Tr3 | 73,85 | Терминал(9) IVc | -7,544 98,439 | -1,111 110,116 | -0,99 0,67 | 0,517 0,258 | 0,160 0,739 |

| Сеть: Сеть | | Стадии сист.: Сеть | | Исследование: Исследование | | Прил.: | | / 11 |
|-------------------------|-----|--------------------|--|--|---|--|---|---|
| Имя | Тип | Загрузка [%] | Шина | Актив. Мощн. [MW] | Реактив. Мощн. [Mvar] | Коеф. Мощн. [-] | Ток [kA] | [р.у.] |
| AT2 | Tr3 | 74,97 | Терминал(30) Терминал(15) Vc | -86,979 -11,040 108,845 | -87,772 -4,703 103,124 | -0,70 -0,92 0,73 | 0,700 0,819 0,262 | 0,667 0,177 0,750 |
| T-1 25 | Tr3 | 31,77 | Терминал(26) Терминал(14) Терминал(24) | -105,010 -3,400 5,852 | -74,023 -11,508 4,411 | -0,82 -0,28 0,80 | 0,728 0,835 0,042 | 0,693 0,181 0,318 |
| T-2 25 110/10 | Tr3 | 31,77 | Одна раб. сист. шин... Терминал(25) Терминал(21) | -1,050 -4,754 5,852 | -0,678 -3,232 4,411 | -0,84 -0,83 0,80 | 0,080 0,373 0,042 | 0,055 0,258 0,318 |
| T-2 40(1) 110/35/27.5 | Tr3 | 29,93 | Одна раб. сист. шин... Терминал(23) Терминал(73) | -1,050 -4,754 9,009 | -0,678 -3,232 5,613 | -0,84 -0,83 0,85 | 0,080 0,373 0,063 | 0,055 0,258 0,299 |
| T-2 40(2) 110/35/27.5kV | Tr3 | 29,93 | Вуча (ПЭЖД) IIc Терминал(77) | -4,358 -4,600 | -2,989 -1,959 | -0,82 -0,92 | 0,100 0,333 | 0,152 0,144 |
| T-1 110kV | Tr3 | 40,30 | Терминал(72) Ic(6) 35кВ Терминал(76) | 9,009 -4,358 -4,600 | 5,613 -2,989 -1,959 | 0,85 -0,82 -0,92 | 0,063 0,100 0,333 | 0,299 0,152 0,144 |
| T-1 25-110kV | Tr3 | 15,68 | Терминал(76) Терминал(62) Терминал(64) IVc(4) | -4,600 13,137 -3,272 -9,831 | -1,959 4,881 -0,827 -2,937 | -0,92 0,94 -0,97 -0,96 | 0,333 0,085 0,228 0,698 | 0,144 0,403 0,099 0,302 |
| T-1 40 110/10 | Tr3 | 42,49 | Ic(5) Ірпінська Ic(5) IIc(5) | 3,228 -1,595 -1,600 | 1,203 -0,065 -0,950 | 0,94 -1,00 -0,86 | 0,021 0,106 0,124 | 0,157 0,073 0,086 |
| T-1 40(1) 110/10 | Tr3 | 17,52 | Терминал(52) IIc(7) Терминал(46) Терминал(93) Терминал(45) | 9,170 -12,000 2,866 5,756 -0,500 | 6,780 -8,980 2,830 2,295 -0,100 | 0,80 -0,80 0,71 0,93 -0,98 | 0,066 0,981 0,262 0,037 0,034 | 0,316 0,425 0,114 0,175 0,015 |

Рисунок 3.11 – Розрахунки по лініям та трансформаторам

Змінимо навантаження у вузлах, вказаних на рисунку 3.12, і проведемо повторний розрахунок. На момент першого розрахунку навантаження у вказаних вузлах становило 4 МВт та 3 МВАр. Ми збільшимо ці значення вдвічі.

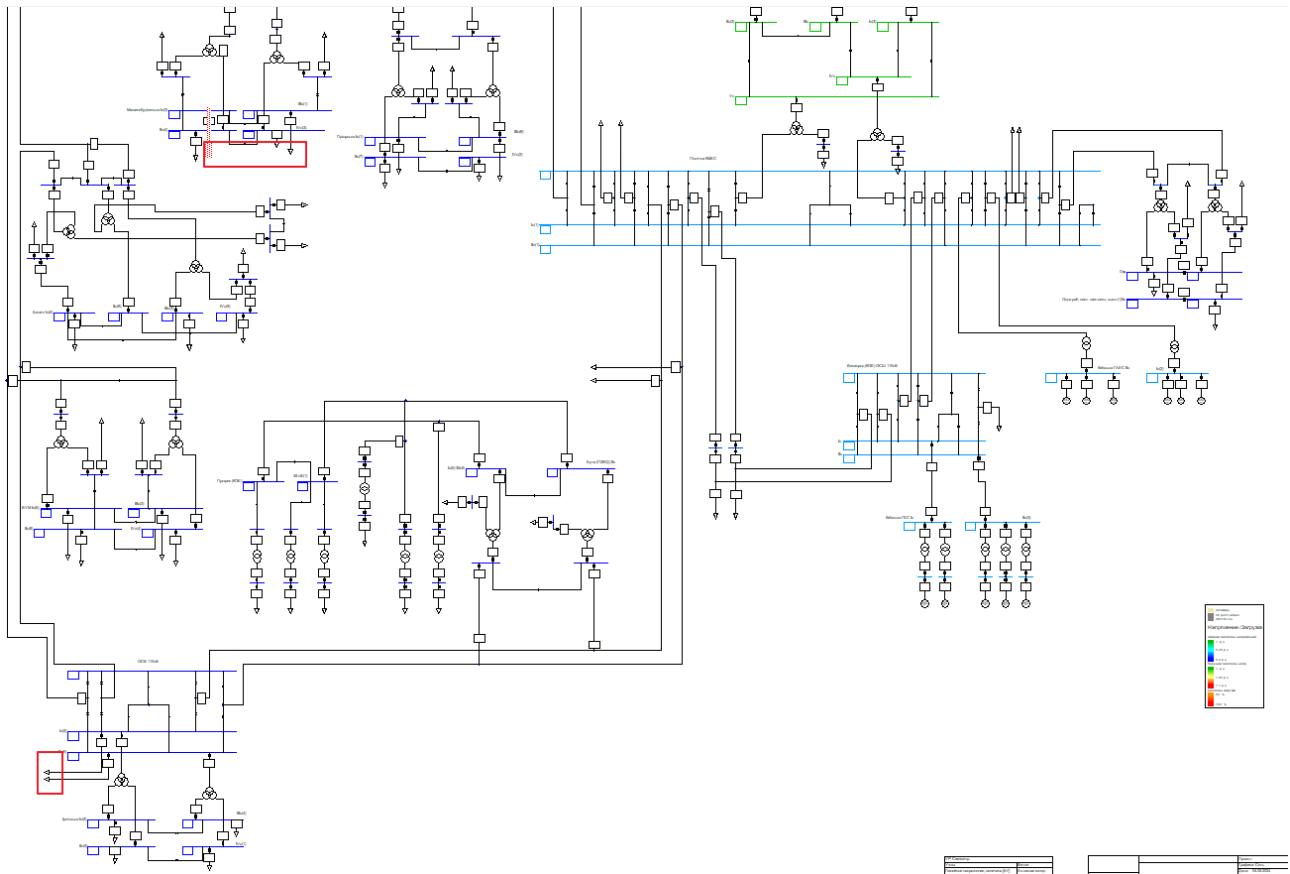


Рисунок 3.12 – Фрагмент схемы 110 кВ та точки змін потужності

В результаті зміни споживаної потужності отримали результат приведений на рис. 3.13. При порівнянні двох варіантів бачимо потужність навантаження збільшилась до 282,13 МВА втрати 6,06 МВт.

| Расчет УР | | Сводка по всей Системе | | | | | |
|---|-------------------|--|--------------------|-------------------|-----|--------------------|----|
| Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. | | Автоматическая адаптация модели сходимости | Да | | | | |
| АРНТ РПН | Да | Макс. допустимая погрешность УР для | Узлов | | | | |
| Учитывать пределы реакт. мощности | Нет | Уравнений модели | 1,00 kVA 0,10 % | | | | |
| Свод данных по Системе | | Исследование: Исследование | | Прил. : | | / 1 | |
| Число подстанций | 2 | Кол-во Шин | 92 | Кол-во Терминалов | 115 | Кол-во Линий | 51 |
| число 2-обм. Т. | 13 | число 3-обм. Т. | 17 | Число синх. машин | 11 | Число асинх. машин | 0 |
| Кол-во Нагрузок | 54 | Число поперечных КУ | 0 | Кол. SVS | 0 | | |
| Генерация | = 66,00 MW | 2,04 Mvar | | 66,03 MVA | | | |
| Из внешней сети | = 222,18 MW | 224,14 Mvar | | 315,60 MVA | | | |
| Нагр. P(U) | = 282,13 MW | 151,94 Mvar | | 320,44 MVA | | | |
| Нагр. P(Un) | = 282,13 MW | 151,94 Mvar | | 320,44 MVA | | | |
| Нагр. P(Un-U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | | | | | |
| Двиг. Нагр. | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | | 0,00 MVA | | | |
| Потери | = 6,06 MW | 74,25 Mvar | | | | | |
| Заряд. мощ-ть ЛЭП | = | 11,14 Mvar | | | | | |
| Компенсация инд. | = | 0,00 Mvar | | | | | |
| Компенсация емк. | = | 0,00 Mvar | | | | | |
| Уст. мощ-ть генерации | = 142,73 MW | | | | | | |
| Вращающийся резерв | = 76,73 MW | | | | | | |
| Обобщ. коэф.мощ-ти: | | | | | | | |
| Генерация | = 1,00 [-] | | | | | | |
| Нагр./Двиг. | = 0,88 / 0,00 [-] | | | | | | |

Рисунок 3.13 – Загальні значення досліджуваної мережі при зміні навантаження

| | | | | | | | | | |
|--------------------------------|-----|-------|-----------------|---------|---------|-------|-------|-------|--|
| T2 | Tr2 | 17,18 | Київська ГЕС Ic | -9,942 | 0,513 | -1,00 | 0,057 | 0,171 | |
| | | | Терминал (1) | 10,000 | -0,000 | 1,00 | 0,625 | 0,172 | |
| T3 | Tr2 | 17,22 | IIC (3) | -9,942 | -0,486 | -1,00 | 0,057 | 0,171 | |
| | | | Терминал (2) | 10,000 | 1,000 | 1,00 | 0,626 | 0,172 | |
| T4 | Tr2 | 17,17 | IIC (3) | -9,942 | 0,513 | -1,00 | 0,057 | 0,171 | |
| | | | Терминал (3) | 10,000 | -0,000 | 1,00 | 0,625 | 0,172 | |
| T5 | Tr2 | 17,22 | IIC (3) | -9,942 | -0,486 | -1,00 | 0,057 | 0,171 | |
| | | | Терминал (4) | 10,000 | 1,000 | 1,00 | 0,626 | 0,172 | |
| 3-обмоточный трансформатор3 | | 29,91 | Терминал (48) | 13,004 | 6,063 | 0,91 | 0,088 | 0,299 | |
| | | | 35 кВ | -11,510 | -2,547 | -0,98 | 0,232 | 0,251 | |
| | | | Терминал (58) | -1,467 | -0,767 | -0,89 | 0,113 | 0,035 | |
| 3-обмоточный трансформатор (1) | | 34,42 | Терминал (49) | 15,260 | 6,297 | 0,92 | 0,101 | 0,344 | |
| | | | Терминал (60) | -7,689 | -2,370 | -0,96 | 0,158 | 0,171 | |
| | | | IIC (9) | -7,544 | -1,126 | -0,99 | 0,522 | 0,162 | |
| AT1 | Tr3 | 78,33 | IVc | 105,812 | 115,526 | 0,68 | 0,274 | 0,783 | |

| Имя | Тип | Загрузка [%] | Шина | Актив. Мощн. [MW] | Реактив. Мощн. [Mvar] | Коэф. Мощн. [-] | Ток [kA] | [p.u.] |
|--------------------------|-----|--------------|-----------------------|-------------------|-----------------------|-----------------|----------|--------|
| | | | Терминал (30) | -94,316 | -91,278 | -0,72 | 0,746 | 0,711 |
| | | | Терминал (15) | -11,040 | -4,702 | -0,92 | 0,825 | 0,179 |
| AT2 | Tr3 | 79,59 | Vc | 116,372 | 108,617 | 0,73 | 0,279 | 0,796 |
| | | | Терминал (26) | -112,499 | -77,614 | -0,82 | 0,777 | 0,740 |
| | | | Терминал (14) | -3,400 | -11,508 | -0,28 | 0,841 | 0,182 |
| T-1 25 | Tr3 | 31,88 | Терминал (24) | 5,852 | 4,413 | 0,80 | 0,042 | 0,319 |
| | | | Одна раб. сист. шин.. | -1,050 | -0,678 | -0,84 | 0,080 | 0,056 |
| | | | Терминал (25) | -4,754 | -3,232 | -0,83 | 0,374 | 0,259 |
| T-2 25 110/10 | Tr3 | 31,88 | Терминал (21) | 5,852 | 4,413 | 0,80 | 0,042 | 0,319 |
| | | | Одна раб. сист. шин.. | -1,050 | -0,678 | -0,84 | 0,080 | 0,056 |
| | | | Терминал (23) | -4,754 | -3,232 | -0,83 | 0,374 | 0,259 |
| T-2 40 (1) 110/35/27.5 | Tr3 | 30,17 | Терминал (73) | 9,010 | 5,607 | 0,85 | 0,063 | 0,302 |
| | | | Вуча (ПЗЖД) IIC | -4,360 | -2,980 | -0,83 | 0,101 | 0,153 |
| | | | Терминал (77) | -4,600 | -1,959 | -0,92 | 0,336 | 0,146 |
| T-2 40 (2) 110/35/27.5kV | Tr3 | 30,17 | Терминал (72) | 9,010 | 5,607 | 0,85 | 0,063 | 0,302 |
| | | | Ic (6) 35кВ | -4,360 | -2,980 | -0,83 | 0,101 | 0,153 |
| | | | Терминал (76) | -4,600 | -1,959 | -0,92 | 0,336 | 0,146 |
| T-1 110kV | Tr3 | 40,70 | Терминал (62) | 13,137 | 4,896 | 0,94 | 0,085 | 0,407 |
| | | | Терминал (64) | -3,272 | -0,827 | -0,97 | 0,230 | 0,100 |
| | | | IVc (4) | -9,831 | -2,937 | -0,96 | 0,705 | 0,305 |
| T-1 25-110kV | Tr3 | 15,83 | Ic (5) | 3,228 | 1,203 | 0,94 | 0,021 | 0,158 |
| | | | Ірпінська Ic (5) | -1,595 | -0,065 | -1,00 | 0,107 | 0,074 |
| | | | IIC (5) | -1,600 | -0,950 | -0,86 | 0,125 | 0,086 |
| T-1 40 110/10 | Tr3 | 42,78 | Терминал (52) | 9,170 | 6,783 | 0,80 | 0,067 | 0,318 |
| | | | IIC (7) | -12,000 | -8,980 | -0,80 | 0,988 | 0,428 |
| | | | Терминал (46) | 2,866 | 2,831 | 0,71 | 0,264 | 0,114 |
| T-1 40 (1) 110/10 | Tr3 | 25,98 | Терминал (93) | 8,438 | 3,413 | 0,93 | 0,055 | 0,260 |
| | | | Терминал (45) | -0,500 | -0,100 | -0,98 | 0,034 | 0,015 |
| | | | IIC (4) | -7,906 | -2,687 | -0,95 | 0,560 | 0,243 |
| T-2 110kV | Tr3 | 39,27 | Терминал (61) | 12,624 | 4,860 | 0,93 | 0,082 | 0,393 |
| | | | ВУМ Ic (6) | -1,950 | -0,800 | -0,93 | 0,144 | 0,062 |

Рисунок 3.14 – Значення завантаження трансформаторів при нових навантаження

Як видно з рис. 3.14 значення завантажень обладнання мало змінилось та знаходиться в допустимих рамках.

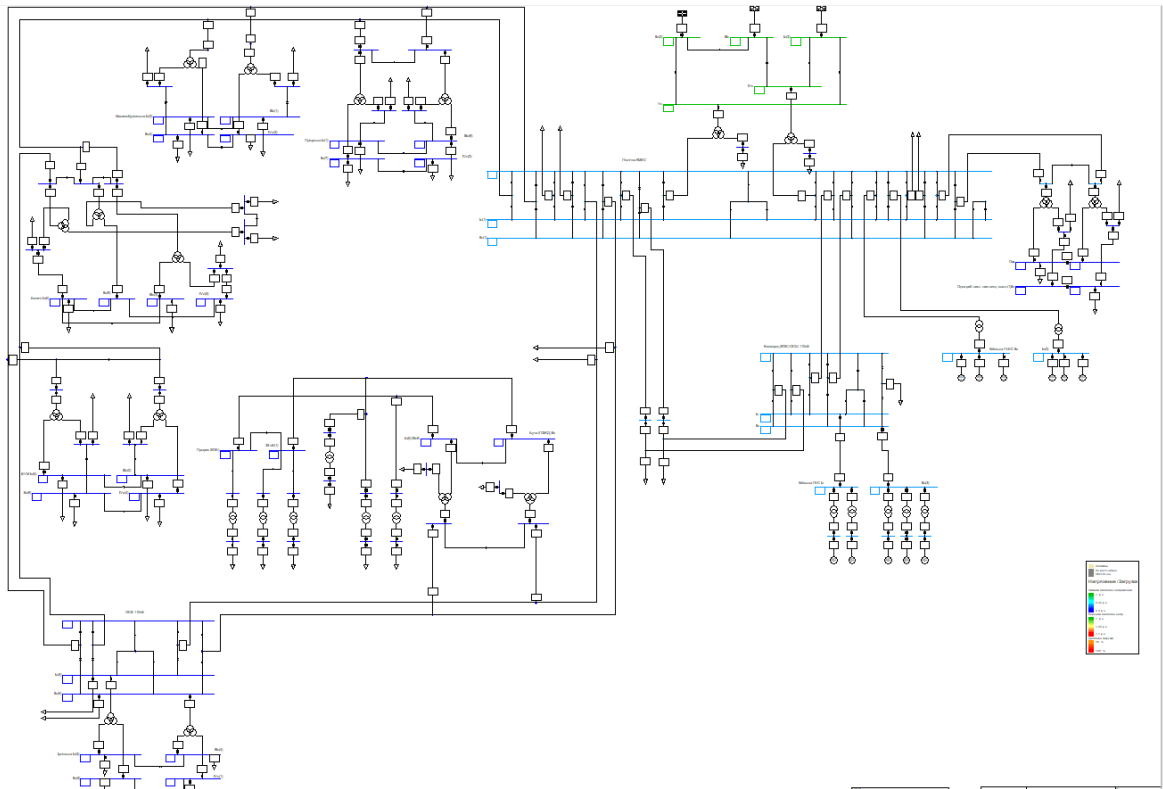
3.3 Моделювання післяаварійних режимів роботи електричної мережі

Електричні мережі можуть вийти з нормального режиму роботи у будь-який момент через аварію, але більша частина мережі має резервне живлення від інших систем, яке використовується під час проведення ремонтних робіт. Після виникнення короткого замикання чи іншої аварії система переходить у режим післяаварійного функціонування.

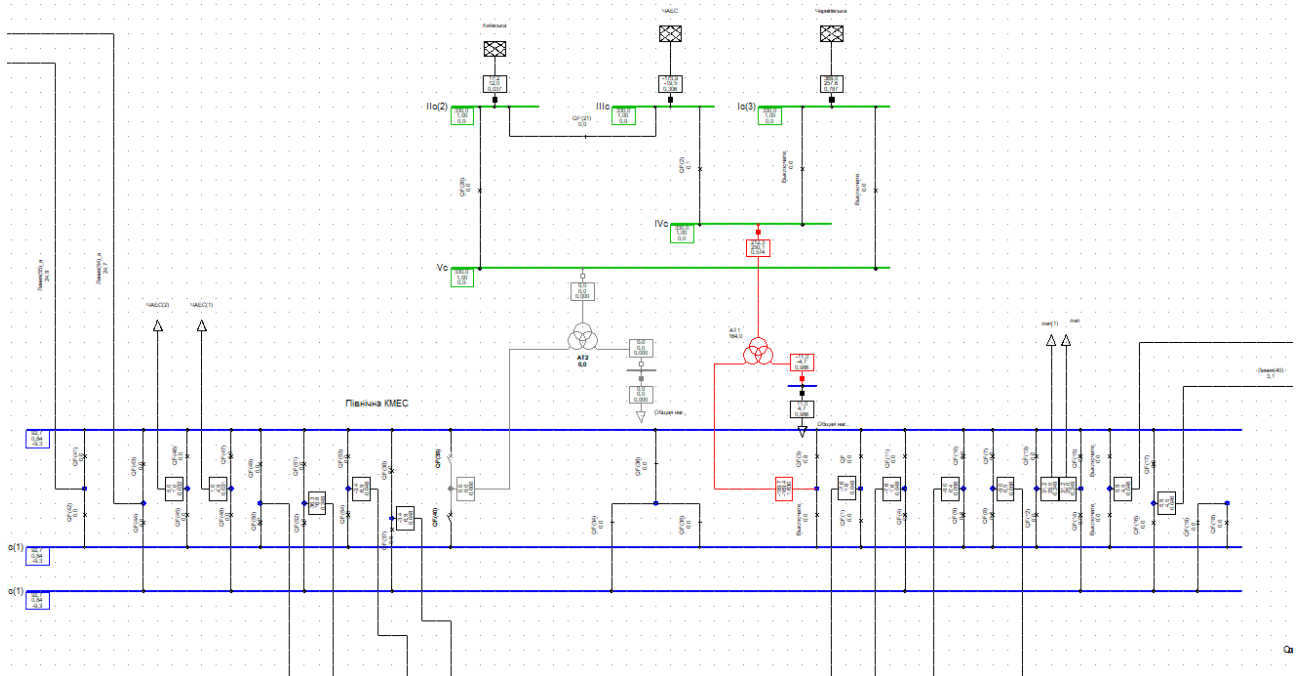
В досліджуваній мережі сталася ситуація, коли відбулося коротке замикання на одній з обмоток силового автотрансформатора АТ-3, після чого

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 57 |

спрацював релейний захист та автоматично відключив цей трансформатор (схема показана на рисунку 3.15).



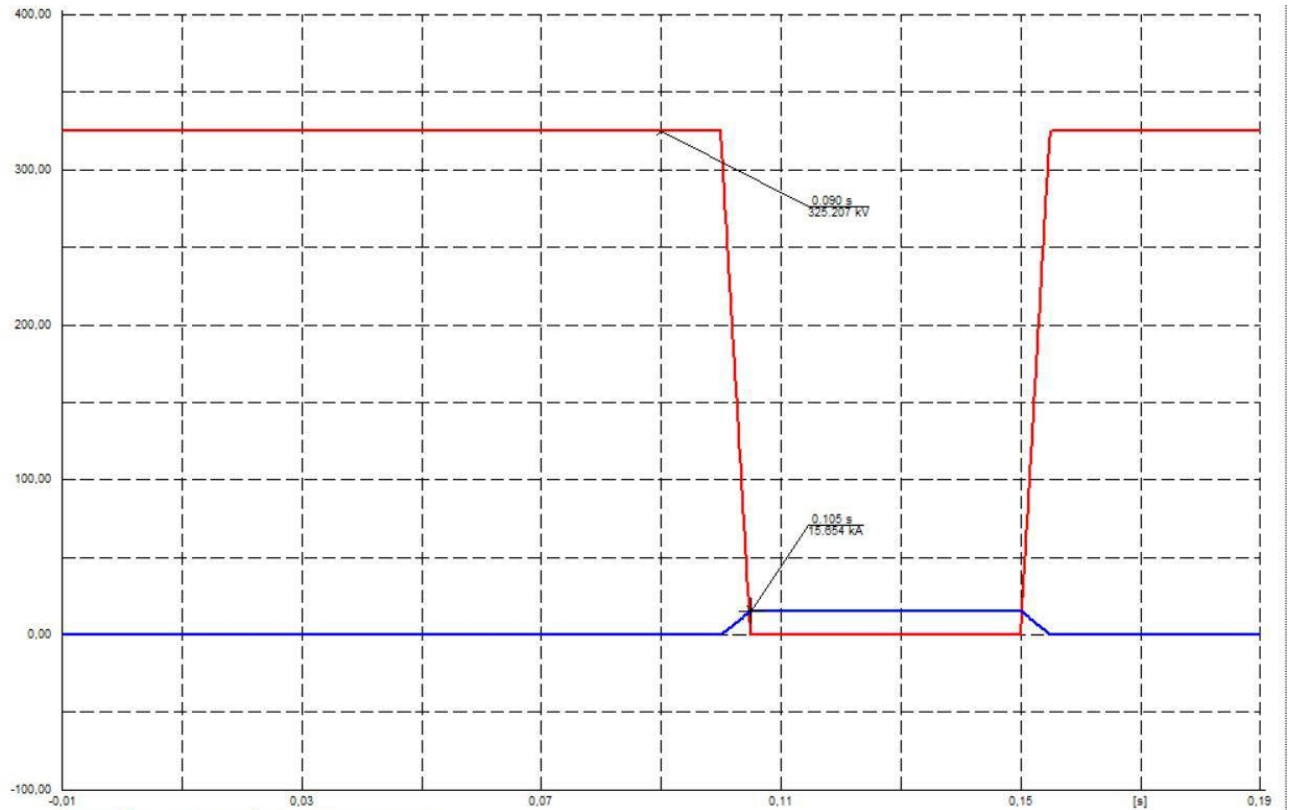
а)



б)

Рисунок 3.15 – Модель схеми (а) до та (б) після відключення трансформатора АТ-2 (приближено)

На схемі видно, що автотрансформатор АТ-2 відключено, але підстанція продовжує свою роботу завдяки перенесенню всього навантаження на АТ-1. Завантаження трансформатора становлять 164,98% (рисунок 3.18).



| Расчет УР | | Сводка по всей Системе | |
|---|-----|--|----------|
| Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. | Да | Автоматическая адаптация модели сходимости | Да |
| АРНТ РПН | Нет | Макс. допустимая погрешность УР для Узлов | 1,00 kVA |
| Учитывать пределы реакт. мощности | Нет | Уравнений модели | 0,10 % |

| Свод данных по Системе | | Исследование: Исследование | | Прил.: | |
|----------------------------|-------------------|----------------------------|------------|-------------------|-----|
| Число подстанций | 2 | Кол-во Шин | 92 | Кол-во Терминалов | 115 |
| число 2-обм. Т. | 13 | число 3-обм. Т. | 17 | Число синх. машин | 11 |
| Кол-во Нагрузок | 54 | Число поперечных КВ | 0 | Кол. SVS | 0 |
| Генерация | = 66,00 MW | 2,04 Mvar | 66,03 MVA | | |
| Из внешней сети | = 212,29 MW | 250,11 Mvar | 328,06 MVA | | |
| Нагр. P(U) | = 271,17 MW | 138,61 Mvar | 304,54 MVA | | |
| Нагр. P(U _n) | = 271,17 MW | 138,61 Mvar | 304,54 MVA | | |
| Нагр. P(U _n -U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | | | |
| Двиг. Нагр. | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA | | |
| Потери | = 7,12 MW | 113,54 Mvar | | | |
| Заряд. мощ-ть ЛЭП | = | 8,43 Mvar | | | |
| Компенсация инд. | = | 0,00 Mvar | | | |
| Компенсация емк. | = | 0,00 Mvar | | | |
| Уст. мощ-ть генерации | = 142,73 MW | | | | |
| Вращающийся резерв | = 76,73 MW | | | | |
| Обобш. коэф.мощ-ти: | | | | | |
| Генерация | = 1,00 [-] | | | | |
| Нагр./Двиг. | = 0,89 / 0,00 [-] | | | | |

| | | | | |
|----|------|---------|--------|------|
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата |
|----|------|---------|--------|------|

141.ЕК0110.006.ДБ

Акр

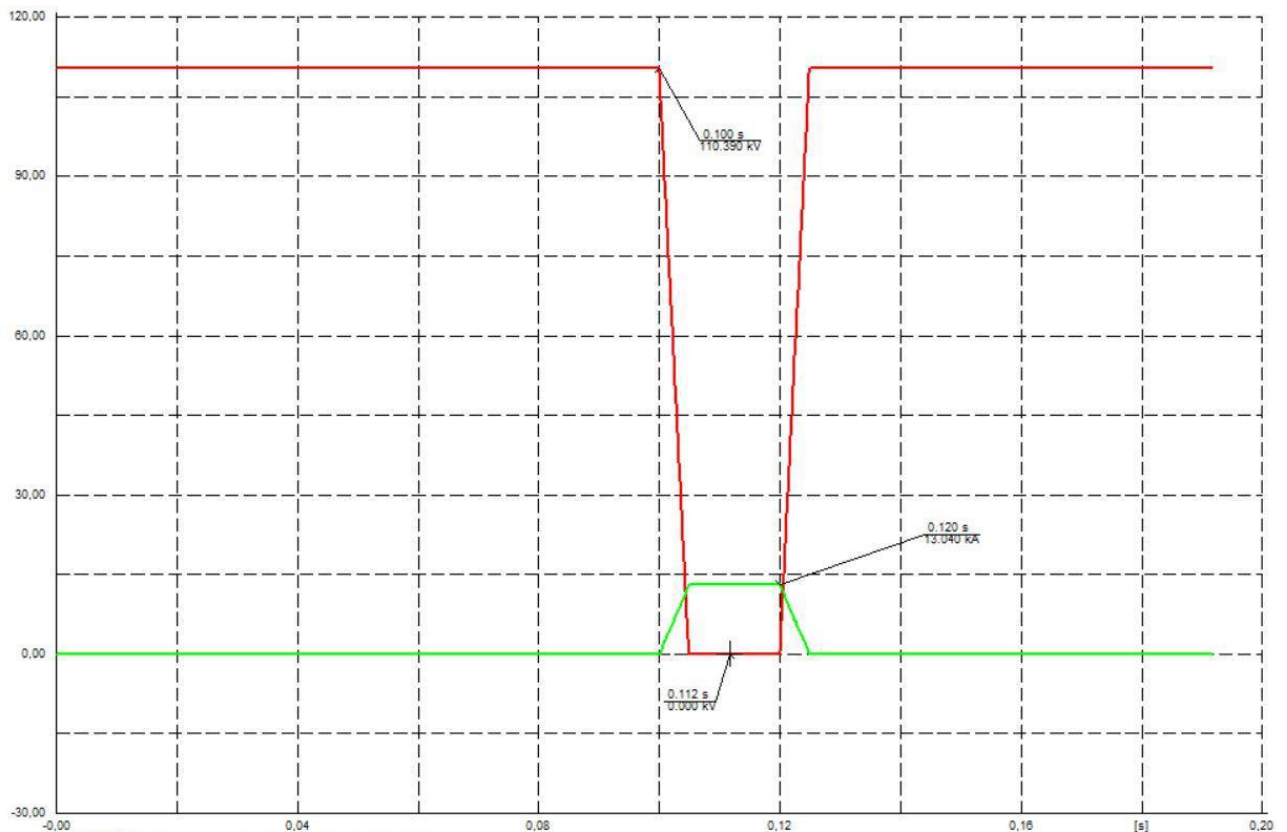
59

Рисунок 3.17 – Загальні дані по системі у післяаварійному режимі роботи

| | | | | | | | | |
|--------------------------------|-----|--------|-----------------|----------|----------|-------|-------|-------|
| T-1 6.3 -35kV | Tr2 | 28,95 | Терминал (75) | 1,002 | 0,900 | 0,74 | 0,030 | 0,290 |
| | | | Терминал (83) | -1,000 | -0,800 | -0,78 | 0,102 | 0,280 |
| T-2 10-351kV | Tr2 | 15,98 | Терминал (80) | 1,000 | 0,656 | 0,84 | 0,026 | 0,160 |
| | | | Терминал (85) | -1,000 | -0,500 | -0,85 | 0,087 | 0,150 |
| T-3 20-35kV | Tr2 | 15,56 | Терминал (81) | 2,001 | 1,192 | 0,86 | 0,051 | 0,156 |
| | | | Терминал (86) | -2,000 | -0,500 | -0,97 | 0,160 | 0,138 |
| T1 | Tr2 | 15,05 | Київська ГЕС Ic | -7,952 | 0,415 | -1,00 | 0,050 | 0,150 |
| | | | Терминал | 8,000 | -0,000 | 1,00 | 0,547 | 0,150 |
| T2 | Tr2 | 18,81 | Київська ГЕС Ic | -9,949 | 0,499 | -1,00 | 0,062 | 0,187 |
| | | | Терминал (1) | 10,000 | -0,000 | 1,00 | 0,684 | 0,188 |
| T3 | Tr2 | 18,85 | IIc (3) | -9,949 | -0,500 | -1,00 | 0,062 | 0,187 |
| | | | Терминал (2) | 10,000 | 1,000 | 1,00 | 0,686 | 0,189 |
| T4 | Tr2 | 18,80 | IIc (3) | -9,949 | 0,499 | -1,00 | 0,062 | 0,187 |
| | | | Терминал (3) | 10,000 | -0,000 | 1,00 | 0,684 | 0,188 |
| T5 | Tr2 | 18,85 | IIc (3) | -9,949 | -0,500 | -1,00 | 0,062 | 0,187 |
| | | | Терминал (4) | 10,000 | 1,000 | 1,00 | 0,686 | 0,189 |
| 3-обмоточный трансформатор3 | | 33,09 | Терминал (48) | 13,001 | 5,898 | 0,91 | 0,097 | 0,331 |
| | | | 35 кВ | -11,507 | -2,585 | -0,98 | 0,259 | 0,280 |
| | | | Терминал (58) | -1,470 | -0,778 | -0,88 | 0,127 | 0,039 |
| 3-обмоточный трансформатор (1) | | 38,17 | Терминал (49) | 15,257 | 6,205 | 0,93 | 0,112 | 0,382 |
| | | | Терминал (60) | -7,693 | -2,334 | -0,96 | 0,176 | 0,191 |
| | | | IIc (9) | -7,540 | -1,272 | -0,99 | 0,584 | 0,181 |
| AT1 | Tr3 | 164,03 | Ivc | 212,289 | 250,111 | 0,65 | 0,574 | 1,640 |
| | | | Терминал (30) | -199,679 | -169,353 | -0,76 | 1,630 | 1,553 |
| | | | Терминал (15) | -11,040 | -4,703 | -0,92 | 0,986 | 0,213 |
| AT2 | Tr3 | 0,00 | | 0,000 | 0,000 | 1,00 | 0,000 | 0,000 |
| | | | Терминал (26) | 0,000 | 0,000 | 1,00 | 0,000 | 0,000 |

| Сеть: Сеть | | Стадии сист.: Сеть | | Исследование: Исследование | | | Прил.: / 11 | |
|--------------------------|-----|--------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|-----------------|-------------|------------|
| Имя | Тип | Загрузка [%] | Шина | Актив. Мощн. [MW] | Реактив. Мощн. [Mvar] | Косф. Мощн. [-] | Ток [kA] | Ток [p.u.] |
| T-1 25 | Tr3 | 35,13 | Терминал (24) | 0,000 | 0,000 | 1,00 | 0,000 | 0,000 |
| | | | Одна раб. сист. шин.. | 5,851 | 4,476 | 0,79 | 0,046 | 0,351 |
| | | | Терминал (25) | -1,050 | -0,678 | -0,84 | 0,089 | 0,061 |
| T-2 25 110/10 | Tr3 | 35,13 | Терминал (21) | 5,851 | 4,476 | 0,79 | 0,046 | 0,351 |
| | | | Одна раб. сист. шин.. | -1,050 | -0,678 | -0,84 | 0,089 | 0,061 |
| | | | Терминал (23) | -4,754 | -3,233 | -0,83 | 0,413 | 0,286 |
| T-2 40 (1) 110/35/27.5 | Tr3 | 33,30 | Терминал (73) | 9,029 | 5,573 | 0,85 | 0,070 | 0,333 |
| | | | Буча (ПЗВД) IIc | -4,382 | -2,895 | -0,83 | 0,111 | 0,169 |
| | | | Терминал (77) | -4,600 | -1,960 | -0,92 | 0,373 | 0,162 |
| T-2 40 (2) 110/35/27.5kV | Tr3 | 33,30 | Терминал (72) | 9,029 | 5,573 | 0,85 | 0,070 | 0,333 |
| | | | Ic (6) 35кВ | -4,382 | -2,895 | -0,83 | 0,111 | 0,169 |
| | | | Терминал (76) | -4,600 | -1,960 | -0,92 | 0,373 | 0,162 |
| T-1 110kV | Tr3 | 45,39 | Терминал (62) | 13,133 | 5,102 | 0,93 | 0,095 | 0,454 |
| | | | Терминал (64) | -3,272 | -0,827 | -0,97 | 0,257 | 0,111 |
| | | | Ivc (4) | -9,832 | -2,940 | -0,96 | 0,787 | 0,341 |
| T-1 25-110kV | Tr3 | 17,48 | Ic (5) | 3,223 | 1,200 | 0,94 | 0,023 | 0,175 |
| | | | Ірпінська Ic (5) | -1,595 | -0,065 | -1,00 | 0,118 | 0,082 |
| | | | IIc (5) | -1,600 | -0,950 | -0,86 | 0,138 | 0,096 |

Рисунок 3.18 – Отримані дані по завантаженню ліній та трансформаторів у післяаварійному режимі роботи

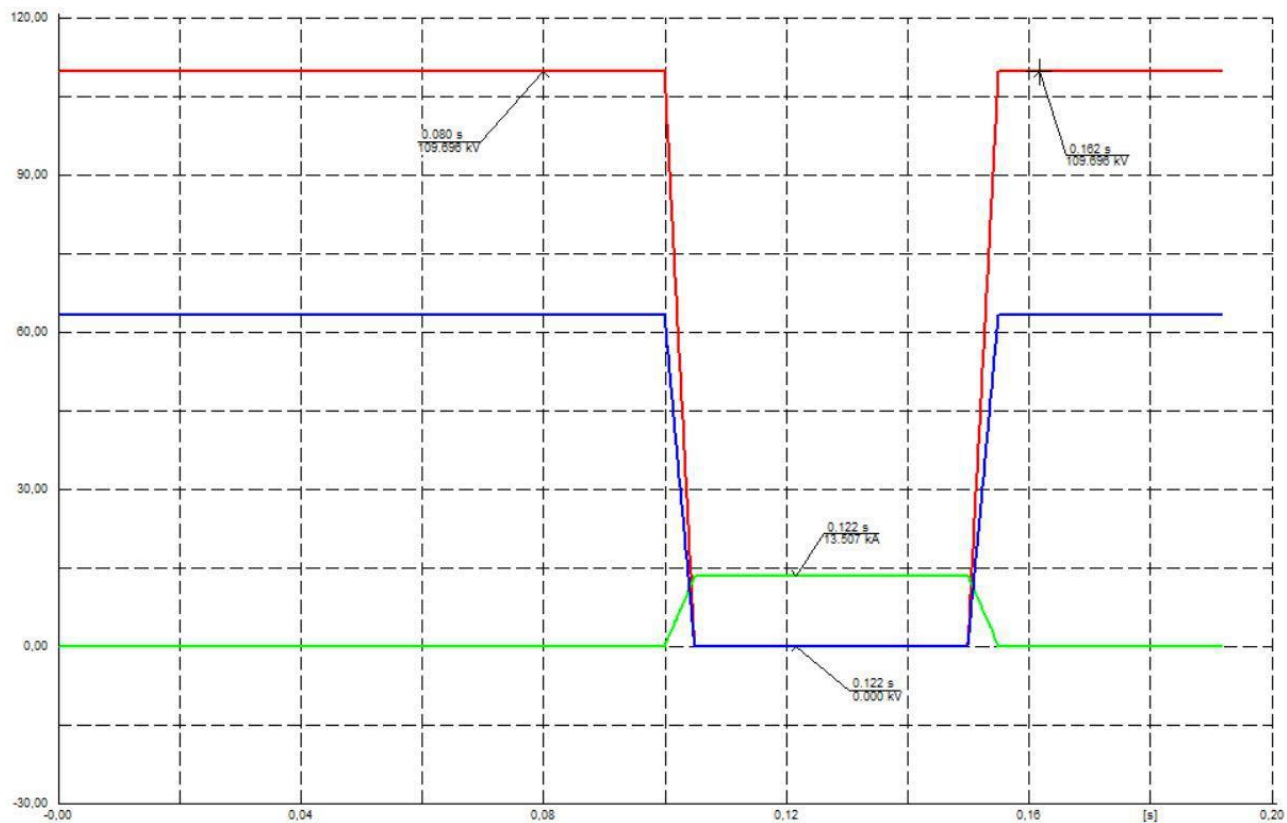


| | | | | |
|----|------|---------|--------|------|
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата |
|----|------|---------|--------|------|

141.EK0110.006.ДБ

Акр

60



| Расчет УР | | Сводка по всей Системе | |
|---|-----|--|----------|
| Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. | Да | Автоматическая адаптация модели сходимости | Да |
| АРНТ РПН | Нет | Макс. допустимая погрешность УР для | 1,00 kVA |
| Учитывать пределы реакт. мощности | Нет | Узлов | 0,10 % |
| | | Уравнений модели | |

| Свод данных по Системе | | Исследование: Исследование | | Прил.: / 1 | |
|------------------------|-------------------|----------------------------|----|---------------------|-----|
| Число подстанций | 2 | Кол-во Шин | 92 | Кол-во Терминалов | 115 |
| число 2-обм. Т. | 13 | число 3-обм. Т. | 17 | Число синх. машин | 11 |
| Кол-во Нагрузок | 54 | Число поперечных KV | 0 | Кол. SVS | 0 |
| Кол-во ЛЭП | 51 | | | Кол-во асинх. машин | 0 |
| Генерация | = 66,00 MW | 2,04 Mvar | | 66,03 MVA | |
| Из внешней сети | = 203,26 MW | 217,54 Mvar | | 297,72 MVA | |
| Нагр. P (U) | = 262,67 MW | 145,80 Mvar | | 300,42 MVA | |
| Нагр. P (Un) | = 262,67 MW | 145,80 Mvar | | 300,42 MVA | |
| Нагр. P (Un-U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | | | |
| Двиг. Нагр. | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | | 0,00 MVA | |
| Потери | = 6,59 MW | 73,78 Mvar | | | |
| Заряд. мощ-ть ЛЭП | = | 10,71 Mvar | | | |
| Компенсация инд. | = | 0,00 Mvar | | | |
| Компенсация емк. | = | 0,00 Mvar | | | |
| Уст. мощ-ть генерации | = 142,73 MW | | | | |
| Вращающийся резерв | = 76,73 MW | | | | |
| Обобщ. коэф. мощ-ти: | | | | | |
| Генерация | = 1,00 [-] | | | | |
| Нагр./Двиг. | = 0,87 / 0,00 [-] | | | | |

Рисунок 3.20 – Загальні результати розрахунків по мережі

| Сеть: Сеть | | Стадии сист.: Сеть | | Исследование: Исследование | | Прил.: | | / 11 | |
|-------------------------|-----|--------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|-----------------|----------|--------|--|
| Имя | Тип | Загрузка [%] | Шина | Актив. Мощн. [MW] | Реактив. Мощн. [Mvar] | Коэф. Мощн. [-] | Ток [kA] | [p.u.] | |
| T-2 25 110/10 | Tr3 | 31,82 | Терминал(21) | 5,852 | 4,412 | 0,80 | 0,042 | 0,318 | |
| | | | Одна раб. сист. шин.. | -1,050 | -0,678 | -0,84 | 0,080 | 0,056 | |
| T-2 40(1) 110/35/27.5 | Tr3 | 30,43 | Терминал(23) | -4,754 | -3,232 | -0,83 | 0,373 | 0,259 | |
| | | | Терминал(73) | 9,012 | 5,601 | 0,85 | 0,064 | 0,304 | |
| T-2 40(2) 110/35/27.5kV | Tr3 | 30,43 | Буча (ПЭЖД) IIc | -4,361 | -2,971 | -0,83 | 0,102 | 0,154 | |
| | | | Терминал(77) | -4,600 | -1,960 | -0,92 | 0,339 | 0,147 | |
| T-1 110kV | Tr3 | 84,86 | Терминал(72) | 9,012 | 5,601 | 0,85 | 0,064 | 0,304 | |
| | | | Терминал(76) | -4,361 | -2,971 | -0,83 | 0,102 | 0,154 | |
| T-1 25-110kV | Tr3 | 16,03 | Терминал(62) | 25,770 | 11,474 | 0,91 | 0,178 | 0,849 | |
| | | | Терминал(64) | -16,013 | -5,082 | -0,95 | 1,215 | 0,526 | |
| T-1 40 110/10 | Tr3 | 43,37 | IVc(4) | -9,711 | -2,895 | -0,96 | 0,739 | 0,320 | |
| | | | Ic(5) | 3,227 | 1,202 | 0,94 | 0,021 | 0,160 | |
| T-1 40(1) 110/10 | Tr3 | 32,81 | Ірпінська Ic(5) | -1,595 | -0,065 | -1,00 | 0,108 | 0,075 | |
| | | | IIc(5) | -1,600 | -0,950 | -0,86 | 0,126 | 0,088 | |
| T-2 110kV | Tr3 | 35,50 | Терминал(52) | 9,169 | 6,790 | 0,80 | 0,068 | 0,323 | |
| | | | IIc(7) | -12,000 | -8,980 | -0,80 | 1,002 | 0,434 | |
| T-2 40 110/10 | Tr3 | 26,38 | Терминал(46) | 2,866 | 2,832 | 0,71 | 0,268 | 0,116 | |
| | | | Терминал(93) | 10,532 | 4,094 | 0,93 | 0,069 | 0,328 | |
| T-2 40 110/10 | Tr3 | 26,38 | Терминал(45) | -0,500 | -0,100 | -0,98 | 0,035 | 0,015 | |
| | | | IIc(4) | -10,000 | -3,100 | -0,96 | 0,718 | 0,311 | |
| T-2 40 110/10 | Tr3 | 26,38 | Терминал(61) | -0,000 | -0,000 | -1,00 | 0,000 | 0,000 | |
| | | | ВУМ Ic(6) | 10,791 | 3,455 | 0,95 | 0,820 | 0,355 | |
| T-2 40 110/10 | Tr3 | 26,38 | Терминал(63) | -10,761 | -2,981 | -0,96 | 0,815 | 0,353 | |
| | | | Терминал(51) | 7,598 | 5,008 | 0,83 | 0,054 | 0,257 | |

Рисунок 3.21 – Завантаження трансформаторів та у післяаварійному режимі

| Расчет UP | | Гранич. элементы | | | | | | | |
|---|--|--------------------|--------------|----------------------------|-----------------------|--------------------|----------|--------|--|
| Расчет UP, нелинейный, симметричный, прямая посл. | Автоматическая адаптация модели сходимости | Да | | | | | | | |
| АРНТ РПН | Макс. допустимая погрешность UP для | | 1,00 kVA | | | | | | |
| Учитывать пределы реакт. мощности | Узлов | Нет | 0,10 % | | | | | | |
| | Уравнений модели | | | | | | | | |
| | DigSILENT | Проект : | | | | | | | |
| | PowerFactory | Дата: | 04.05.2024 | | | | | | |
| | 15.1.7 | | | | | | | | |
| Сеть: Сеть | | Стадии сист.: Сеть | | Исследование: Исследование | | Прил.: | | / 1 | |
| Имя | Тип | Загрузка [%] | Шина | Актив. Мощн. [MW] | Реактив. Мощн. [Mvar] | Коэф. Мощности [-] | Ток [kA] | [p.u.] | |
| Линия(65)_a | Lne | 14,50 | Терминал(66) | -31,389 | -14,832 | -0,90 | 0,216 | 0,145 | |
| | | | Терминал(56) | 31,630 | 15,830 | 0,89 | 0,216 | 0,145 | |

Рисунок 3.22 – Завантаження ЛЕП у післяаварійному режимі

3.4 Висновки

У цьому розділі описано моделювання частини 110 кВ електричної мережі в програмному комплексі PowerFactory, з врахуванням розрахунків стабільного та післяаварійного режимів роботи. Згідно з результатами розрахунків можна зробити висновок, що дана система здатна забезпечити стабільну якість електроенергії навіть під час відключення елементів мережі, що є одним із ключових показників надійності електропостачання. Значення напруги залишаються в межах допустимого діапазону $\pm 10\%$ від номінального значення. Дане відхилення напруги та струму можемо спостерігати також на створених в програмі графіках, де видно при нормальному режимі пряма лінія при аварії просідання, Післяаварійний режим вирівнювання.

При відключенні одного з силових трансформаторів підстанції, його навантаження переходить на інший робочий трансформатор, завантаження іншого склало 164,98, що перевищує допустимий ліміт 140% для силових трансформаторів на визначений період часу для усунення даної проблеми в мережу потрібно збільшити генерацію на ГЕС та ГАЕС, або ввімкнення додаткового резервного АТ на час усунення аварії. Ввівши рекомендації в досліджену мережу допоможе збільшити надійність мережі в аварійних ситуаціях.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 64 |

4 МОДЕЛЮВАННЯ І АНАЛІЗ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

4.1 Види аварійних режимів

Ситуації аварійного режиму в електричних мережах виникають з великою частотою. Одні з найпоширеніших причин включають коротке замикання на ЛЕП, але також існує низка інших факторів:

- Відключення джерел електрогенерації;
- Відключення ЛЕП (внаслідок механічного розриву, короткого замикання тощо);
- Відключення силових трансформаторів;
- Відключення цілих електричних підстанцій;
- Пошкодження обладнання від удару блискавки;
- Відключення обладнання через людський фактор та інше.

Часті аварійні ситуації виникають через невчасне очищення ліній ЛЕП від дерев, що часто трапляється у сільській місцевості. Сильний вітер під час негоди може привести до того, що гілки дерев замкнуть кілька проводів ЛЕП, спричиняючи коротке замикання (див. рисунок 4.1). Залежно від розміру гілок це коротке замикання може вирішитися само собою (якщо гілка зламається), або стати стійким, викликаючи відключення лінії за допомогою пристроїв релейного захисту до прибуття на місце ремонтної бригади.

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|------------------|---------------|-------------|---|---|-------------|----------------|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | |
| Розроб. | | Лозан Ю. М. | | | <i>Моделювання і аналіз перехідних режимів в електричній мережі</i> | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Перевір. | | Хоменко О. В. | | | | | 65 | 12 |
| Конс. | | | | | | <i>КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-01</i> | | |
| Н. Контр. | | Шполянський О.Г. | | | | | | |
| Затверд. | | Марченко А. А. | | | | | | |



Рисунок 4.1 – Аварія спричинена падінням дерева на лінію ЛЕП

Іноді стають ситуації, коли зміна масла в трансформаторах затримується, і воно поступово втрачає свої діелектричні властивості. Це може спричинити виникнення короткого замикання між обмотками трансформатора (див. рисунок 4.2), що, в свою чергу, може призвести до повного знищення цього типу обладнання.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 66 |



Рисунок 4.2 – Загоряння трансформатора в наслідок КЗ

Запуск аварійних сценаріїв у мережі може бути спричинений різними обставинами, тому на енергетичних об'єктах розміщують протиаварійні засоби, що спрямовані на мінімізацію наслідків подій такого типу.

4.2 Моделювання режимів при КЗ в елементах мережі

Програма PowerFactory дозволяє автоматично створити точки КЗ на досліджуваному фрагментові мережі (рис. 4.3). Також при аналізі КЗ можна вибрати вид 3-х фазне, 2-х фазне, 1-но фазне.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 67 |

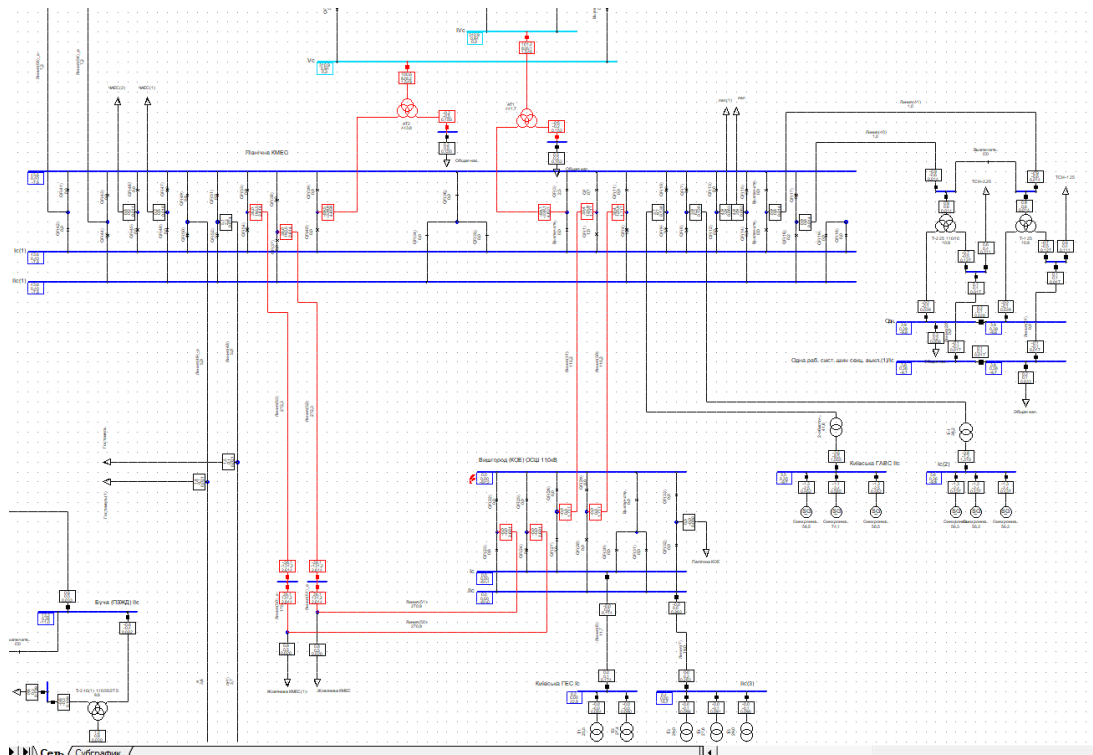


Рисунок 4.5 – Однофазне КЗ на шині Вишгород (КОЕ) ОСШ 110кВ

| Места повреждений с фидерами | | Расчет КЗ / Метод : VDE 0102 | | 3-фазное КЗ | | / Макс. токи КЗ | |
|-----------------------------------|-------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------------|-----------------------------|-----------------|--|
| Асинхронные двигатели | Всегда учитывать | Идентификация сети | Автоматически | Длительность короткого замыкания | Время откл. | 0,10 s | |
| Апериодическая составляющая (idc) | Используя метод В | Температура проводника | Предопределена пользователем | Время КЗ (Ith) | Козф. напряжения с | 1,00 s | |
| | | | | | Предопределен пользователем | Нет | |

| Сеть: Сеть | Стадия сист.: Сеть | | | Прил.: | | / 1 | | | | | |
|-------------------|--------------------|---------------|---------------|-------------|------------|---------|----------|---------|----------|-------|-------|
| Ном. U. [kV] | Напр. [kV] | с-Козф. [deg] | Sk" [MVA/MVA] | Ik" [kA/kA] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | Ik [kA] | Ith [kA] | | |
| Вишгород (КОЕ) ОС | 110,00 | 0,00 | 1,10 | 2636,15 MVA | 13,84 kA | -84,24 | 34,30 kA | 13,10 | 2496,45 | 13,84 | 14,08 |
| QF (29) | Терминал (1) | | | 443,70 MVA | 2,33 kA | 96,50 | 5,77 kA | | | | |
| QF (33) | Терминал (7) | | | 250,05 MVA | 1,31 kA | 95,30 | 3,25 kA | | | | |
| Выключатель/КА | Терминал (6) | | | 352,64 MVA | 1,85 kA | 95,38 | 4,59 kA | | | | |
| QF (22) | Терминал (3) | | | 544,22 MVA | 2,86 kA | 95,34 | 7,08 kA | | | | |
| QF (25) | Терминал (3) | | | 573,08 MVA | 3,01 kA | 95,42 | 7,46 kA | | | | |
| QF (26) | Терминал (1) | | | 472,58 MVA | 2,48 kA | 96,52 | 6,15 kA | | | | |

Рисунок 4.6 – Однофазне КЗ на шині Вишгород (КОЕ) ОСШ 110кВ

результат розрахунку

При нормальному режимі роботи напруга на шинах складає 110,390 кВ, але при виникненні короткого замикання вона стрімко падає до нуля. Піковий струм короткого замикання становить 13,84 кА (див. рисунок 4.6). Після усунення короткого замикання система повертається до нормального режиму роботи.

Тепер проведемо трифазне коротке замикання на шині Буца (ПЗЖД) Пс, перехідний процес якого зображено на рисунку 4.7. Початкове значення напруги на шині становило 109,696 кВ, і воно так само стрімко зменшилося до нуля при

короткому замиканні. Піковий струм короткого замикання склав 8,43 кА. Як і у попередньому випадку, після усунення короткого замикання система повернулася до нормального режиму роботи.

| Места повреждений с фидерами | | Расчет КЗ / Метод : VDE 0102 | | 3-фазное КЗ | | / Макс. токи КЗ | | | | | | |
|--|--|---|------------------|------------------|------------|-----------------|------------|-------------|------------|-------------|------|------|
| Асинхронные двигатели Всегда учитывать | Идентификация сети Автоматически | Длительность короткого замыкания Время откл. Время КЗ (Ith) | | 0,10 s 1,00 s | | | | | | | | |
| Апериодическая составляющая (idc) Используя метод В | Температура проводника Предопределена пользователем | Коеф. напряжения с Предопределен пользователем | | Нет | | | | | | | | |
| Сеть: Сеть | Стадия сист.: Сеть | Прил.: | | / 1 | | | | | | | | |
| Ном.У. [kV] | Напр. [kV] | с- Коеф. | Sk" [MVA/MVA] | Ik" [kA/kA] | deg | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | Ik [kA] | Ith [kA] | | |
| Буча (ПЗЖД) IIc | 35,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 511,31 MVA | 8,43 kA | -83,79 | 20,63 kA | 8,43 | 511,31 | 8,43 | 8,57 |
| Выключатель/КА(| Ic(6) 35кВ | | | | 255,66 MVA | 4,22 kA | 96,21 | 10,31 kA | | | | |
| Линия (83)_а | Терминал(9 | | | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | | | | |
| T-2 40(1) 110/ | Терминал(7 | Терминал(7 | | | 255,66 MVA | 4,22 kA | 96,21 | 10,31 kA | | | | |

Рисунок 4.7 – Трифазне КЗ на шині Буча (ПЗЖД) результат розрахунку

Після усунення короткого замикання система відновлює нормальний режим роботи, а саме - напруга на шинах повертається до свого початкового значення, а струм КЗ зникає.

4.3 Моделювання режимів при суттєвих змінах навантаження в вузлах мережі

Фрагмент схеми, що представлений на Рисунку 4.8, відрізняється від попереднього. На цій схемі виділені вимикачі, які автоматично відключаються в разі виникнення аварійних ситуацій з боку споживачів. Зазначено, що аварії виникають через певний часовий інтервал (0,1; 0,15; та 0,2 с).

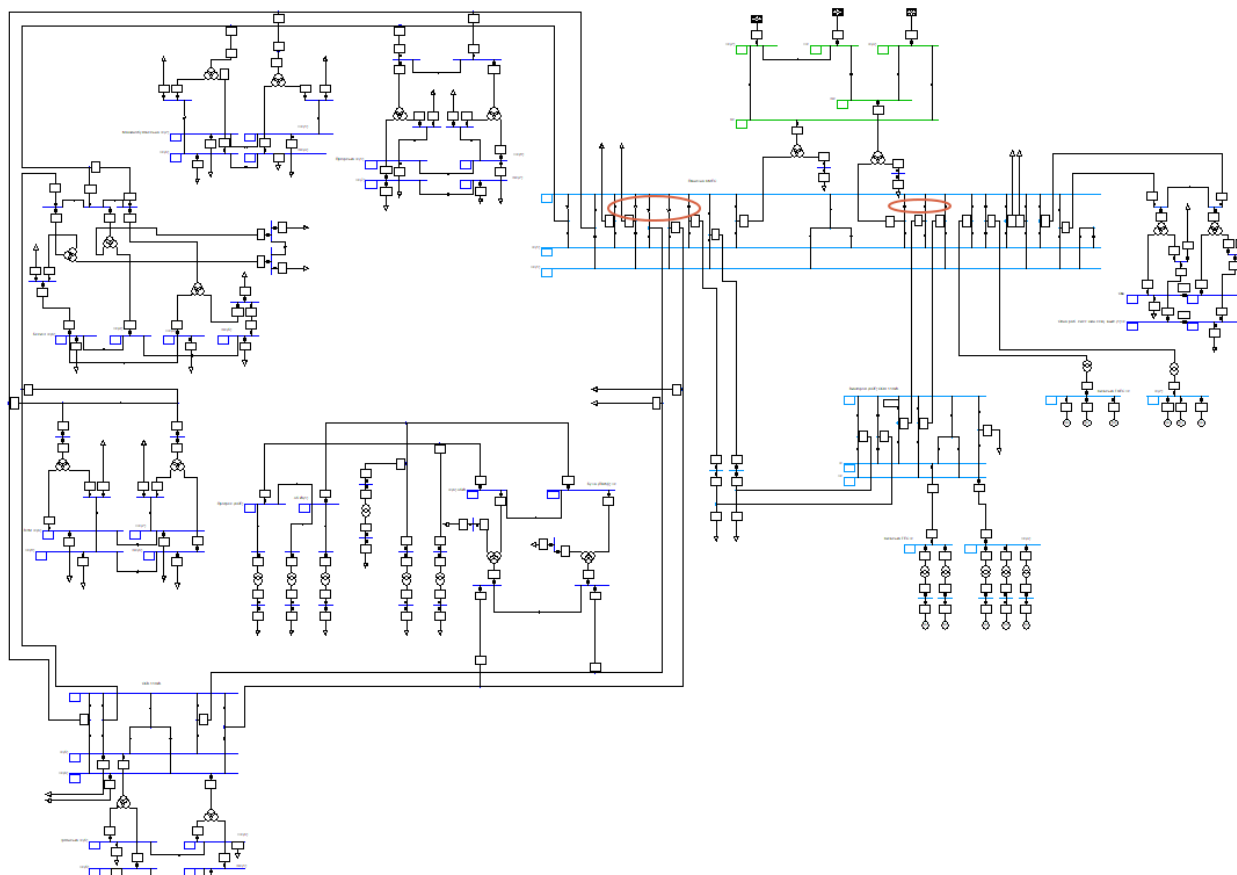


Рисунок 4.8 – Фрагмент схеми при зміні навантаження

На Рисунку 4.9 показаний результат падіння напруги та відхилення від номіналу на шині № Пс(1) під час раптового відключення навантаження. Напряга змінюється наступним чином: від 110,0 кВ до 101,74 кВ. Відхилення напруги складає 0,92%, що знаходиться в межах допустимих значень.

| Шина | Напряга (кВ) | Відхилення (%) | Напряга (кВ) | Відхилення (%) | Відхилення (%) | Відхилення (%) | Відхилення (%) | Відхилення (%) |
|--------------|--------------|----------------|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Пс(1) | 110,00 | 0,92 | 101,74 | -4,33 | | | | |
| Ячейка_/Сoup | QF(4) | | | | -10,01 | -3,86 | -0,93 | 0,06 |
| Ячейка_/Сoup | QF(14) | | | | 9,40 | 7,88 | 0,77 | 0,07 |
| Ячейка_/Сoup | QF(16) | | | | -3,27 | -2,41 | -0,80 | 0,02 |
| Ячейка_/Сoup | QF(19) | | | | -12,70 | -10,97 | -0,76 | 0,10 |
| Ячейка_/Сoup | QF(34) | | | | -12,60 | -10,40 | -0,77 | 0,09 |
| Ячейка_/Сoup | QF(37) | | | | -7,92 | -1,20 | -0,99 | 0,05 |
| Ячейка_/Сoup | QF(44) | | | | | | | |
| Ячейка_/Сoup | QF(48) | | | | 0,98 | 4,90 | 0,20 | 0,03 |
| Ячейка_/Сoup | QF(52) | | | | 36,12 | 16,06 | 0,91 | 0,22 |

Рисунок 4.9

На стороні, де відбулося саме відключення (шина КМЕС), ситуація відрізняється, як показано на Рисунку 4.10.

| Сеть: Сеть | | Стадии сист.: Сеть | | | Исследование: Исследо | | | | |
|---------------|--------------------|--------------------|--------------|----------------|-----------------------|------|----------|--|--|
| Ном. | Напр. | Напр. шин | Актив. Мощн. | Реактив. Мощн. | Мощн. коэф. | Ток | Загрузка | | |
| [kV] | [p.u.] | [kV] | [MW] | [Mvar] | [-] | [kA] | [%] | | |
| Північна КМЕС | | | | | | | | | |
| 110,00 | 0,92 | 101,74 | -4,33 | | | | | | |
| Ячейка_/Соп | QF(3) | | | | | | | | |
| Ячейка_/Соп | QF | | | | | | | | |
| Ячейка_/Соп | QF(11) | | 2,40 | 5,42 | 0,40 | 0,03 | 0,00 | | |
| Ячейка_/Соп | QF(10) | | -10,97 | -6,11 | -0,87 | 0,07 | 0,00 | | |
| Ячейка_/Соп | QF(7) | | -10,97 | -6,09 | -0,87 | 0,07 | 0,00 | | |
| Ячейка_/Соп | QF(13) | | 9,10 | 6,19 | 0,83 | 0,06 | 0,00 | | |
| Ячейка_/Соп | QF(15) | | 21,80 | 17,16 | 0,79 | 0,16 | 0,00 | | |
| Ячейка_/Соп | Выключатель/КА(13) | | -3,57 | -4,10 | -0,66 | 0,03 | 0,00 | | |
| Ячейка_/Соп | QF(17) | | 9,13 | 6,86 | 0,80 | 0,06 | 0,00 | | |
| Ячейка_/Соп | QF(36) | | -0,20 | -1,12 | -0,18 | 0,01 | 0,00 | | |
| Ячейка_/Соп | QF(39) | | -60,75 | -44,29 | -0,81 | 0,43 | 0,00 | | |
| Ячейка_/Соп | QF(38) | | 4,48 | 8,08 | 0,49 | 0,05 | 0,00 | | |
| Ячейка_/Соп | QF(41) | | | | | | | | |
| Ячейка_/Соп | QF(43) | | 43,55 | 23,83 | 0,88 | 0,28 | 0,00 | | |
| Ячейка_/Соп | QF(46) | | -4,00 | -5,84 | -0,57 | 0,04 | 0,00 | | |
| Ячейка_/Соп | QF(47) | | | | | | | | |
| Ячейка_/Соп | QF(49) | | | | | | | | |
| Ячейка_/Соп | QF(51) | | | | | | | | |
| Ячейка_/Соп | QF(53) | | | | | | | | |

Рисунок 4.10

Напряга на шині змінюється наступним чином: від 110,245 кВ до 112,720 кВ. Відхилення напруги змінилося на 2,25% відносно попереднього значення і становить 2,473% від номінального, що також залишається в межах допустимих значень. Однак це найбільше відхилення напруги серед усіх шин підстанцій мережі, як показано на Рисунку 4.8.

При усталеному режимі роботи загальне навантаження мережі становило 1674,18 МВА, у тому числі втрати склали 32,17 МВА, як показано на Рисунку 3.9. Після аварійного відключення навантаження загальне навантаження системи зменшилося на 106,05 МВА, а значення втрат - на 23,34 МВА, як показано на Рисунку 4.10.

| | | | | DigSILENT | | Проект : | | | |
|------------|-----|--------------------|---------------|--------------------------------|-----------------------|--------------------|----------|--------|--|
| | | | | PowerFactory | | ----- | | | |
| | | | | 15.1.7 | | Дата: 15.05.2024 | | | |
| Сеть: Сеть | | Стадии сист.: Сеть | | Исследование: Исследование (1) | | Прил.: | | / 1 | |
| Имя | Тип | Загрузка [%] | Шина | Актив. Мошн. [MW] | Реактив. Мошн. [Mvar] | Ковф. Мощности [-] | Ток [kA] | [р.ч.] | |
| AT2 | Tr3 | 77,21 | Vc | 112,348 | 105,944 | 0,73 | 0,270 | 0,772 | |
| | | | Терминал (26) | -108,49 | -75,930 | -0,82 | 0,752 | 0,72 | |
| | | | Терминал (14) | -3,40 | -11,508 | -0,28 | 0,839 | 0,18 | |
| AT1 | Tr3 | 76,03 | IVc | 101,865 | 112,900 | 0,67 | 0,266 | 0,760 | |
| | | | Терминал (30) | -90,39 | -89,642 | -0,71 | 0,722 | 0,69 | |
| | | | Терминал (15) | -11,04 | -4,702 | -0,92 | 0,822 | 0,18 | |

Рисунок 11 – Завантаження АТ

Навантаження більшості елементів мережі змінилося на незначну величину, збільшившись або зменшившись на 1-2%. Проте трансформатори АТ-1 та АТ-2 розвантажилися на 8%, в порівнянні з нормальним режимом роботи, як показано на Рисунку 4.11.

4.4 Моделювання режимів при зміні конфігурації схеми

Процес зміни конфігурації включає в себе послідовні дії, що розпочинаються з відключення силового обладнання, ліній електропередачі і закінчуються включенням нових елементів в енергетичну систему. Для ілюстрації, розглянемо ситуацію аварійного відключення ЛЕП № 55а та проведемо відповідне дослідження. На схемі, позначені на Рис. 4.12 роз'єднувачі, які будуть відкриті після аварійного відключення ліній.

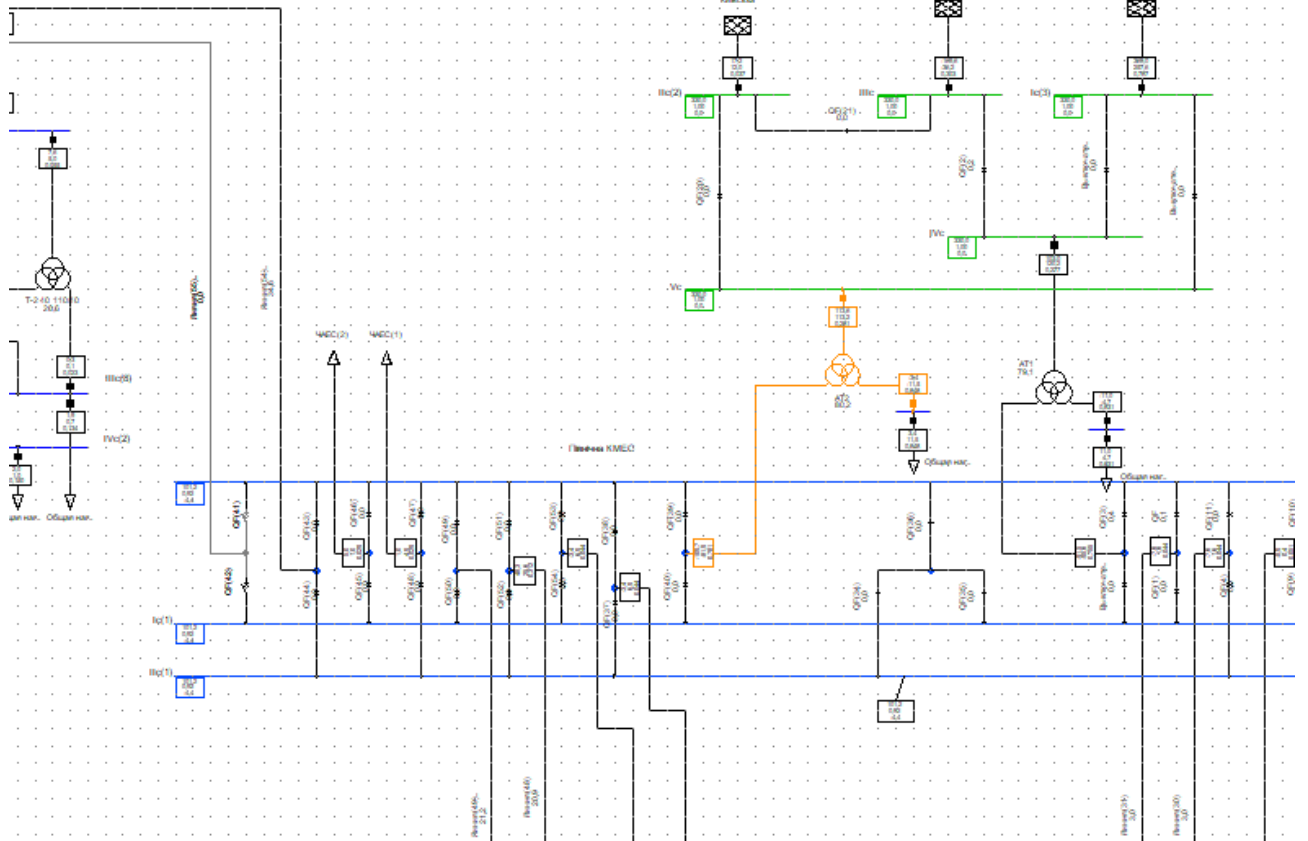


Рисунок 4.12 – Відключення ЛЕП

Деякі лінії мережі зазнали змін у навантаженні на $\pm 1\%$. Проте внаслідок відключення ЛЕП 5 та 6, навантаження на лінії 4 зросло на 74,31%, досягнувши 89,71%. Відсоток навантаження трансформаторів практично залишився без змін (див. Рисунок 4.13).

| Сеть: Сеть | | Стадии сист.: Сеть | | | Исследование: Исследование (1) | | | | | Прил.: | | / 1 | |
|-------------------------------------|------------|--------------------|---------------------|-----------------------|--------------------------------|----------|--------------|-------------|------|----------|-------|-----------|------------|
| Ном. | Напр. [kV] | Напр. шин [kV] | Актив. Мощн. [MW] | Реактив. Мощн. [Mvar] | Мощн. коэф. [-] | Ток [kA] | Загрузка [%] | Доп. данные | | | | | |
| Одна раб. сист. шин секц. выкл. (1) | | | | | | | | | | | | | |
| BB2 | 10,00 | 0,88 | 8,83 | -7,20 | | | | | | | | | |
| Ячейка_/Lod | | | Общая нагрузка (27) | | 1,31 | 0,74 | 0,87 | 0,10 | P10: | 1,31 MW | Q10: | 0,74 Mvar | |
| Subicle/Coop | | | | | -0,65 | -0,37 | -0,87 | 0,05 | | | | | |
| Ячейка_/Lne | | | Линия (21) | | -0,65 | -0,37 | -0,87 | 0,05 | Pv: | 1,08 kW | cLod: | 0,00 Mvar | L: 1,00 km |
| Ic | 10,00 | 0,88 | 8,83 | -7,20 | | | | | | | | | |
| Subicle/Coop | | | | | 0,65 | 0,37 | 0,87 | 0,05 | | | | | |
| Ячейка_/Lne | | | Линия (20) | | -0,65 | -0,37 | -0,87 | 0,05 | Pv: | 1,08 kW | cLod: | 0,00 Mvar | L: 1,00 km |
| Одна раб. сист. шин секц. выкл. | | | | | | | | | | | | | |
| BB2 | 10,00 | 0,90 | 8,95 | -6,27 | | | | | | | | | |
| Subicle/Coop | | | | | 1,05 | 0,68 | 0,84 | 0,08 | | | | | |
| Ячейка_/Tr3 | | | T-1 25 | | -1,05 | -0,68 | -0,84 | 0,08 | Tap: | 0,00 | Min: | 0 | Max: 0 |
| Ic | 10,00 | 0,90 | 8,95 | -6,27 | | | | | | | | | |
| Ячейка_/Lod | | | Общая нагрузка (26) | | 2,10 | 1,36 | 0,84 | 0,16 | P10: | 2,10 MW | Q10: | 1,36 Mvar | |
| Subicle/Coop | | | | | -1,05 | -0,68 | -0,84 | 0,08 | | | | | |
| Ячейка_/Tr3 | | | T-2 25 110/10 | | -1,05 | -0,68 | -0,84 | 0,08 | Tap: | 0,00 | Min: | 0 | Max: 0 |
| 35 кВ | | | | | | | | | | | | | |
| | 35,00 | 0,76 | 26,76 | -18,49 | | | | | | | | | |
| Ячейка_/Lod | | | Общая нагрузка (3) | | 10,00 | 1,00 | 1,00 | 0,22 | P10: | 10,00 MW | Q10: | 1,00 Mvar | |
| Ячейка_/Coop | | | АВР (3) | | 4,48 | 2,76 | 0,85 | 0,11 | | | | | |
| Ячейка_/Tr3 | | | 3-обмоточный транс | | -14,48 | -3,76 | -0,97 | 0,32 | Tap: | 0,00 | Min: | 0 | Max: 0 |

Рисунок 4.13 – Завантаження елементів мережі після відключення ЛЕП

Висновки

Перехідні процеси в мережі виникають внаслідок зміни параметрів у разі певних подій, таких як раптове відключення обладнання або коротке замикання. У таких випадках елементи мережі зазвичай мають електричний зв'язок, тому коли один елемент відключається, його навантаження переходить на сусідні. Це може призводити до збільшення навантаження на електричне обладнання.

Наприклад, під час аварійного відключення ліній передачі електроенергії, втрати в енергосистемі зростають, особливо якщо лінії, що залишилися в роботі, перевантажені. Чим більше навантаження на такі лінії, тим більше втрат енергії через розсіювання у вигляді тепла та електромагнітного поля. Наприклад, подібна ситуація спостерігалася у пункті 4.4, де навантаження на лінію №55а зросло на понад 70%, що призвело до збільшення загальних втрат у мережі.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 75 |

ВИСНОВКИ

У першому розділі розглядалося різноманіття режимів роботи електричних мереж та їхні причини та наслідки. Також наведено приклад математичної моделі у вигляді системи рівнянь, розв'язавши яку можна отримати значення напруг, струмів та визначити потужність розподілу. Розглянуто сучасні програми для моделювання та розрахунку електричних мереж, такі як PowerFactory та PAOTB.

У другому розділі був представлений фрагмент мережі напругою 110 кВ. Проведено огляд різновидів електричного обладнання, що використовується на підстанції від комутаційної апаратури до вимірювального обладнання, а також від силових трансформаторів до схеми електричних з'єднань. Після створення математичної моделі та розрахунку струмів короткого замикання було виявлено, що на підстанції встановлено надійне електричне обладнання.

Третій розділ присвячений моделюванню в PowerFactory вивченої електричної мережі напругою 110 кВ. Проведено розрахунок усталеного режиму, значення параметрів якого не виходили за допустимі межі. Також розраховано усталений режим мережі для різних варіантів післяаварійних режимів. Також в даній програмі були побудовані графіки на яких можемо спостерігати відхилення напруги та струму, на яких при нормальному режимі пряма лінія при аварії просідання (скачок), післяаварійний режим вирівнювання тобто далі пряма лінія.

Четвертий розділ досліджує перехідні процеси в мережі під час аварійних ситуацій на різних ділянках енергосистеми вказаного фрагменту мережі. За отриманими розрахунками з програми можна спостерігати збільшення втрат в мережі порівняно з звичайним режимом роботи. Створені ситуації включають раптові зміни навантаження в мережі, пошкодження та відключення ділянок ЛЕП, а також виникнення короткого замикання на шинах підстанцій мережі 110 кВ.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 76 |

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. А.О.Омельчук., «Електрична частина станцій і підстанцій»: Навч. посібник / - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. - 479 с.
2. Бурбело М.Й. Математичні задачі енергетики. Математичне моделювання електропостачальних систем: навч посібник/ М.Й. Бурбело. -Вінниця: ВНТУ,2016.-185с
3. В. М. Гаряжа, А. О. Карюк Електрична частина станцій та підстанцій (частина 1): конспект лекцій, ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, Харків, 2018.
4. ДСТУ 2104-92. Трансформатори силові масляні загального призначення класів напруги 110-1150 кВ. [Чинний від 01.07.93]. Київ, 1996. 39с. (Інформація та документація).
5. Методичне забезпечення PowerFactory [Електронний ресурс]. URL: <http://www.digsilent.de> (дата звернення: 03.04.2024).
6. Програмне забезпечення Powerfactory. Базовий курс: навч.-метод. посібник, Київ: НТУУ «КПІ», 2013. 70 с.
7. Проект «План розвитку системи передачі на 2018-2027 роки»., Державне підприємство НЕК Укренерго., [Електронний ресурс]
8. ПУЕ Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання). НПЦР ОЕС України, 2017.– 617 с.
9. РАОТВ (Розрахунок, Аналіз, Оптимізація Технологічних Втрат) URL: http://www.raotp.com/raotp_main_uk.html (дата звернення: 01.04.2024).
- 10.Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі: Навч. посіб. – К.: Знання, 2007. – 292 с.
11. С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов, М. М. Одетов, Ю. О. Семененко «Релейний захист і автоматика» : Навч. посібни. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.
- 12.Сегеда М.С. Математичне моделювання в електроенергетиці: навч. посіб./ М.С. Сегеда. –Львів: вид-во НУ «Львівська політехніка»,2002.–300 с.

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 77 |

13.Хоменко, О. В. Математичні задачі енергетики. Моделювання і аналіз усталених режимів роботи електричних систем [Електронний ресурс] : навчальний посібник / О. В. Хоменко ; НТУУ «КПІ». – Електронні текстові дані (1 файл: 2,76 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 109 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/15649> (дата звернення: 01.04.2024).

| | | | | | | |
|----|------|---------|--------|------|-------------------|-----|
| | | | | | 141.ЕК0110.006.ДБ | Акр |
| Зм | Арк. | № докум | Підпис | Дата | | 78 |