

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

**Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем**

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ О.І. Толочко
(підпис) (ініціали, прізвище)

«11» червня 2020 р

Дипломний проект
на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності (спеціалізації) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Системи управління виробництвом і розподілом електроенергії) на тему: Розрахункова модель електричної мережі 330 кВ

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕК-г61-1

(шифр групи)

Канабас Денис Сергійович _____
(прізвище, ім'я, по батькові) (підпис)

Керівник к.т.н., доцент Хоменко О.В. _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Консультант _____
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали) (підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 рік

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

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність (спеціалізація) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Системи управління виробництвом і розподілом електроенергії)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
О.І. Толочко
(підпис) (ініціали, прізвище)
«11» червня 2020 р

ЗАВДАННЯ

На дипломний проект студенту

Канабасу Денису Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту: Розрахункова модель електричної мережі 330 кВ _____

керівник проекту Хоменко Олег Володимирович к.т.н., доц.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «28» квітня 2020 р. № 1048-с

2. Термін подання студентом проекту 11 червня 2020 року _____

3. Вихідні дані до проекту: Підстанція 330 кВ “Броварська”, схема електричних мереж “Київенерго.” _____

4. Зміст пояснювальної записки: Методи і засоби моделювання режимів роботи електричних мереж ЕЕС; характеристика об'єкту – фрагмент електричної мережі 330 кВ; моделювання і аналіз усталених режимів роботи електричної мережі; моделювання і аналіз перехідних режимів в електричній мережі. _____

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо): Фрагмент електричної мережі 330 кВ –

підстанція “Броварська”. Моделювання і аналіз усталених режимів роботи електричної мережі 330 кВ. Моделювання і аналіз перехідних режимів в електричній мережі.

6. Консультанти розділів проекту*

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

7. Дата видачі завдання 03 квітня 2020

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	Методи і засоби регулювання напруги в електроенергетичних системах	21.04.2020	
2	Характеристика об'єкту – фрагмент електричної мережі 330 кВ	10.05.2020	
3	Моделювання і аналіз усталених режимів роботи електричної мережі	16.05.2020	
4	Моделювання і аналіз перехідних режимів в електричній мережі	30.05.2020	

Студент

(підпис)

Д.С. Канабас
(ініціали, прізвище)

Керівник проекту

(підпис)

О.В. Хоменко
(ініціали, прізвище)

* Консультантом не може бути зазначено керівника дипломного проекту

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	141.6103.003.ДБ	Пояснювальна записка	66	
3	A1	141.6103.003.ТК1	Фрагмент електричної мережі 330 кВ – підстанція “Броварська”	1	
4	A1	141.6103.003.ТК2	Моделювання і аналіз усталених режимів роботи електричної мережі 330 кВ	1	
5	A1	141.6103.003.ТК3	Моделювання і аналіз перехідних режимів в електричній мережі	1	

					141.6103.003.ДБ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Відомість дипломного проекту		
Розроб.		Канабас Д.С.					
Перевір.		Хоменко О.В.					
Н. Контр.		Настенко Д.В.					
Затверд.		Толочко О.І.			КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр.ЕК-г61-1		
					Літ.	Арк.	Акрушів
						3	1

Пояснювальна записка
до дипломного проекту

на тему: «Розрахункова модель електричної мережі 330 кВ»

Київ – 2020 рік

РЕФЕРАТ

Дипломний проект виконаний на 69 аркушах та містить 53 рисунки, 7 таблиць, 3 листи графічної частини та 15 літературних посилань.

Актуальність теми – Проведення аналізу електричної системи з використанням програмного комплексу PowerFactory.

Мета дослідження – Аналіз параметрів електричної системи зі зміною характеристик під час моделювання.

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

Предмет дослідження – Моделювання шести електричних підстанцій 330 кВ та восьми підстанцій 110 кВ, які являють собою фрагмент електричної мережі, зі зміною параметрів.

Результати дослідження – Виконане моделювання фрагменту електричної мережі з розрахунками параметрів усталеного, аварійного та післяаварійного режимів.

Ключові слова: МОДЕЛЮВАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНА СИСТЕМА, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, АВАРІЙНА СИТУАЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНА ПІДСТАНЦІЯ, УСТАЛЕНИЙ РЕЖИМ.

					141.6103.003.ДБ	Лист
						5
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The diploma project presents on 69 sheets and contains 53 figures, 3 letters of the graphic part, 7 tables and 15 literary references.

Relevance of the topic - Performing an analysis of the electrical system using the software package PowerFactory.

The aim - Analysis of the parameters of the electrical system with changing characteristics during modeling.

Object of study - The 330 kV “Brovarska” electrical substation and a fragment of the 330-110 kV electrical network.

Subject of research - Modeling of six 330 kV electrical substations and eight 110 kV substations, which are a fragment of the electrical network, with changing parameters.

The results of the work - Simulation of a fragment of an electric network with calculations of parameters of the established, emergency and post-emergency modes is executed.

Keywords: SIMULATION, ELECTRICAL SYSTEM, SHORT CIRCUIT, EMERGENCY SITUATION, ELECTRICAL SUBSTATION, STABLE MODE.

					141.6103.003.ДБ	Лист
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	9
ВСТУП	10
1 МЕТОДИ І ЗАСОБИ МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЕЕС	11
1.1 Усталені і перехідні режими роботи електричної мережі	11
1.2 Структура математичної моделі усталеного режиму роботи ЕЕС.....	13
1.3 Інформаційне забезпечення моделювання режимів	15
1.4 Методи розв’язання систем рівнянь усталеного режиму роботи ЕЕС	17
1.5 Засоби моделювання режимів – програмний комплекс PowerFactory	19
Висновки	22
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТУ – ФРАГМЕНТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 330 КВ	23
2.1 Структура і основні енергетичні характеристики	23
2.2 Фрагмент електричної мережі 330 кВ. Схема з’єднань, загальна характеристика	24
2.3 Підстанція 330 кВ “Броварська”	26
2.3.1 Схема електричних з’єднань підстанції “Броварська”. Загальна характеристика. Склад основного обладнання підстанції.....	26
2.3.2 Силові трансформатори підстанції.....	27
2.3.3 Збірні шини підстанції	28
2.3.4 Комутаційне обладнання підстанції.....	29
2.3.5 Захисне обладнання.....	30
2.3.6 Вимірювальні трансформатори напруги і струму підстанції	32
2.3.7 Вимірювальні прилади.....	33
2.3.8 Власні потреби підстанції.....	34
2.3.9 Засоби релейного захисту і автоматики підстанції.....	35
2.3.10 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції.....	36
2.3.11 Перевірочний вибір обладнання підстанції.....	42
Висновки	43
3 МОДЕЛЮВАННЯ І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	44

3.1 Розрахункова модель електричної мережі 330 кВ в середовищі PowerFactory	44
3.3 Моделювання нормальних режимів роботи електричної мережі	46
3.4 Моделювання післяаварійних режимів роботи електричної мережі ..	51
Висновки	55
4 МОДЕЛЮВАННЯ І АНАЛІЗ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ	56
4.1 Види аварійних режимів	56
4.2 Моделювання режимів при КЗ в елементах мережі	58
4.3 Моделювання режимів при суттєвих змінах навантаження у вузлах мережі.....	60
4.4 Моделювання режимів при зміні конфігурації схеми	63
Висновки	66
ВИСНОВКИ	67
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	68

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичне включення резерву
АПВ – автоматичне повторне ввімкнення
АРВ – автоматичний регулятор впливу
АЧР – автоматичне частотне розвантаження
ВРП – вузлова регуляторна підстанція
ГЕС – гідроелектростанція
ГПП – головна понижувальна підстанція
ЕЕС – електроенергосистема
ЕПК – енергопостачальна компанія
КЗ – коротке замикання
ЛЕП – лінія електропередачі
ОПН – обмежувач перенапруги
ПА – протиаварійна автоматика
ПБЗ – переключення без збудження
ПП – перетворювальна підстанція
РП – розподільчий пункт
ТВП – трансформатор власних потреб
ТЕЦ – теплофікаційна електростанція
ТН – трансформатор напруги
ТП – трансформаторна підстанція
ТС – трансформатор струму

					141.6103.003.ДБ	Лист
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

За останні кілька десятиліть стало зрозуміло, що наш світ не зможе спокійно існувати без електроенергії, але не потрібно забувати про те, що без існування електростанцій та електричних підстанцій не вдалося б генерувати, перетворювати та передавати електроенергію споживачам. Для виконання цього завдання необхідно попередньо уявити приблизну схему електропостачання, обрати обладнання, яке буде в змозі працювати довгий час без перебоїв та підтримувати якість і надійність електроенергії. Саме це завдання виконується за рахунок проведення математичного та програмного моделювання електричних мереж та систем.

У зв'язку з частим виникненням аварійних ситуацій в електричних системах передбачено встановлення захисного обладнання різних видів, які зменшують імовірність створення тієї чи іншої аварійної ситуації, яка, в свою чергу, створює небезпечний вплив на систему у вигляді просідання значень напруги та частоти в мережі, які зменшують якість електроенергії.

Для характеристики та аналізу аварійних режимів в даному дипломному проекті було проведено моделювання фрагменту електричної мережі 330 кВ зі створенням аварійних ситуацій, які можуть виникнути під час експлуатації, проведено їх аналіз та дослідження перехідних процесів в системі за допомогою програмного комплексу PowerFactory.

					141.6103.003.ДБ	Лист
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 МЕТОДИ І ЗАСОБИ МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЕЕС

1.1 Усталені і перехідні режими роботи електричної мережі

Під електроенергосистемою (ЕЕС) розуміють певну сукупність електричного обладнання електростанцій, електричних мереж і споживачів електроенергії, які з'єднані між собою, а також об'єднані спільним режимом роботи.

В електричній мережі розрізняють усталені, післяаварійні та перехідні режими роботи енергосистеми.

Усталеним режимом називають режим, що характеризується стійкими параметрами роботи (рисунок 1.1). Напруга не повинна змінюватися більше, ніж в межах $\pm 10\%$ від номінальної [1]. Він має повільні зміни робочого режиму, які пов'язані з добовими змінами споживання та генерації електричної енергії, коливаннями потужностей, що відбуваються нерегулярно, роботою регулюючих частоту та активну потужність пристроїв тощо, що розглядають як послідовність усталених режимів роботи мережі.

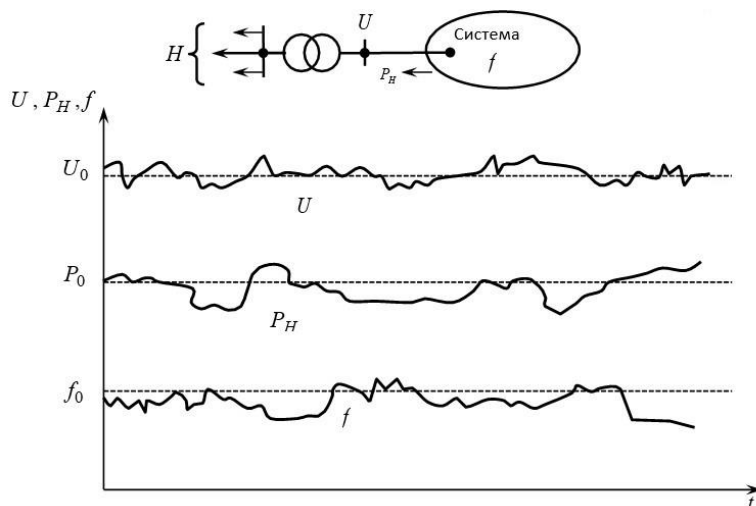


Рисунок 1.1 - Зміни параметрів нормального режиму системи:

U – напруга на шині підстанції, яка живить навантаження; P_H – потужність, що споживається навантаженням H ; f – частота струму в системі

					141.6103.003.ДБ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Канабас Д.С.			Методи і засоби моделювання режимів роботи електричних мереж ЕЕС	Літ.	Арк.
Перевір.		Хоменко О.В.					Акрушів
						11	12
Н. Контр.		Настенко Д.В.				КПІ ім. Ігоря Сікорсько ФЕА, гр.ЕК-г61-1	
Затверд.		Толочко О.І.					

Також є режим схожий на усталений – післяаварійний. Він характеризується пониженням запасу стійкості системи та виникає після збурення (аварійного перехідного процесу). Цей режим триває рівно таку кількість часу, яка необхідна диспетчеру для зміни режиму роботи на вихідний (усталений). Зазвичай це триває порядку 20 хвилин [2, ст.8].

Перехідним режимом називають режим, який триває від виникнення збурення до встановлення стійких перехідних процесів мережі, що були викликані цим збуренням. Тривалість перехідного процесу в електричному колі зазвичай становить десяті або соті частки секунди, але навіть за такої, незначної на перший погляд, тривалості можливі різкі зміни струмів та напруг в мережі, які є небезпечними для електрообладнання. Причиною збурення можуть бути зміни значень робочих параметрів електричної мережі. Різка зміна параметрів, як правило, відбувається внаслідок виникнення коротких замикань (КЗ) на ділянках електромережі (рисунок 1.2), котрі можуть бути стійкими та нестійкими.

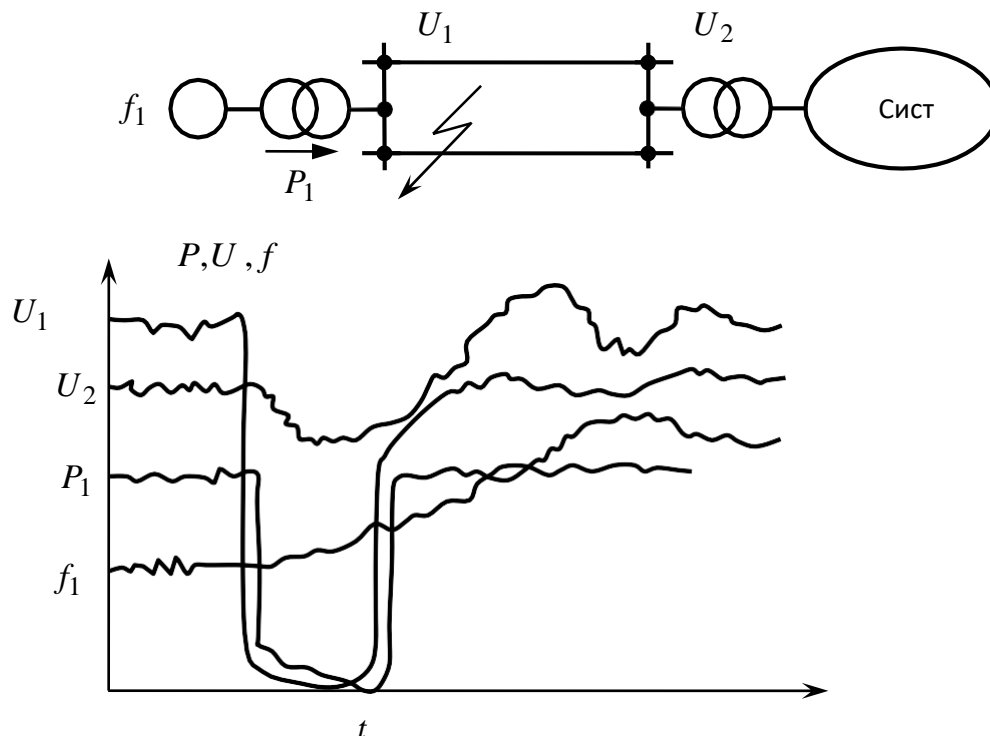


Рисунок 1.2 - Перехідний аварійний режим у системі при короткому замиканні на одній з ліній електропередач

Під нестійкими короткими замиканнями розуміють такі КЗ, які можуть самоусунутися через певний проміжок часу, наприклад, потрапляння розряду блискавки в лінію електропередач (ЛЕП) чи падіння сухої гілки на неї, під термічною дією струму якої гілка перегорає і коротке замикання зникає. Після спрацювання автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) ділянка мережі, на якій було КЗ, повертається до усталеного режиму роботи і все електрообладнання повертається до вихідних налаштувань режиму.

1.2 Структура математичної моделі усталеного режиму роботи ЕЕС

Для моделювання режимів роботи енергосистем, насамперед, необхідно знати вихідні параметри режиму роботи мережі, які є незмінними, такі як провідності ділянок ЛЕП, номінальні значення напруг та їх кутів у балансуючих вузлах тощо. Головною задачею моделювання мережі є знаходження невідомих (струмів, потужностей тощо).

Математична модель мережі являє собою модель конфігурації мережі та модель режиму роботи електричної мережі. Модель конфігурації складається зі схем заміщення елементів електромережі та розрахункових схем мережі, за рахунок яких можна спостерігати послідовність з'єднань між елементами системи з їхніми властивостями та параметрами. Ділянки ліній електропередач зображують за Π -подібною схемою заміщення (рисунк 1.3, а), які складаються з повздовжніх параметрів (активний опір - $R_{\text{л}}$ та реактивний опір - $X_{\text{л}}$) та поперечних параметрів (активна провідність - $G_{\text{л}}$ та реактивна провідність - $B_{\text{л}}$). Дані параметри обраховуються на основі даних з довідників за наступними формулами:

$$\text{— активний опір ділянки ЛЕП (Ом):} \quad R_{\text{л}} = r_0 l; \quad (1.1)$$

$$\text{— реактивний опір ділянки ЛЕП (Ом):} \quad X_{\text{л}} = x_0 l; \quad (1.2)$$

$$\text{— активна поперечна провідність (См):} \quad G_{\text{л}} = g_0 l; \quad (1.3)$$

$$\text{— реактивна поперечна провідність (См):} \quad B_{\text{л}} = b_0 l, \quad (1.4)$$

де l - довжина ділянки ЛЕП, км, а r_0, x_0, g_0, b_0 – погонні параметри на 1 км лінії [3, ст. 8].

					141.6103.003.ДБ	Лист
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

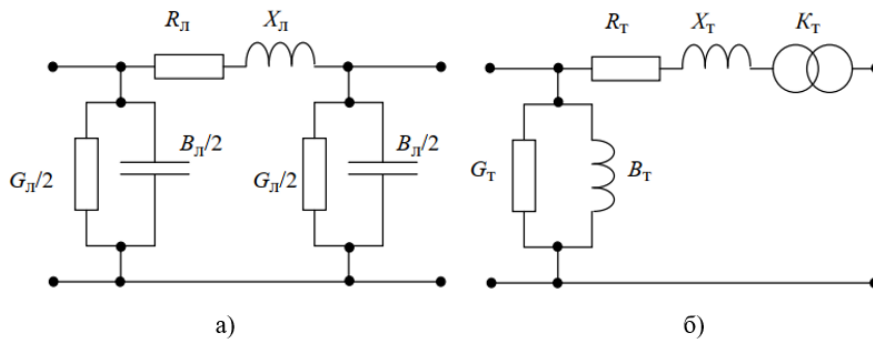


Рисунок 1.3 - Схеми заміщення елементів електричної мережі

Двохобмоткові трансформатори та автотрансформатори зображують за допомогою Γ -подібної схеми заміщення (рисунок 1.3, б). Параметри для трансформаторів обраховують за наступними формулами з довідкових даних [3]:

— активний опір (Ом): $R_T = \Delta P_{к.з} U_{ном}^2 / S_T^2$; (1.5)

— реактивний опір (Ом): $X_T = U_p U_{ном}^2 / 100 S_T$; (1.6)

— активна поперечна провідність (См): $G_T = \Delta P_{х.х} / U_{ном}^2$; (1.7)

— реактивна поперечна провідність (См): $B_T = I_{х.х} S_T / 100 U_{ном}^2$; (1.8)

— коефіцієнт трансформації: $K_{Тном} = U_{ном} / U_{н ном}$, (1.9)

Модель роботи електричної мережі являє собою систему лінійних чи нелінійних алгебраїчних рівнянь з комплексними значеннями, в яких пов'язані відомі та невідомі параметри режиму роботи. Результатами розв'язку цих рівнянь є значення рівнів напруг по вузлах електромережі. Також за допомогою розрахунків можна визначити значення стумів у вузлах, потоки потужностей у вузлах та на ділянках мережі, а також втрат активної та реактивної потужності в елементах мережі [8, ст.23].

Модель режиму в тому випадку, якщо навантаження чи генерація у вузлі задані постійним струмом, можна описати системою лінійних алгебраїчних рівнянь у формі балансу струмів:

$$\left. \begin{aligned} y_{11}\dot{U}_1 - y_{12}\dot{U}_2 - \dots - y_{1n}\dot{U}_n &= y_{10}\dot{U}_0 + \dot{I}_1; \\ -y_{21}\dot{U}_1 + y_{22}\dot{U}_2 - \dots - y_{2n}\dot{U}_n &= y_{20}\dot{U}_0 + \dot{I}_2; \\ \dots & \dots \dots \\ -y_{n1}\dot{U}_1 - y_{n2}\dot{U}_2 - \dots + y_{nn}\dot{U}_n &= y_{n0}\dot{U}_0 + \dot{I}_n. \end{aligned} \right\} \quad (1.10)$$

Якщо навантаження у вузлі мережі задається постійною потужністю - режим описується системою нелінійних рівнянь у формі балансу струмів:

$$\left. \begin{aligned} y_{11}\dot{U}_1 - y_{12}\dot{U}_2 - \dots - y_{1n}\dot{U}_n &= y_{10}\dot{U}_0 + S_1^*/U_1^*; \\ -y_{21}\dot{U}_1 + y_{22}\dot{U}_2 - \dots - y_{2n}\dot{U}_n &= y_{20}\dot{U}_0 + S_2^*/U_2^*; \\ \dots &\dots \dots \\ -y_{n1}\dot{U}_1 - y_{n2}\dot{U}_2 - \dots + y_{nn}\dot{U}_n &= y_{n0}\dot{U}_0 + S_n^*/U_n^*. \end{aligned} \right\} \quad (1.11)$$

або балансу потужностей:

$$\left. \begin{aligned} U_1^* \cdot (-y_{10}\dot{U}_0 + y_{11}\dot{U}_1 - y_{12}\dot{U}_2 - \dots - y_{1n}\dot{U}_n) &= S_1^*; \\ U_2^* \cdot (-y_{20}\dot{U}_0 - y_{21}\dot{U}_1 + y_{22}\dot{U}_2 - \dots - y_{2n}\dot{U}_n) &= S_2^*; \\ \dots &\dots \dots \\ U_n^* \cdot (-y_{n0}\dot{U}_0 - y_{n1}\dot{U}_1 - y_{n2}\dot{U}_2 - \dots + y_{nn}\dot{U}_n) &= S_n^*. \end{aligned} \right\} \quad (1.12)$$

В рівняннях (1.10), (1.11) та (1.12) Y_{ii} , Y_{ij} – являють собою власні і взаємні провідності вузла; U_i , U_j – напруги i -го та суміжних вузлів; I_i , S_i - це задані у вузлі струм або потужність; n – кількість вузлів мережі, які зв'язані з i -м вузлом. Всі складові цих рівнянь є комплексними величинами. Невідомими в цих рівняннях являються вузлові напруги.

1.3 Інформаційне забезпечення моделювання режимів

На сьогоднішній день для стабільного функціонування енергопостачальних компаній (ЕПК) потрібно забезпечувати ефективність розподілу та постачання електричної енергії. Цього можна досягнути за створення умов ефективного керування режимами в електричних мережах.

Для реалізації моделі режиму, насамперед, необхідно мати якомога більше інформації про досліджувану мережу такої як конфігурація самої мережі, її складові та параметри ділянок ЛЕП і силового обладнання. Дану інформацію можна отримати починаючи з спеціалізованих довідників, в якому наведені конкретні параметри обладнання (рисунок 1.4), закінчуючи інформацією від постачальників самого обладнання [5].

Сечение токопрово- дящей жилы, мм ²	Допустимый продолжительный (длительный) ток, А, для кабелей напряжением, кВ, при прокладке					
	20			35		
	в земле	в воде	в воздухе	в земле	в воде	в воздухе
70	200	225	150	—	—	—
95	240	275	180	—	—	—
120	275	315	205	270	290	205
150	315	350	230	310	—	230
185	355	390	265	—	—	—

Кабели с алюминиевыми жилами						
25	85	90	65	—	—	—
35	105	110	75	—	—	—
50	125	140	90	—	—	—
70	155	175	115	—	—	—
95	185	210	140	—	—	—
120	210	245	150	210	225	160
150	240	270	175	240	—	175
185	275	300	205	—	—	—

Рисунок 1.4 - Приклад інформаційної таблиці з параметрами для ЛЕП 20 і 35 кВ

Часто використовується в лініях електропередач неізолюваний провід типу АС, особливостями якого є сталевий сердечник для витримки механічного навантаження лінії та алюмінієва обмотка для передачі електроенергії. Параметри деяких ліній типу АС з різними перерізами наведені в таблиці 1.1 [9].

Таблица 1.1 Параметры проводов

Марка провода	Наибольший допустимый 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

При моделюванні використовують багато інформаційних ресурсів з обладнанням та електричним устаткуванням і вони мають свої характеристики, відмінні від інших. Наприклад, параметри трьохобмоткових трансформаторів 110 кВ наводяться як на рисунку 1.5 [10].

Тип трансформатора	Номінальна потужність обмоток ВН/СН/НН, МВ·А	Номінальні значення напруги, кВ			Схема і група з'єднання обмоток	Вид, діапазон і число ступенів регулювання напруги
		ВН	СН	НН		
ТДТН-6300/110	6,3/6,3/6,3	115	22,0	6,6 11,0	Ун/Д/Д/11-11	РПН в нейтралі ВН ±16% ±9 ступенів або ±14,24% ±8 ступенів
ТДТН-10000/110	10/10/10		16,5 22,0 34,5 38,5	6,6	Ун/Д/Д/11-11	
			Ун/Ун/Д-0-11			
			Ун/Д/Д-11-11			
			Ун/Ун-Д-0-11			
ТДТН -16000/110	16/16/16		22,0 34,5 38,5	6,6 11,0	Ун/Д/Д-11-11	
			Ун/Ун-Д-0-11			
			Ун/Д/Д/11-11			
ТДТН-25000/110	25/25/25		11,0 22,0	6,6	Ун/Д/Д/11-11	
			Ун/Ун/Д-0-11			
			Ун/Д/Д/11-11			
ТДТН-40000/110	40/40/40		38,5 11,0 6,6	6,6 11,0	Ун/Ун/Д-0-11	
			Ун/Д/Д/11-11			
			Ун/Ун/Д-0-11			
ТДТН-63000/110	63/63/63		11,0 38,5	6,6 11,0	Ун/Д/Д/11-11	
			Ун/Ун/Д-0-11			
ТДТН-63000/110	63/63/63		11,0 38,5	6,6 11,0	Ун/Д/Д/11-11	
			Ун/Ун/Д-0-11			
ТДТН-80000/110	80/80/80		11,0 38,5	6,6 11,0	Ун/Д/Д/11-11	
			Ун/Ун/Д-0-11			
ТДТН-10000/110	10/6,70/6,70		38,5	6,6 11,0	Ун/Ун/Д-0-11	
ТДТН -16000/110 ТДТНФ -16000/110	16/5,28/10,72 16/8,00/28,00 16/10,72/5,28		11,0 38,5	6,6 11,0	Ун/Д/Д/11-11	
			Ун/Ун/Д-0-11			
ТДТН -25000/110 ТДТНФ -25000/110	25/8,25/16,75 25/12,50/12,50 25/16,75/8,25		11,0 38,5	6,6 11,0	Ун/Д/Д-11-11	
			Ун/Ун/Д-0-11			
ТДТН-40000/110 ТДТНФ-40000/110	40/13,20/26,80 40/20,00/20,00 40/26,80/13,20		11,0 38,0	6,6 11,0	Ун/Д/Д-11-11	
			Ун/Ун/Д-0-11			
ТДТН -63000/110 ТДТНФ-63000/110	63/20,79/42,21 63/31,50/31,50 63/42,71/20,79		11,0 38,5	6,6 11,0	Ун/Д/Д-11-11	
			Ун/Ун/Д-0-11			
		110	6,6			

Рисунок 1.5 - Типи і основні параметри трьохобмоткових трансформаторів 110 кВ

1.4 Методи розв'язання систем рівнянь усталеного режиму роботи ЕЕС

Для формування математичних моделей усталеного режиму роботи мережі необхідно скласти рівняння усталеного режиму роботи в алгебраїчному вигляді. Вони показують залежність відомих параметрів мережі від невідомих та навпаки. Рівняння описують баланс струму або потужності у вузлах мережі і, в залежності від способу подання вузових навантажень

споживачів та джерел електроенергії, можуть бути лінійними або нелінійними [4].

Для розв'язання систем алгебраїчних рівнянь застосовують різні методи розрахунків. Відомими є прямі математичні методи: метод Гауса та подвійної факторизації, а також ітераційні методи: метод Зейделя і Ньютона-Рафсона з різними його модифікаціями. Основним результатом розв'язання системи рівнянь усталеного режиму є рівні напруг у вузлах мережі.

В усіх рівняннях усталеного режиму коефіцієнтами при невідомих напругах є взаємні та власні провідності вузлів. Взаємну провідність вузлів i та j рахують за наступною формулою:

$$Y_{ij} = \frac{1}{Z_{ij}} = 1/(R_{ij} + jX_{ij}), \quad (1.13)$$

де R_{ij} та X_{ij} – це активний опір та реактивний опір ділянки відповідно. Якщо електричний зв'язок між вузлами відсутній, то значення взаємної провідності між ними дорівнює нулю.

Якщо в електричній мережі є трансформатори, які з'єднують ділянки різних класів напруг, то при розрахунку провідностей необхідно брати до уваги параметри трансформаторної ділянки і її орієнтацію відносно вузла. Взаємну провідність вузлів i та j обчислюють наступним чином:

$$Y_{ij}^{B3} = Y_{ij} K_T \quad (1.14)$$

Власна провідність i -го вузла Y_{ij} рахується як сума провідностей усіх ділянок, які мають фізичний зв'язок з вузлом, який розглядається:

$$Y_{ij} = \sum_j Y_{ij} - 0,5 \sum_j (G_L + jB_L) \quad (1.15)$$

де Y_{ij} – це взаємна провідність вузлів.

Якщо біля вузла є трансформаторні ділянки, то власна провідність визначатиметься за наступною формулою:

$$Y_{ij} = \sum_j Y_{ij}^{B3} * p - 0,5 \sum_j (G_L + jB_L) + \sum_1 (G_T + jB_T) \quad (1.16)$$

де $p = 1$ для ділянок ЛЕП; $p = 1/K_T$, якщо це вузол початку трансформаторної ділянки; $p = K_T$, якщо це вузол кінця трансформаторної ділянки.

Метод розрахунку ustalених режимів роботи мережі, який найчастіше використовується - це метод Ньютона-Рафсона, який належить до сучасних ітераційних методів. Суть методу полягає в тому, що на кожній ітерації розрахунків вихідної нелінійної системи рівнянь використовується допоміжна лінійною система, розв'язавши яку можна визначити наступні наближення невідомих параметрів. Формування і розв'язок цієї системи рівнянь виконується на кожній ітерації методу.

$$Y * \Delta U = -W \quad (1.17)$$

Вектор невідомих ΔU містить в собі поправки до модулів та кутів вузлових напруг U_i і θ_i , матрицею коефіцієнтів Y є матриця Якобі, W – це вектор вільних членів, який містить нев'язки нелінійних рівнянь до вихідної системи при чергових наближеннях невідомих значень напруг. Нев'язки рівнянь усталеного режиму являють собою значення небалансів активної та реактивної потужностей у вузлах електричної мережі. В матрицю Якобі вносяться елементи, які являють собою похідні від рівнянь вихідної системи у формі нев'язок, що беруться по всім складовим вузлових напруг (модулі та кути напруг U_i і θ_i , або дійсні та уявні складові U' і U'').

1.5 Засоби моделювання режимів – програмний комплекс PowerFactory

На сьогоднішній день для рішення багатьох електроенергетичних задач часто використовують математичне моделювання мереж та електричних систем. Для цього існують спеціально створені для цього комп'ютерні програми, основними задачами яких є розрахунок електричних режимів, а також струмів короткого замикання в мережах. Відомими представниками з таких програм є програма німецьких розробників – PowerFactory та програма, створена Галузевою науково-дослідної лабораторією "Автоматизація управління електричними мережами вищих класів напруги" при факультеті електроенергетехніки і автоматики Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут" ім. Ігоря Сікорського - РАОТБ

					141.6103.003.ДБ	Лист
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

(розрахунок, аналіз та оптимізація технологічних втрат). Вона дозволяє моделювати складні мережі з можливою кількістю вузлів до 255 включно.

Основними функціями РАОТВ є розрахунок усталеного режиму з можливістю знаходження всіх невідомих режимних характеристик, до яких відносяться напруги у вузлах, перетоки потужності та струморозподіл по гілках, загальні втрати тощо; аналіз режимних характеристик, який дозволяє аналізувати рівні напруг відносно номінальних значень, а також проводити аналіз завантаженості елементів схеми. За рахунок наявності оптимізації технологічних втрат, можливо проводити оптимізацію місць розривів розімкнених мереж 35-10-6 кВ, оптимізацію коефіцієнтів трансформації тощо.

Дуже зручною є функція автоматичної графіки розрахункових схем (див. рисунок 1.6), за рахунок якої можливо працювати з графічним поданням схеми, побудованим на основі таблиць з параметрами вузлів і гілок.

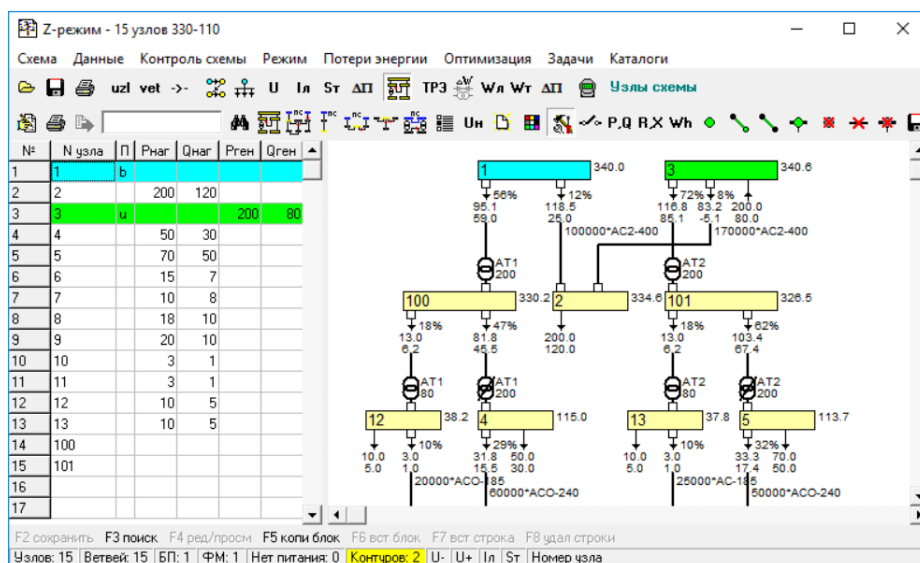


Рисунок 1.6 - Приклад використання функції автоматичної графіки розрахункових схем

На графік можливо винести параметри гілок, їх комутацію, навантаження у вузлах, результати розрахованих параметрів мережі, завантаження ліній і трансформаторів у відсотковому співвідношенні.

Програма РАОТВ є дуже корисною для моделювання та розрахунку промислових мереж, але для дослідницької роботи частіше використовують програмний комплекс PowerFactory. PowerFactory - це провідне програмне забезпечення, яке дозволяє проводити точний аналіз енергосистем. В ньому присутні засоби моделювання альтернативних джерел енергії та підтримка проведення енергетичних досліджень в режимі моделювання в реальному часі[6].

PowerFactory дозволяє проводити розрахунки ustalених режимів мережі, моделювати велику кількість можливих аварійних ситуацій починаючи від короткого замикання на лініях електропередач, аварійного відключення силового обладнання та закінчуючи приєднанням нових підстанцій чи електричних станцій до існуючої моделі електромережі. Програма дозволяє виконувати аналіз зміни параметрів будь-яких елементів системи на проміжку часу з виводом відповідних графіків перехідних процесів.

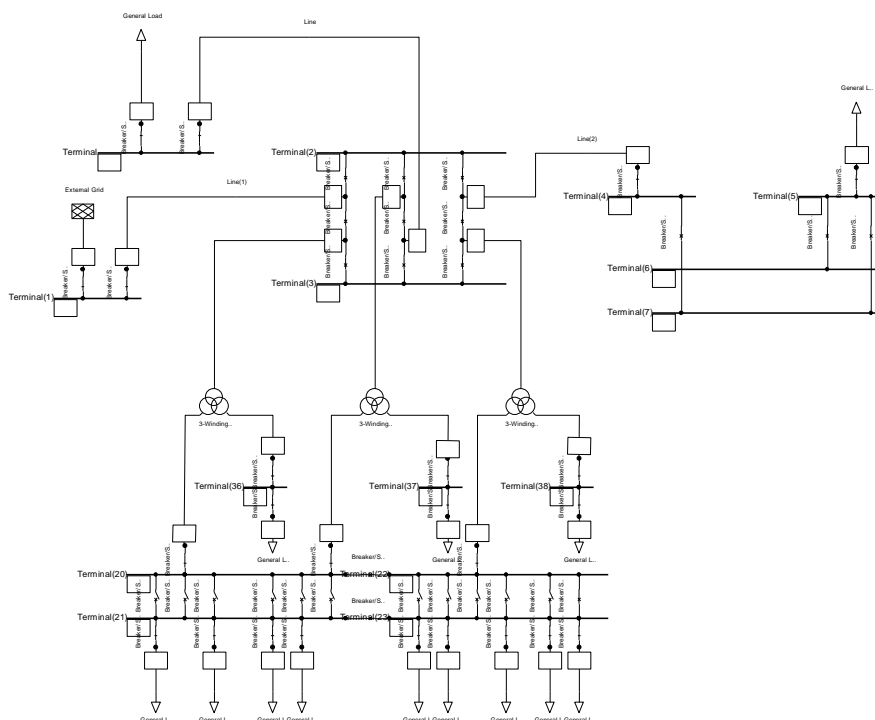


Рисунок 1.7 - Приклад схеми в комплексі PowerFactory

Графічний редактор програми підтримує значну кількість графічних функцій, таких як класифікація елементів системи за різними параметрами та

градування їх широкою палітрою кольорів для зручності та швидкого розуміння ситуації. Приклад набору схеми в програмі наведено на рисунку 1.7.

Програмний комплекс PowerFactory працює в графічному середовищі, з реалізацією сучасного подання інформації та зручним інтерфейсом для користувачів. Також в програмі є можливість виводу результатів розрахунку в окремо відведених вікнах, та створювати нові [7].

При розрахунках режиму система автоматично створює звіти, заповнюючи вже існуючі шаблони результатами. Також є можливість створення власних шаблонів звітів. Будь-які дані можна імпортувати чи експортувати в різні формати для зберігання. Дані з таблиць можуть бути конвертовані в Microsoft Excel або Access, а графічні дані можливо експортувати через BMP або WMF формати.

DIgSILENT PowerFactory з самого початку був розроблений як програмний продукт для досвідчених користувачів. Але програма є достатньо зрозумілою навіть для новачків. Користувачі, які вивчають електричні системи, може швидко пристосуватися до середовища програми та швидко виконувати потрібні йому розрахунки.

Висновки

У даному розділі було розглянуто основні режими роботи електричних мереж, такі як усталений, аварійний та післяаварійний режими роботи. Також були згадані загальні засоби та методи моделювання електричних мереж та систем. Відомими методами розрахунку усталених режимів є метод Ньютона-Рафсона, Зейделя, Гауса та подвійної факторизації. Один з модифікацій методу Ньютона-Рафсона використовує в розрахунках програмний комплекс PowerFactory, що дозволяє отримати високу точність результатів.

					141.6103.003.ДБ	Лист
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ – ФРАГМЕНТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 330 КВ

2.1 Структура і основні енергетичні характеристики

В даній роботі для дослідження було обрано підстанцію “Броварська”, яка належить до центральної енергетичної системи України, в яку входять Київська ТЕЦ-5, Київська ТЕЦ-6, Канівська та Київська ГЕС, Трипільська ТЕС та інші менш потужні станції. Встановлена потужність енергосистеми складає 4500 МВт а протяжність магістральних ліній електропередач понад 2000 кілометрів. Також до неї входять 13 електричних підстанцій загальною потужністю в 5524 МВт [13].

Велику роль у забезпеченні електроенергією споживачів відіграють електричні підстанції. Основною їх роллю в енергосистемі є пониження чи підвищення класу напруги з подальшим розподілом електроенергії. Трансформаторна підстанція в основному складається з:

- трансформаторів або автотрансформаторів;
- вимірювальних трансформаторів струмів та напруг;
- розподільних установок;
- апаратури автоматичного та неавтоматичного керування;
- апаратури автоматичного захисту.

Розподільна установка на підстанції може мати одну чи дві системи збірних шин або ж не мати їх зовсім. Найбільш поширеними трансформаторними підстанціями (ТП) є ті, які мають одну систему збірних шин, які секціонуються роз'єднувачами та вимикачами. Деякі ТП мають в своєму складі обхідну систему шин, яка слугує для можливості проведення ремонтних робіт на частинах підстанції без знеструмлення споживачів.

					141.6103.003.ДБ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Характеристика об'єкту – фрагмент електричної мережі 330 кВ	Літ.	Арк.	Акрушів	
Розроб.		Канабас Д.С.							
Перевір.		Хоменко О.В.					23	20	
						КПІ ім. Ігоря Сікорсько ФЕА, гр.ЕК-г61-1			
Н. Контр.		Настенко Д.В.							
Затверд.		Толочко О.І.							

За призначенням ПС поділяються на вузлові (ВРП), головні понижувальні підстанції (ГПП), розподільчі пункти (РП), трансформаторні пункти (ТП) та спеціальні перетворювальні підстанції (ПП). Також вони, в свою чергу, поділяються на однострансформаторні та двотрансформаторні [11].

Кількість номінальних напруг на ПС варіюється від однієї (використовується на розподільчих пунктах) до трьох і більше (в залежності від необхідності).

За конструктивним виконанням ПС діляться на:

- закриті – обладнання РП високої напруги та трансформатори встановлені в приміщенні;
- відкриті – все обладнання РП високої напруги і трансформатори встановлено на відкритому повітрі;
- змішані – трансформатори можуть розміщуватись на відкритому повітрі, а РП в приміщенні чи навпаки;
- комплектні – поставляються заводами повністю змонтованими і готовими до встановлення;
- блочні – поставляються у вигляді змонтованих блоків.

РП підстанцій характеризуються номінальною напругою, кількістю та потужністю приєднаних до них генераторів, трансформаторів, потужністю, яка видається в мережу, числом ліній та режимом роботи.

2.2 Фрагмент електричної мережі 330 кВ. Схема з'єднань, загальна характеристика

Електричні підстанції можуть мати різноманітну конфігурацію, яка залежить від багатьох факторів таких як кількість приєднань чи номінальні напруги тощо. Кожен розподільчий пристрій має власну схему електричних з'єднань з певною конфігурацією приєднань. При малому числі приєднань використовуються спрощені схеми з малою кількістю вимикачів, а при

великій кількості приєднань застосовуються доволі складні схеми з'єднань. Існують такі види електричних з'єднань:

- РП з однією системою збірних шин;
- РП з однією системою збірних шин та секційним вимикачем;
- РП з однією системою збірних шин, секційним вимикачем та обхідною системою шин;
- РП із двома системами збірних шин;
- РП із двома робочими та однією обхідною системою збірних шин тощо [12].

Схема електричних з'єднань ПС “Броварська”, а саме сторона 330 кВ (рисунок 2.1), складається з п'яти робочих систем збірних шин, ошиновка яких виконана двохцепною лінією електропередачі з проводу марки АСО-300 – неізолюваний сталевалюмінієвий провід з облеглим сталевим сердечником.

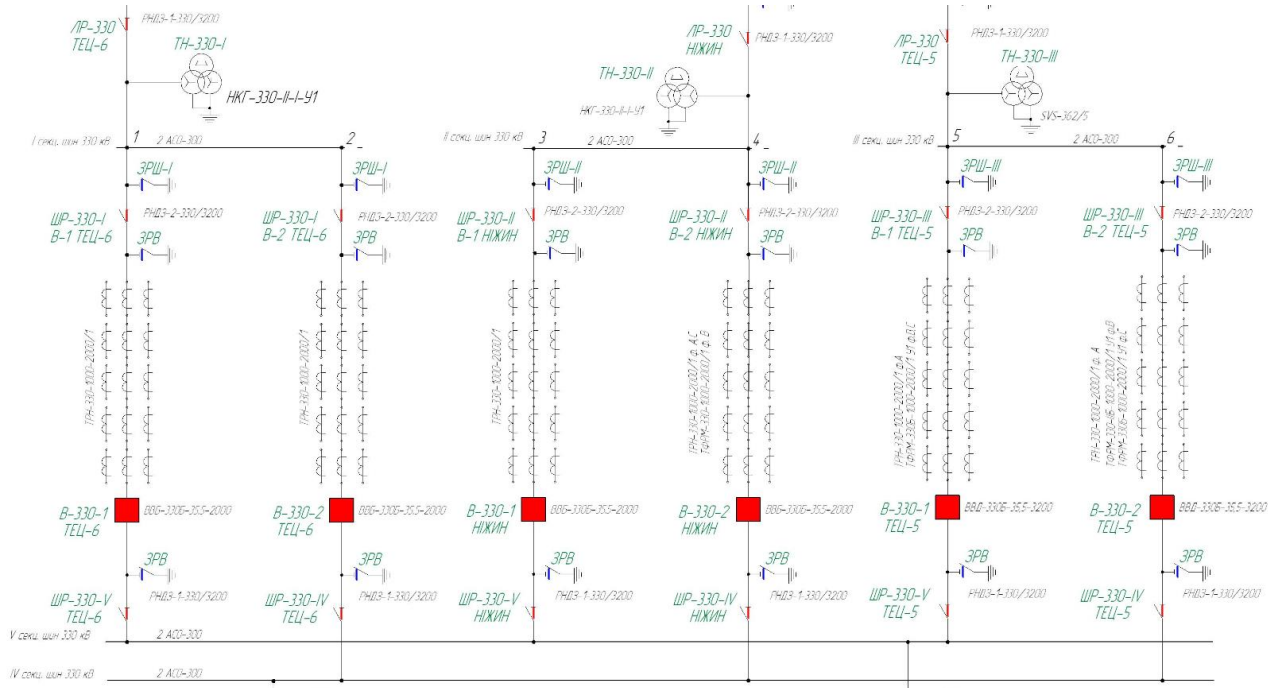


Рисунок 2.1 - Фрагмент схеми електричних з'єднань ПС “Броварська” на стороні 330 кВ

2.3 Підстанція 330 кВ “Броварська”

Для дослідження була обрана підстанція 330 кВ “Броварська”, яка входить до множини підстанцій “Київського кола”. Вона має прямі приєднання 330 кВ до підстанцій “ТЕЦ-6”, “Ніжин” та “ТЕЦ-5”, 20 комірок з приєднаннями 110 кВ а також приєднання 35 кВ для власних потреб та подальшим перетворенням до 10 кВ для споживачів. Через велику кількість приєднань на підстанції встановлено багато захисного обладнання та вимірювальної апаратури.

2.3.1 Схема електричних з’єднань підстанції “Броварська” . Загальна характеристика. Склад основного обладнання підстанції

Схемою електричних з’єднань на ПС є схема з п’ятьма секціонованими робочими системами збірних шин на стороні 330 кВ (рисунок 2.2). Сторона 110 кВ виконана схемою з двома робочими ситемами збірних шин та однією обхідною, що дозволяє виводити одну з робочих шин в ремонт без відключення споживачів.

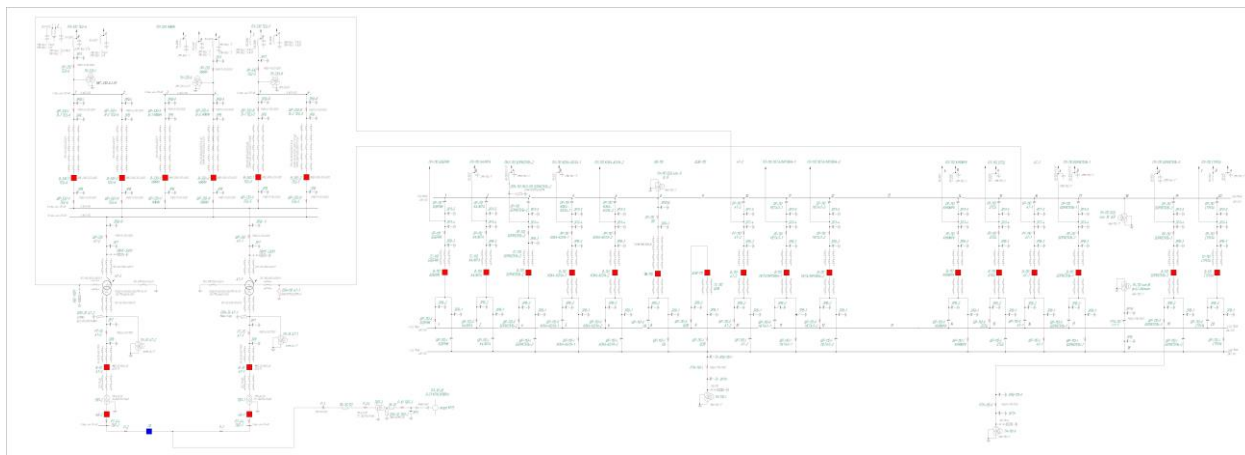


Рисунок 2.2 - Схема електричних з’єднань ПС “Броварська”

На підстанції присутня велика кількість робочого обладнання. До нього входить два силових автотрансформатори 330/110/35 кВ, вимірювальні трансформатори струму та напруги, обхідні та лінійні роз’єднувачі, вимикачі та шинні роз’єднувачі.

Також, з метою зменшення ваги основного обладнання, на підстанції присутні вентиляльні розрядники, а також обмежувачі перенапруги (ОПН) для захисту апаратури.

Невід'ємною частиною обладнання на ПС є трансформатори власних потреб (ТВП), за допомогою яких здійснюється живлення основного обладнання підстанції.

Для забезпечення 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.

2.3.2 Силові трансформатори підстанції

Силовий трансформатор одна з головних частин електричних станцій та підстанцій. Його основною задачею є перетворення напруги і струму одного класу в напругу і струм іншого класу. Силові трансформатори бувають двох видів – підвищувальні та понижувальні. Призначенням першого виду є перетворення певного класу напруги в вищий клас, а другого – навпаки, відповідно до потреб певної ділянки мережі.

На підстанції задіяно два силових автотрансформатори типу АТДЦТН-200000/330/110-74-У1. Вони мають такі номінальні напруги для сторін:

- ВН – 330 кВ
- СН – 115 кВ
- НН – 38,5 кВ

Найбільший допустимий струм навантаження складає 494 А.

Трансформатори обладнані регулюванням напруги під навантаженням (РПН) на лінії середньої напруги в діапазоні $\pm 6 \times 2,0\%$. Вони мають систему охолодження з примусовою циркуляцією масла та повітря.

Номінальна потужність кожного трансформатора 200 МВА, при цьому потужність сторони НН – 80 МВА

Втрати холостого ходу – 155 кВт. Струм Х.Х. – 0,45%.

					141.6103.003.ДБ	Лист
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати короткого замикання – 560 кВт.

Напруга КЗ пар обмоток:

ВН-СН - 10,5%

ВН-НН - 38%

СН-НН - 25%

2.3.3 Збірні шини підстанції

Збірними шинами називають набір комутаційного устаткування (вимикачів, роз'єднувачів різних типів, короткозамикачів тощо) та провід, якою виконана ошиновка збірних шин. Їхнім призначенням є створення електричних приєднань до електричних станцій та підстанцій з забезпеченням надійного та безпечного вимкнення/увімкнення силового обладнання чи навантаження.

На ПС “Броварська” збірні шини виконані проводом марки АСО-300 на стороні 330 кВ. Він має струмопровідну частину з алюмінію та облешений сталевий сердечник. Його поперечний переріз складає 300 мм². Він має допустимий діапазон температур експлуатації від -60 до +90 °С та максимальний робочий струм 710 А.

Ошиновка сторони 110 кВ виконана різними марками проводів, характеристики яких наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри проводів

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 обладнання призначене для оперативного включення чи відключення ділянок електричної мережі, силового обладнання чи навантаження в залежності від необхідності. Воно може бути різних видів, в залежності від використання. Комутаційну апаратуру поділяють на:

- Вимикачі;
- Роз'єднувачі ;
- Короткозамикачі;
- Відокремлювачі;
- Реле тощо.

Вимикачі – це електричні апарати, які призначені для розмикання та замикання електричного кола. Найчастіше використовуються автоматичні вимикачі, які спроможні проводити, вмикати та вимикати робочі струми навантаження, а також витримувати протягом невеликого проміжку часу струми короткого замикання та вимикати їх.

Роз'єднувачами називають комутаційні апарати, особливістю яких є створення видимого ізоляційного повітряного проміжку між їх контактами. Вони слугують для комутації знеструмленого електричного кола для забезпечення безпечного проведення ремонтних та профілактичних робіт на енергетичних об'єктах.

Комутаційне обладнання підстанції “Броварська” наведене у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Комутаційне обладнання підстанції

Вид обладнання	Тип обладнання	Кількість обладнання на ПС, штук
Лінійний роз'єднувач	РНДЗ-1-330/3200	3
Сторона 330 кВ		
Шинний роз'єднувач	РНДЗ-1-330/3200	6
	РНДЗ-2-330/3200	8
Вимикач	ВВБ-330Б-35,5-2000	6

Продовження таблиці 2.2

Сторона 110 кВ		
Обхідний роз'єднувач	1РУРР-110/1250	2
	РГ.16-110.2/1000-40 УХЛ1	1
	РНДЗ-1-110/1000	9
	РНДЗ-1-110/2000	2
	РНДЗ-2-110/1000	1
Лінійний роз'єднувач	РНДЗ-2-110/1000	11
	РНДЗ-2-110/2000	2
	РГ.2-110.2/1000-40 УХЛ1	1
	РНДЗ-СК-110/1000	1
Вимикач	SIEMENS 3AP1FG-123/3150-40.0	4
	120SFM-32В 3150/40	1
	МКП-110М-1000-20	5
	МКП-110Б-1000-20	3
	У-110/2000-40	2
	У-110А/2000-40	1
Шинний роз'єднувач	1РУРР-110/1250	4
	РГ.16-110.2/1000-40 УХЛ1	1
	РГ.16-ОП-110.2/1000-40 УХЛ1	1
	РНДЗ-1 СК-110/1000	8
	РНДЗ-1 СК-110/2000	5
	РНДЗ-1-110/1000	10
	РНДЗ-1-110/2000	3
Сторона 35 кВ		
Роз'єднувач	РНДЗ-2-35/1000	2
Вимикач	МКП-35/1000-25	2

2.3.5 Захисне обладнання

У зв'язку з тим, що електрична енергія навіть у невеликих розмірах може нести небезпеку для життя, необхідно впевнитися в надійності роботи електричного обладнання та вимірювальної апаратури. Для цього використовуються різні види захисного обладнання. До них належать:

- Розрядники;
- Обмежувачі перенапруги;

- Заземлювачі.

Розрядниками називають пристрої, які призначені для зменшення рівня напруги шляхом розрядження. Розрядники являють собою електроди, один з яких підключають до високовольтної ЛЕП, а інший на землю, таким чином при виникненні високої напруги вона розряджається на землю і зменшує вплив на електричне обладнання. На ПС “Броварська” встановлено два типи розрядників: РВМГ-330М та РВС-110М, параметри яких вказані в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Параметри розрядників підстанції

Модель розрядника	РВМГ-330 М
Тип розрядника	вентильний
Клас напруги, кВ	330
Номінальна напруга, кВ	290
Напруга роботою, 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 роботою, 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 – це пристрій, який захищає електричне обладнання від грозових та комутаційних стрибків високої напруги. ОПН це більш інноваційні прилади, ніж розрядники. Їх принцип роботи базується не на іскровому проміжку, а в особливості вольт-амперної характеристики встановлених в них варисторів (нелінійний змінний резистор). В нормальному режимі роботи обмежувач відповідає непровідному стану, так як струм в варисторах досить малий. Під час виникнення високої напруги а ланцюзі варисторів ОПН виникає значний імпульс струму, за рахунок якого значення перенапруги знижується до безпечної для експлуатації. На підстанції встановлені ОПН, параметри яких вказані в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри ОПН підстанції

Тип ОПН	Клас мережі, кВ	Номінальна напруга, кВ	Залишкова напруга, кВ	К-ть на ПС, шт
BOW-PCA3108L5E2M4	110	98	265	2
MWK-41 ABB	35	28	93,8	1
SIEMENS 3EL2 051-2PF	35	30	145	1

2.3.6 Вимірювальні трансформатори напруги і струму підстанції

Вимірювальні трансформатори струму (ТС) призначені для перетворення струму, що проходить по ділянці електричної мережі, в зручні для вимірів значення. Трансформатор вмикається послідовно до мережі змінного струму первинною обмоткою, а до вторинної обмотки підключають всю необхідну вимірювальну апаратуру.

Вимірювальні трансформатори напруги (ТН) використовуються для зменшення напруги в колах вимірювальних приладів, релейного захисту та автоматики. На сторонах високої напруги встановлюються масляні чи елегазові трансформатори напруги для надійності та безпеки робочого персоналу.

На досліджуваній підстанції встановлено вимірювальні трансформатори струму та напруги, які наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Вимірювальні трансформатори підстанції

Вид обладнання	Тип обладнання	К-ть на ПС, шт
Сторона 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
Сторона 110 кВ		
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
Сторона 35 кВ		
Вимірювальний ТС	ТВ-35/25-600-1500	12
	ТВТ-35/25	12
	ТВТ-35/3000-1000/5	12
Вимірювальний ТН	ЗНОМ-35/3	2

2.3.7 Вимірювальні прилади

В електричних системах та мережах, окрім вимірювальних трансформаторів, в якості вимірювальних приладів використовують лічильники електричної енергії. Він призначений для обліку електричної енергії, що споживається. Існує багато видів лічильників і їх класифікують за різними характеристиками. До них входять такі класифікації:

- За типом живлення мережі;
- За способом включення в мережу;
- За конструкцією;

- За класом точності;
- За родом вимірювальної енергії.

За типом живлення існує два типи лічильників – однофазні та трифазні. По способу включення в мережу розрізняють лічильники з безпосереднім (прямим) включенням, які вмикаються напряму до мережі без використання вимірювальних трансформаторів (встановлюються в звичайних споживачів), наприклад, лічильник Енергія-9 СТК1-10. Також є лічильники з напів-трансформаторним включенням (мережі до 1 кВ) та лічильники непрямого включення (трансформаторні), які підключаються до мережі через трансформатори напруги та струму, наприклад, лічильник АД13А.3.

За конструкцією лічильники поділяють на індукційні, які працюють за рахунок дії електромагнітної індукції та електронні, де аналогові сигнали струму та напруги перетворюються в цифровий код. За класом точності лічильники діляться на класи 0,2; 0,5; 1,0; 2,0 і вище. Чим менший клас точності – тим меншу похибку у вимірюваннях він має. Наприклад, у квартирах чи приватних будинках встановлюються зазвичай лічильники класів точності 1,0 чи 2,0. З нижчими класами точності лічильники використовуються в лабораторіях для точних дослідів.

За родом вимірювальної енергії лічильники поділяють на лічильники активної енергії та лічильники реактивної енергії. На електричних підстанціях зазвичай встановлюють лічильники з класом точності 0,2s для 110 та 330 кВ, і не гірше класу точності 0,5s для 35 кВ типу Actaris SL7000.

2.3.8 Власні потреби підстанції

Для функціонування обладнання на підстанції йому необхідне живлення. Для цього на ПС встановлюють трансформатори власних потреб. Живлення власних потреб підстанцій повинно виконуватись від двох і більше незалежних джерел з резервуванням [14]. На досліджуваній підстанції встановлені два ТВП типу ТМ-630/35 – трифазний масляний трансформатор потужністю 630 кВА. Він має два класи номінальної напруги – 35 та 10,5 кВ.

					141.6103.003.ДБ	Лист
						34
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В трансформаторі встановлено ПБЗ (переключення без збудження), яке дає можливість регулювання напруги, що має 5 ступенів з діапазоном регулювання $\pm 2 \times 2,5\%$.

Трансформатор має втрати холостого ходу в розмірі 1,35 кВт та втрати короткого замикання в розмірі 7,6 кВт. Струм холостого ходу складає 0,9%, а напруга короткого замикання 6,5%.

Також на даній ПС встановлено один ТВП типу ТМ-630/10. Це також масляний трансформатор потужністю 630 кВА, але його класами номінальних напруг є 10,5 та 0,4 кВ. Він обладнаний такою ж самою системою ПБЗ як і трансформатор ТМ-630/35. Втрати холостого ходу складають 1,25 кВт, а втрати короткого замикання – 7,6 кВт. Напруга КЗ складає 5,5%, а струм ХХ – 1,7%.

2.3.9 Засоби релейного захисту і автоматики підстанції

Із врахуванням важливої ролі підстанцій в енергосистемі вони повинні мати високий рівень надійності та безпеки. Пристрої релейного захисту (РЗ) та протиаварійної автоматики (ПА) повинні встановлюватися лише з мікропроцесорною базою та мати функції самодіагностики з можливістю видачі станових параметрів. Для підвищення кібербезпеки дистанційний вивід обладнання та видалення з нього інформації повинно бути заборонено [14].

Одним із засобів РЗ та ПА є автоматичне повторне ввімкнення (АПВ). За рахунок виникнення аварійних ситуацій, які супроводжуються коротким замиканням релейний захист дає команду на відключення вимикача, після чого пошкоджена ділянка знеструмлюється, але за рахунок того, що більшість коротких замикань є непостійними, для ввімкнення ділянки необхідно до відповідної підстанції відправляти робочу бригаду, що займає багато часу. Для запобігання таких випадків встановлюється АПВ, яке після разового відключення лінії (через встановлену витримку часу) подає команду на повторне увімкнення вимикача. На підстанції 330 кВ встановлюють зазвичай однофазне АПВ.

					141.6103.003.ДБ	Лист
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У випадку відключення основного джерела живлення за певних причин використовується автоматичне включення резерву (АВР). Його призначення полягає в автоматичному включенні резервного живлення для знеструмленої ділянки електричної мережі за мінімальний проміжок часу.

Одним із важливих засобів автоматики є регулювання під навантаженням (РПН) трансформаторів. З його допомогою можливо змінити коефіцієнт трансформації трансформатора без його відключення від мережі. Так як навантаження в мережі постійно змінюється, напруга в мережі теж може вийти за недопустимі межі, що погано впливає на електричні прилади та якість електроенергії, тому таке регулювання є необхідним. РПН проводиться за рахунок відключення чи додавання додаткових витків до обмотки трансформатора. Зазвичай РПН встановлюється на обмотці високої напруги, так як там присутні менші струми, тому його простіше проводити.

Важливу роль в електричних мережах відіграє автоматичне частотне розвантаження (АЧР). Як засіб протиаварійної автоматики, АЧР запобігає виникненню лавини частоти – подальшому зменшенню частоти в мережі за рахунок зменшення швидкості обертання двигунів, які живлять електричні станції, внаслідок чого зменшується вихідна потужність системи і частота ще більше знижується. АЧР працює у випадках раптового виникнення дефіциту активної енергії в мережі через відключення джерел енергії, які відбуваються внаслідок аварій. Основною задачею АЧР є відключення від електропостачання найменш важливих для енергосистеми споживачів електричної енергії для підтримання оптимального рівня частоти та напруги на важливих ділянках електромережі.

2.3.10 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції

Розрахунок струму короткого замикання зазвичай проводиться для вибору чи перевірки характеристичних параметрів електричного обладнання та уставок релейного захисту та протиаварійної автоматики.

					141.6103.003.ДБ	Лист
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розглянемо випадок з коротким замиканням в точці К1 – шини підстанції 330 кВ (див. рисунок 2.3). В електричних установках напругою вище 1 кВ розрахунок струму короткого замикання ведеться у відносних одиницях. Базисні умови обираються для зручності проведення розрахунків. За базисну приймаємо потужність системи $S_6 = 3000$ МВА. За базисну напругу виступає напруга на шинах у місці КЗ $U_6 = 330$ кВ.

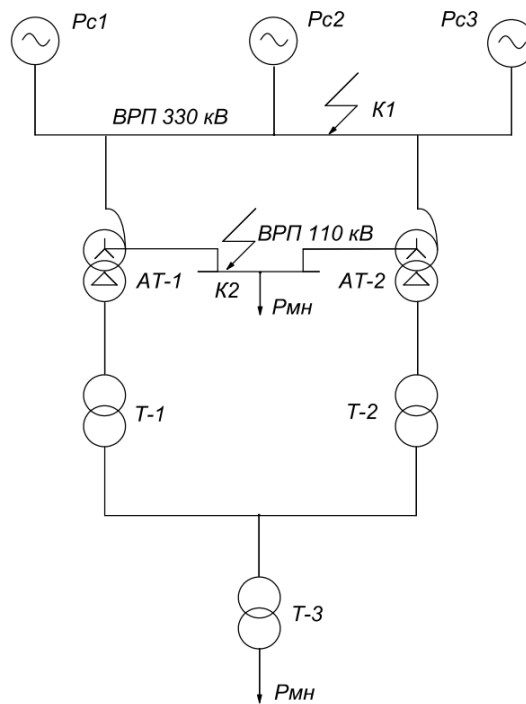


Рисунок 2.3 – Спрощена схема для розрахунку

Базисний струм:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 5,249 \text{ кА}$$

Знаходяться величини опорів елементів схеми заміщення у відносних одиницях. Вихідні дані трансформаторів беремо з пунктів 2.3.2 та 2.3.8.

Опори трансформаторів:

$$\begin{aligned} X_{AT1_BH} = X_{AT2_BH} &= \frac{0,5 \cdot (U_{KB-H\%} + U_{KB-C\%} - U_{KC-H\%})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{H.T.}} \\ &= \frac{0,5 \cdot (35\% + 11\% - 24\%)}{100} \cdot \frac{3000}{200} = 1,65 \text{ в. о.} \end{aligned}$$

$$X_{AT1_CH} = X_{AT2_CH} = \frac{0,5 * (U_{KB-C\%} + U_{KC-H\%} - U_{KB-H\%})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{H.T.}}$$

$$= \frac{0,5 * (11\% + 24\% - 35\%)}{100} \cdot \frac{3000}{200} = 0 \text{ в. о.}$$

$$X_{AT1_HH} = X_{AT2_HH} = \frac{0,5 * (U_{KB-H\%} + U_{KC-H\%} - U_{KB-C\%})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{H.T.}}$$

$$= \frac{0,5 * (35\% + 24\% - 11\%)}{100} \cdot \frac{3000}{200} = 3,6 \text{ в. о.}$$

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{H.T.}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{3000}{0,63} = 309,524 \text{ в. о.}$$

$$X_{T3} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{H.T.}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{3000}{0,63} = 261,905 \text{ в. о.}$$

Опір системи:

$$X_{C1} = X_{C2} = X_{C3} = X_{СИСТ(в.о.)} \cdot \frac{S_6}{S_{СИСТ}} = 1,8 \cdot \frac{3000}{3000} = 1,8 \text{ в. о.}$$

Наведемо схему-заміщення для спрощення розрахунків (див. рисунок 2.4).

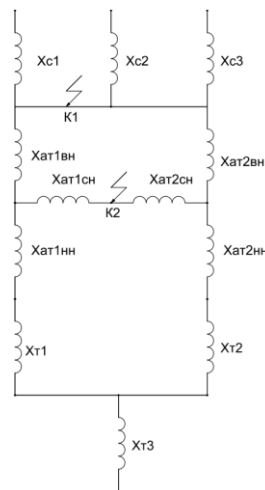


Рисунок 2.4 – Схема заміщення підстанції для розрахунку

Виконаємо наступні перетворення для спрощення схеми:

$$X_C = \frac{X_{C1} * X_{C2} * X_{C3}}{X_{C1} + X_{C2} + X_{C3}} = \frac{1,8 * 1,8 * 1,8}{1,8 + 1,8 + 1,8} = 1,08 \text{ в. о.}$$

$$X_1 = X_{AT1_HH} + X_{T1} = 3,6 + 309,524 = 313,124 \text{ в. о.}$$

$$X_2 = X_{AT2_HH} + X_{T2} = 3,6 + 309,524 = 313,124 \text{ в. о.}$$

$$X_3 = X_{AT1_CH} + X_{AT2_CH} = 0 + 0 = 0 \text{ в. о.}$$

Перетворимо трикутник ABC в еквівалентну зірку (рисунок 2.5):

$$X_4 = \frac{X_1 * X_3}{X_1 + X_2 + X_3} = \frac{313,124 * 0}{313,124 + 313,124 + 0} = 0 \text{ в. о.}$$

$$X_5 = \frac{X_2 * X_3}{X_1 + X_2 + X_3} = \frac{313,124 * 0}{313,124 + 313,124 + 0} = 0 \text{ в. о.}$$

$$X_6 = \frac{X_1 * X_2}{X_1 + X_2 + X_3} = \frac{313,124 * 313,124}{313,124 + 313,124 + 0} = 156,562 \text{ в. о.}$$

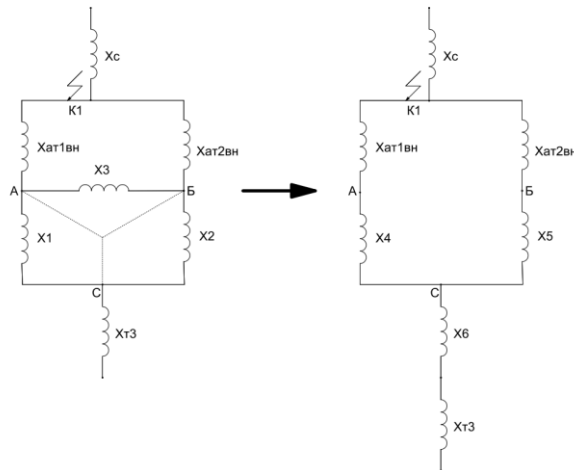


Рисунок 2.5 – Схема заміщення після першого та другого перетворення

$$X_7 = X_{AT1_ВН} + X_4 = 1,65 + 0 = 1,65 \text{ в. о.}$$

$$X_8 = X_{AT2_ВН} + X_5 = 1,65 + 156,562 = 158,212 \text{ в. о.}$$

$$X_9 = X_{ТЗ} + X_6 = 261,905 + 0 = 261,905 \text{ в. о.}$$

Схема набуде наступного вигляду (рисунок 2.6):

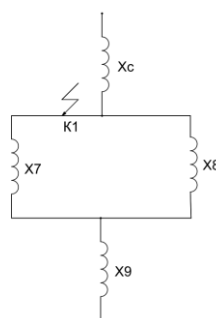


Рисунок 2.6 – Схема заміщення після третього перетворення

Виконаємо наступне перетворення (див. рисунок 2.7):

$$X_{10} = X_9 + \frac{X_7 * X_8}{X_7 + X_8} = 261,905 + \frac{1,65 * 158,212}{1,65 + 158,212} = 427,683 \text{ в. о.}$$

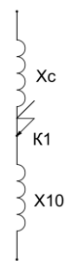


Рисунок 2.7 – Схема заміщення після четвертого перетворення

Розрахуємо еквівалентне значення опору схеми:

$$X_{\text{ЕКВ}} = \frac{X_{10} * X_c}{X_{10} + X_c} = \frac{427,683 * 1,08}{427,683 + 1,08} = 1,077 \text{ в. о.}$$

Розрахуємо початкове значення періодичної складової струму короткого замикання у відносних та іменованих одиницях $I_{\text{П0}}$ та I_k відповідно:

$$I_{\text{П0}} = \frac{E}{X_{\text{ЕКВ}}} = \frac{1}{1,077} = 0,928 \text{ в. о.}$$

$$I_k = I_{\text{П0}} * I_6 = 0,928 * 5,249 = 4,872 \text{ кА}$$

Зазвичай струм КЗ набуває ударного значення через 0,1 секунди після його початку. Визначимо його наступним чином:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_k * K_{\text{ус}} = \sqrt{2} * 4,872 * 1,956 = 13,477 \text{ кА,}$$

де $K_{\text{ус}}$ – прийнятий ударний коефіцієнт системи.

Далі проведемо розрахунок струму КЗ на шинах 110 кВ в точці К2 (див. рисунок 2.5). Вихідні дані для розрахунку залишаються подібними розрахунку в точці К1 окрім значення базисної напруги - $U_6 = 110 \text{ кВ}$.

Розрахуємо величину базисного струму:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} = \frac{3000}{\sqrt{3} * 110} = 15,746 \text{ кА}$$

Відповідно до нової точки короткого замикання необхідно виконати перетворення схеми з самого початку (рисунок 2.6):

$$X_c = \frac{X_{c1} * X_{c2} * X_{c3}}{X_{c1} + X_{c2} + X_{c3}} = \frac{1,8 * 1,8 * 1,8}{1,8 + 1,8 + 1,8} = 1,08 \text{ в. о.}$$

$$X_1 = X_{\text{АТ1_НН}} + X_{\text{Т1}} = 3,6 + 309,524 = 313,124 \text{ в. о.}$$

$$X_2 = X_{\text{АТ2_НН}} + X_{\text{Т2}} = 3,6 + 309,524 = 313,124 \text{ в. о.}$$

Отримаємо наступну схему (див. рисунок 2.8):

					141.6103.003.ДБ	Лист
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

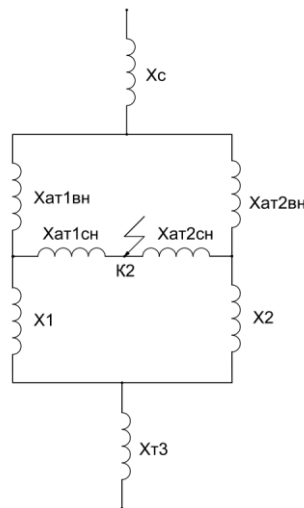


Рисунок 2.8 – Схема після першого перетворення

Виконаємо наступні перетворення (див. рисунок 2.9):

$$X_3 = \frac{X_C * X_{AT1_BH}}{X_C + X_{AT1_BH}} = \frac{1,08 * 1,65}{1,08 + 1,65} = 0,653 \text{ в. о.}$$

$$X_4 = \frac{X_C * X_{AT2_BH}}{X_C + X_{AT2_BH}} = \frac{1,08 * 1,65}{1,08 + 1,65} = 0,653 \text{ в. о.}$$

$$X_5 = \frac{X_1 * X_{T3}}{X_1 + X_{T3}} = \frac{313,124 * 261,905}{313,124 + 261,905} = 142,617 \text{ в. о.}$$

$$X_6 = \frac{X_2 * X_{T3}}{X_2 + X_{T3}} = \frac{313,124 * 261,905}{313,124 + 261,905} = 142,617 \text{ в. о.}$$

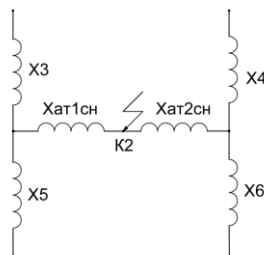


Рисунок 2.9 – Схема після другого перетворення

Розрахуємо наступні значення опорів, позначених на рисунку 2.10:

$$X_7 = X_{AT1_CH} + \frac{X_3 * X_5}{X_3 + X_5} = 0 + \frac{0,653 * 142,617}{0,653 + 142,617} = 0,65 \text{ в. о.}$$

$$X_8 = X_{AT2_CH} + \frac{X_4 * X_6}{X_4 + X_6} = 0 + \frac{0,653 * 142,617}{0,653 + 142,617} = 0,65 \text{ в. о.}$$

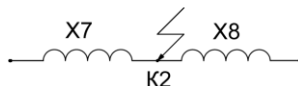


Рисунок 2.10 – Схема після третього перетворення

Розрахуємо еквівалентне значення опору:

$$X_{\text{ЕКВ}} = \frac{X_7 * X_8}{X_7 + X_8} = \frac{0,65 * 0,65}{0,65 + 0,65} = 0,325 \text{ в. о.}$$

Розрахуємо початкове значення періодичної складової струму короткого замикання у відносних та іменованих одиницях $I_{\text{П0}}$ та $I_{\text{к}}$ відповідно:

$$I_{\text{П0}} = \frac{E}{X_{\text{ЕКВ}}} = \frac{1}{0,325} = 3,078 \text{ в. о.}$$

$$I_{\text{к}} = I_{\text{П0}} * I_{\text{б}} = 3,078 * 15,746 = 48,466 \text{ кА}$$

Зазвичай струм КЗ набуває ударного значення через 0,1 секунди після його початку. Визначимо його наступним чином:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_{\text{к}} * K_{\text{ус}} = \sqrt{2} * 48,466 * 1,956 = 134,066 \text{ кА,}$$

2.3.11 Перевірочний вибір обладнання підстанції

Беручи до уваги те, що на електричних станціях та підстанціях присутні великі значення напруг та струмів, є доцільним обирати обладнання для енергетичного об'єкту з розрахунком на те, що воно зможе працювати без перебоїв в нормальному режимі, а також зможе витримувати деякий час сильний термічний вплив та буде спроможне відключити з найменшими наслідками великий струм короткого замикання. Окрім номінальних значень напруги та струму необхідно знати значення ударного струму короткого замикання, для чого й проводиться розрахунок струмів КЗ

Розрахувавши значення всіх необхідних величин можна починати обирати нове чи перевіряти встановлене обладнання для станцій та підстанцій.

Наприклад, візьмемо вимикач, встановлений на підстанції “Броварська” на стороні 330 кВ - ВВБ-330Б-35,5-2000. Його номінальна напруга – 330 кВ, допустимий робочий струм до 2000 А. Допустимий максимальний струм

відключення складає 35,5 кА. Відповідно до розрахунків (дивись пункт 2.3.10) ударний струм на шинах 330 кВ складає 13,477 кА, що входить в допустимі межі роботи даного вимикача і тому його доцільно використовувати на даній підстанції. Інше електричне обладнання обирається чи перевіряється так само.

Висновки

В даному розділі було описано схему електричних з'єднань електричної підстанції “Броварська”, як фрагменту досліджуваної електричної мережі 330 кВ. Також була проведена характеристика силового обладнання, вимірювальної техніки, комутаційної апаратури і релейного захисту та протиаварійної автоматики даної підстанції. Створення математичної моделі підстанції (дивись рисунок 2.5) та розрахунок струму короткого замикання на шинах підстанції (дивись підпункт 2.3.10) дало змогу перевірити встановлене обладнання на надійність роботи. Перевірка виявилася успішною, що підтвердило правильність вибору електричного ПС.

					141.6103.003.ДБ	Лист
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 МОДЕЛЮВАННЯ І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Розрахункова модель електричної мережі 330 кВ в середовищі PowerFactory

За допомогою програмного комплексу PowerFactory була створена модель електричної мережі 330 кВ для виконання необхідних розрахунків (рисунок 3.1).

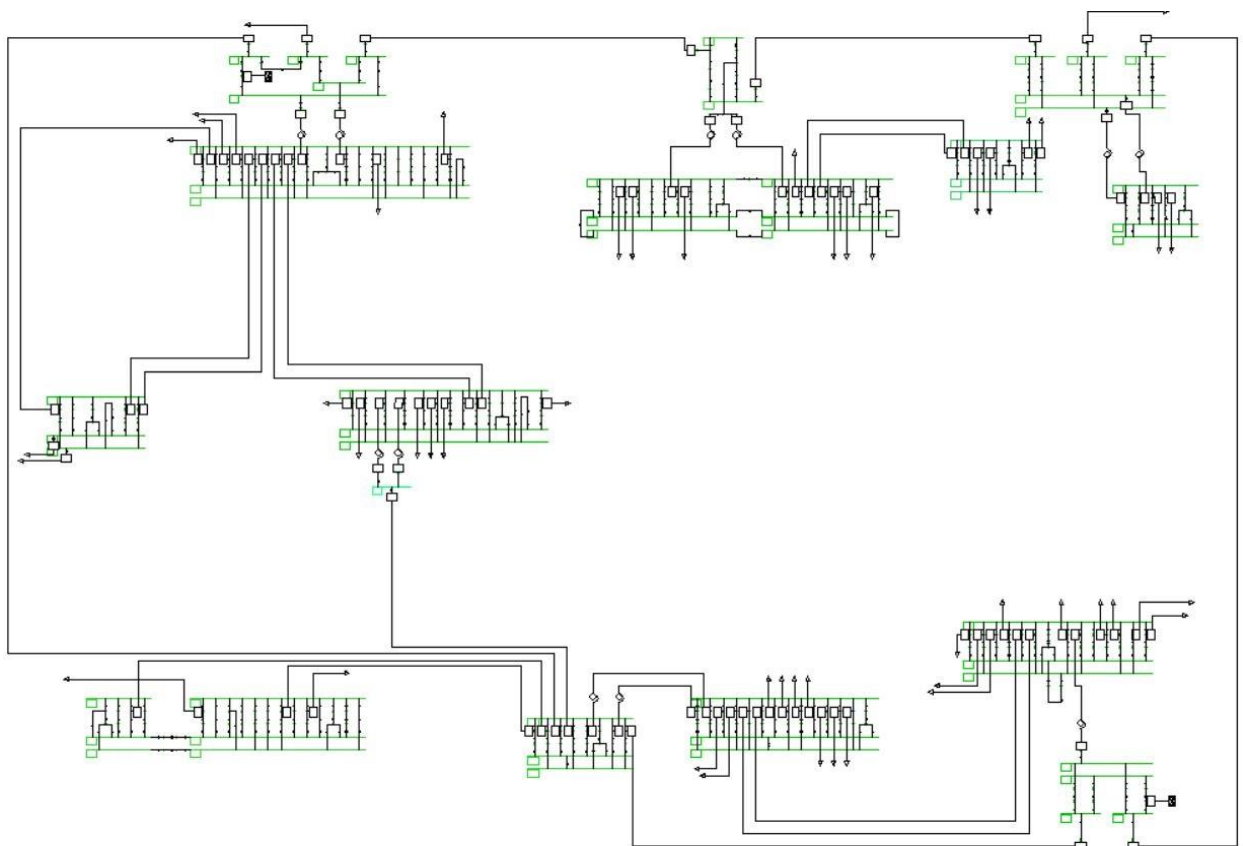


Рисунок 3.1 – Розрахункова модель мережі

На даному фрагменті зображено шини електричних підстанцій 330 та 110 кВ, силові автотрансформатори, високовольтні лінії електропередачі, комутаційна апаратура та навантаження. Автотрансформатори на схемі зображено як на рисунку 3.2. Паспортні дані силових трансформаторів системи наведено в таблиці 3.1.

					141.6103.003.ДБ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розроб.		Канабас Д.С.			Моделювання і аналіз усталених режимів роботи електричної мережі	Літ.	Арк.	Акрушів	
Перевір.		Хоменко О.В.					44	11	
Н. Контр.		Настенко Д.В.				КПІ ім. Ігоря Сікорсько ФЕА, гр.ЕК-г61-1			
Затверд.		Толочко О.І.							

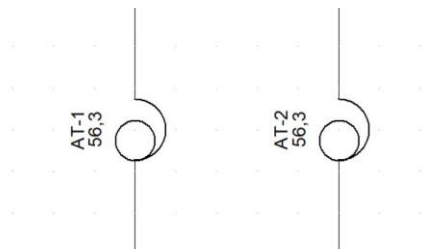


Рисунок 3.2 – Позначення автотрансформаторів в PowerFactory

На рисунку 3.3 зображено позначення навантаження

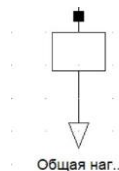


Рисунок 3.3 – Позначення навантаження в PowerFactory

Таблиця 3.1 – Паспортні дані силових трансформаторів підстанцій

системи

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$ обмотки, кВ		U_k , %	$P_{\text{к.з.}}$, кВт	$I_{\text{х.х.}}$, %	$P_{\text{х.х.}}$, кВт
		ВН	НН				
АТДЦТН- 200000/330/110-У1	200	330	115	11	290	0,45	85
АТДЦТН-250000/330/110- У1	250	330	115	10,5	450	0,2	105

ДЦ – примусова циркуляція повітря та масла з ненаправленим потоком масла;

А – автотрансформатор;

Н – з влаштованим РПН;

Т – трифазний;

Т – трьохобмотковий.

Схему двох робочих систем шин з однією обхідною (110 кВ) зображено на рисунку 3.4, на якому також присутні вимикачі та роз'єднувачі, робочі положення яких вказані на рисунку 3.5.

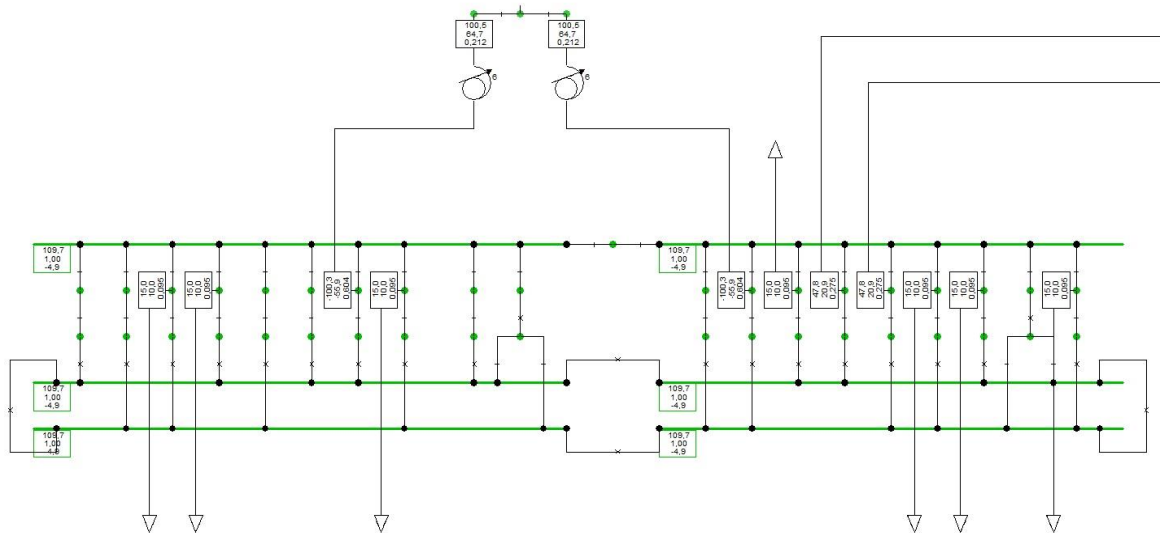


Рисунок 3.6 – Фрагмент схеми після розрахунку усталеного режиму

Після проведення розрахунку на графічній схемі (рисунок 3.6) попередньо позначаються величини напруг на робочих шинах підстанції, при чому самі шини зафарбовуються відповідними кольорами в залежності від рівня відхилення від номінальних значень. Позначення вказані на рисунку 3.7.



Рисунок 3.7 – Графічне позначення завантаження в PowerFactory

Як видно на рисунку, всі шини мають допустимий рівень напруги без значних відхилень і зафарбовані зеленим кольором. Результати розрахунків усталеного режиму наведено на рисунках 3.8, 3.9 та 3.10.

Расчет УР					Шины/Терминалы				
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл.					Автоматическая адаптация модели сходимости				
АРНТ РПН					Макс. допустимая погрешность УР для				
Учитывать пределы реакт. мощности					Узлов				
					Уравнений модели				
Да					Нет				
Нет					1,00 kVA				
					0,10 %				
Сеть: Grid					Стадии сист.: Grid				
					Исследование: Исследование				
					Прил.: / 1				
Ном.	Напр.	Напр. шин	Актив.	Реактив.	Мощн.	Ток	Загрузка	Доп. данные	
[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[kA]	[%]		
Terminal	330,00	1,00	330,00	-0,00					
Terminal(1)	110,00	1,02	111,81	-3,66					
Терминал(33)	330,00	0,99	326,08	-3,51					
Терминал(93)	110,00	1,00	110,35	-4,72					
Терминал(108)	330,00	0,99	327,03	-3,20					
Терминал(127)	110,00	0,99	109,30	-5,89					
Терминал(158)	330,00	0,98	321,92	-3,96					
Терминал(165)	330,00	0,99	326,29	-1,60					
Терминал(184)	330,00	1,00	330,00	-3,63					
Терминал(212)	110,00	1,00	109,70	-4,93					
Терминал(260)	110,00	0,98	108,03	-6,13					
Терминал(210)	110,00	1,00	110,25	-7,55					
Терминал(309)	110,00	1,00	109,55	-7,56					
Терминал(340)	110,00	1,00	110,39	-6,62					

Рисунок 3.8 – Результати розрахунків по шинах підстанцій мережі

Расчет УР					Сводка по Сети				
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. АРНТ РПН				Автоматическая адаптация модели сходимости				Нет	
Учитывать пределы реакт. мощности				Да	Макс. допустимая погрешность УР для				1,00 kVA
				Нет	Узлов				0,10 %
				Уравнений модели					
Сеть: Grid		Стадии сист.: Grid			Исследование: Исследование			Прил.: / 1	
Сеть: Grid		Summary							
Число подстанций	0	Кол-во Шин	53	Кол-во Терминалов	310	Кол-во Линий	17		
число 2-обм. Т.	11	число 3-обм. Т.	0	Число синх. машин	0	Число асинх. машин	0		
Кол-во Нагрузок	48	Число поперечных КУ	0	Кол. SVS	0				
Генерация	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA					
Из внешней сети	=	1510,08 MW	722,87 Mvar	1674,18 MVA					
Потокообмен Сети	=	0,00 MW	0,00 Mvar						
Нагр. P(U)	=	1490,00 MW	690,00 Mvar	1642,01 MVA					
Нагр. P(Un)	=	1490,00 MW	690,00 Mvar	1642,01 MVA					
Нагр. P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar						
Двиг. Нагр.	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA					
Потери	=	20,08 MW	32,87 Mvar						
Заряд. мощ-ть ЛЭП	=		-141,01 Mvar						
Компенсация инд.	=		0,00 Mvar						
Компенсация емк.	=		0,00 Mvar						
Уст. мощ-ть генерации	=	0,00 MW							
Вращающийся резерв	=	0,00 MW							
Обобщ. коэф.мощ-ти:									
Генерация	=	0,00 [-]							
Нагр./Двиг.	=	0,91 / 0,00 [-]							

Рисунок 3.9 – Загальні розрахунки по мережі

Відповідно до рисунку 3.9, загальне навантаження мережі складає 1674,18 МВА, з яких 32,17 МВА є втратами на нагрів та розсіювання в атмосферу. Зарядна потужність ЛЕП складає 141,01 МВАр.

Завантаження ліній та трансформаторів на допустимому рівні (рисунок 3.10) та не перевищують норм.

Расчет УР					Гранич. элементы			
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. АРНТ РПН					Автоматическая адаптация модели сходимости			
Учитывать пределы реакт. мощности					Макс. допустимая погрешность УР для Узлов			
					Уравнений модели			
					Нет			
					1,00 kVA			
					0,10 %			
Сеть: Grid		Стадии сист.: Grid		Исследование: Исследование		Прил.:		/ 24
Имя	Тип	Загрузка [%]	Шина	Актив. Мощн. [MW]	Реактив. Мощн. [Mvar]	Коэф. Мощн. [-]	Ток [kA]	[р.у.]
Линия	Lne	8,38	Терминал(52)	10,399	5,201	0,89	0,021	0,021
			Терминал(67)	-30,054	-15,003	-0,89	0,059	0,084
			Терминал(111)	30,096	1,984	1,00	0,053	0,075
Линия(1)	Lne	8,35	Терминал(113)	29,988	1,929	1,00	0,053	0,075
			Терминал(42)	-29,946	-14,997	-0,89	0,059	0,084
Линия(10)	Lne	66,53	Терминал(181)	-527,105	-85,159	-0,99	0,945	0,665
			Терминал(7)	530,698	85,249	0,99	0,940	0,662
Линия(11)	Lne	37,89	Терминал(196)	-134,933	265,390	-0,45	0,521	0,367
			Терминал(125)	135,720	-272,828	0,45	0,538	0,379
Линия(12)	Lne	8,41	Терминал(296)	2,831	8,640	0,31	0,048	0,079
			Терминал(330)	-2,814	-9,238	-0,29	0,051	0,084
Линия(13)	Lne	38,79	Терминал(246)	47,800	20,892	0,92	0,275	0,387
			Терминал(266)	-47,500	-20,000	-0,92	0,275	0,388
Линия(14)	Lne	38,79	Терминал(248)	47,800	20,892	0,92	0,275	0,387
			Терминал(264)	-47,500	-20,000	-0,92	0,275	0,388
Линия(15)	Lne	11,45	Терминал(288)	4,824	6,460	0,60	0,042	0,108
			Терминал(318)	-4,795	-6,989	-0,57	0,045	0,115
Линия(16)	Lne	20,81	Терминал(200)	23,615	-164,779	0,14	0,296	0,208
			Терминал(201)	-23,076	138,860	-0,16	0,246	0,173
Линия(2)	Lne	42,85	Терминал(163)	48,414	12,461	0,97	0,258	0,427
			Терминал(144)	-47,780	-11,225	-0,97	0,259	0,429
Линия(3)	Lne	71,75	Терминал(115)	-574,027	39,505	-1,00	1,016	0,715
			Терминал(5)	581,328	-34,869	1,00	1,019	0,718
Линия(4)	Lne	15,40	Терминал(60)	14,543	3,067	0,98	0,077	0,150
			Терминал(96)	-14,420	-4,185	-0,96	0,079	0,154
Линия(5)	Lne	34,53	Терминал(15)	38,048	13,207	0,94	0,208	0,344
			Терминал(104)	-37,790	-12,908	-0,95	0,209	0,345
Линия(6)	Lne	34,53	Терминал(16)	38,048	13,207	0,94	0,208	0,344
			Терминал(106)	-37,790	-12,908	-0,95	0,209	0,345
Линия(7)	Lne	42,85	Терминал(161)	48,414	12,461	0,97	0,258	0,427
			Терминал(146)	-47,780	-11,225	-0,97	0,259	0,429
Линия(8)	Lne	36,87	Терминал(158)	-114,678	-90,320	-0,79	0,262	0,369
			Терминал(117)	115,339	83,734	0,81	0,252	0,354
Линия(9)	Lne	41,01	Терминал(174)	326,134	-44,319	0,99	0,582	0,410
			Терминал(198)	-323,959	29,186	-1,00	0,577	0,407
АТ	Tr2	65,60	Терминал(9)	149,029	68,451	0,91	0,287	0,656
			Терминал(29)	-148,734	-56,701	-0,93	0,822	0,655
АТ(1)	Tr2	65,60	Терминал(8)	149,029	68,451	0,91	0,287	0,656
			Терминал(17)	-148,734	-56,701	-0,93	0,822	0,655
АТ(2)	Tr2	37,41	Терминал(160)	57,339	45,160	0,79	0,131	0,374
			Терминал(134)	-57,220	-41,275	-0,81	0,373	0,371
АТ(3)	Tr2	37,41	Терминал(159)	57,339	45,160	0,79	0,131	0,374
			Терминал(136)	-57,220	-41,275	-0,81	0,373	0,371
АТ(4)	Tr2	60,45	Терминал(258)	100,486	64,739	0,84	0,212	0,604
			Терминал(242)	-100,300	-55,892	-0,87	0,604	0,602
АТ(5)	Tr2	60,45	Терминал(259)	100,486	64,739	0,84	0,212	0,604
			Терминал(231)	-100,300	-55,892	-0,87	0,604	0,602
АТ(6)	Tr2	75,09	Терминал(211)	158,009	101,338	0,84	0,328	0,751
			Терминал(298)	-157,656	-86,099	-0,88	0,941	0,750
АТ(7)	Tr2	75,82	Терминал(123)	131,442	72,838	0,87	0,265	0,758
			Терминал(312)	-131,195	-59,386	-0,91	0,759	0,756
АТ(8)	Tr2	75,82	Терминал(119)	131,442	72,838	0,87	0,265	0,758
			Терминал(314)	-131,195	-59,386	-0,91	0,759	0,756
АТ-1	Tr2	56,31	Терминал(179)	100,172	47,796	0,90	0,197	0,563
			Терминал(343)	-100,000	-40,000	-0,93	0,563	0,561
АТ-2	Tr2	56,31	Терминал(178)	100,172	47,796	0,90	0,197	0,563
			Терминал(345)	-100,000	-40,000	-0,93	0,563	0,561

Рисунок 3.10 – Розрахунки по лініям та трансформаторам

Змінимо навантаження у вузлах, показаних на рисунку 3.11 та проведемо повторний розрахунок. Навантаження у даних вузлах на момент першого розрахунку складало 15 МВт і 10 МВАр, які збільшили в два рази.

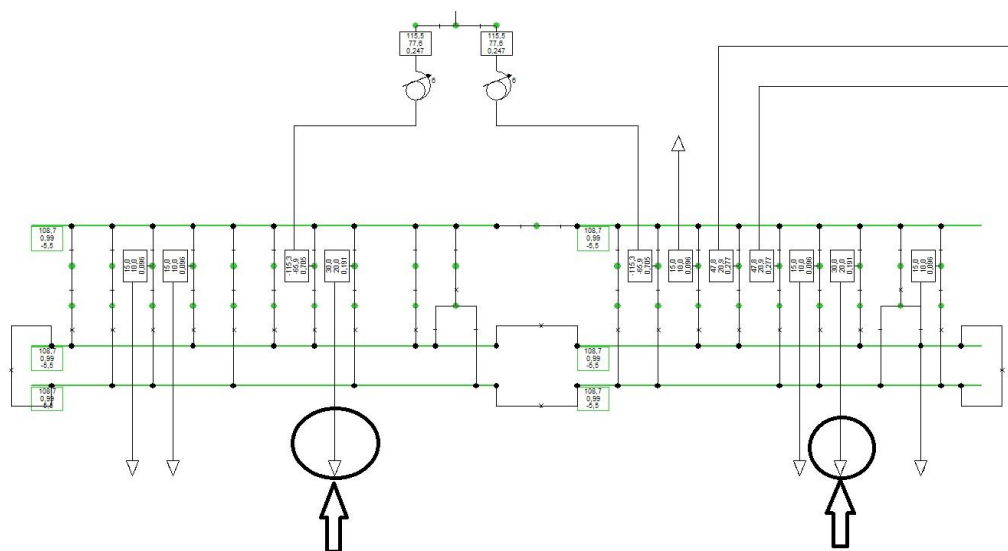


Рисунок 3.11 – Фрагмент схеми зі зміненим навантаженням

Як результат, напруга на шинах даної підстанції зменшилася з 109,7 кВ до 108,7 кВ (рисунок 3.13) а також напруга знизилась на суміжних підстанціях в межах 0-0,8 кВ, а втрати в мережі зросли на 4,24 МВА (рисунок 3.12).

Расчет УР				Сводка по Сети			
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. АРНТ РПН				Автоматическая адаптация модели сходимости			
Учитывать пределы реакт. мощности				Макс. допустимая погрешность УР для Узлов			
Нет				Уравнений модели			
				Нет			
				1,00 kVA			
				0,10 %			
Сеть: Grid		Стадии сист.: Grid		Исследование: Исследование		Прил.: / 1	
Сеть: Grid		Summary					
Число подстанций	0	Кол-во Шин	53	Кол-во Терминалов	310	Кол-во Линий	17
число 2-обм. Т.	11	число 3-обм. Т.	0	Число синх. машин	0	Число асинх. машин	0
Кол-во Нагрузок	48	Число поперечных КУ	0	Кол. SVS	0		
Генерация	= 0,00 MW	0,00 Mvar		0,00 MVA			
Из внешней сети	= 1540,70 MW	751,16 Mvar		1714,06 MVA			
Потокообмен Сети	= 0,00 MW	0,00 Mvar					
Нагр. P(U)	= 1520,00 MW	710,00 Mvar		1677,65 MVA			
Нагр. P(Un)	= 1520,00 MW	710,00 Mvar		1677,65 MVA			
Нагр. P(Un-U)	= 0,00 MW	0,00 Mvar					
Двиг. Нагр.	= 0,00 MW	0,00 Mvar		0,00 MVA			
Потери	= 20,70 MW	41,16 Mvar					
Заряд. мощ-ть ЛЭП	=	-140,92 Mvar					
Компенсация инд.	=	0,00 Mvar					
Компенсация емк.	=	0,00 Mvar					
Уст. мощ-ть генерации	= 0,00 MW						
Вращающийся резерв	= 0,00 MW						
Обобщ. коэф.мощ-ти:							
Генерация	= 0,00 [-]						
Нагр./Двиг.	= 0,91 / 0,00 [-]						

Рисунок 3.12 – Нові загальні значення розрахунків по мережі

Расчет УР							Шины/Терминалы	
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. АРНТ РПН Да							Автоматическая адаптация модели сходимости Нет	
Учитывать пределы реакт. мощности Нет							Макс. допустимая погрешность УР для Узлов 1,00 kVA	
							Уравнений модели 0,10 %	
Сеть: Grid			Стадии сист.: Grid			Исследование: Исследование		Прил.: / 1
Ном. Напр. [kV]	Напр. [p.u.]	Напр. шин [kV]	Актив. Мощн. [deg]	Реактив. Мощн. [MW]	Мощн. коэф. [-]	Ток [kA]	Загрузка [%]	Доп. данные
Terminal 330,00	1,00	330,00	-0,00					
Терминал(10) 110,00	1,02	111,81	-3,67					
Терминал(33) 330,00	0,99	326,08	-3,53					
Терминал(93) 110,00	1,00	110,35	-4,72					
Терминал(108) 330,00	0,99	327,03	-3,23					
Терминал(127) 110,00	0,99	109,29	-5,90					
Терминал(158) 330,00	0,98	321,92	-3,98					
Терминал(165) 330,00	0,99	325,82	-1,67					
Терминал(175) 330,00	0,98	324,96	-3,35					
Терминал(184) 330,00	1,00	330,00	-3,67					
Терминал(212) 110,00	0,99	108,75	-5,53					
Терминал(260) 110,00	0,97	107,07	-6,76					
Терминал(210) 110,00	1,00	110,24	-7,59					
Терминал(309) 110,00	1,00	109,55	-7,59					
Терминал(340) 110,00	1,00	110,30	-6,68					

Рисунок 3.13 – Нові результати розрахунків на шинах підстанцій

Значення завантажень робочого обладнання майже не змінилось, тобто система продовжила працювати в нормальному режимі.

3.4 Моделювання післяаварійних режимів роботи електричної мережі

Електричні мережі в будь-який момент можуть вийти з нормального режиму роботи через якусь аварію, але більша частина мережі на це розрахована і в них передбачене резервне живлення від інших систем на час проведення ремонтних робіт. Режим роботи після виникнення короткого замикання чи іншої аварії називають післяаварійним.

Змоделюємо на досліджуваній підстанції ситуацію, коли відбулося коротке замикання на одній з обмоток силового автотрансформатора АТ-1, після чого спрацював релейний захист та відключив цей трансформатор (схема показана на рисунку 3.14).

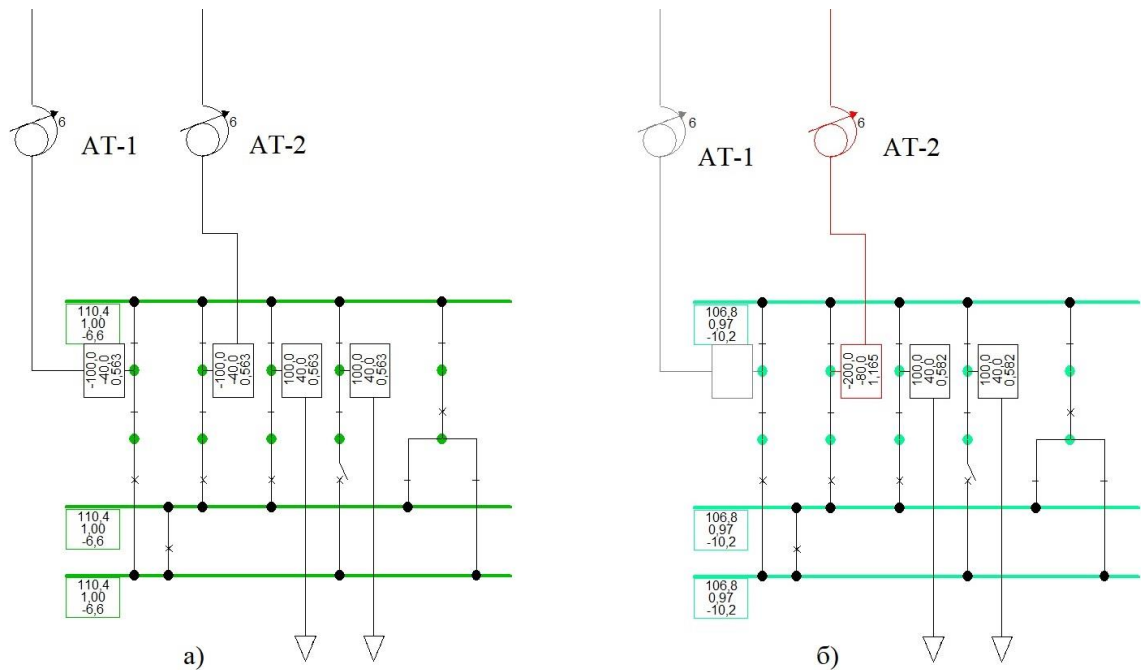


Рисунок 3.14 – Модель схеми (а) до та (б) після відключення трансформатора АТ-1

Як видно на схемі, автотрансформатор АТ-1 відключено, але підстанція продовжує свою роботу за рахунок того, що все навантаження пішло на АТ-2 і його завантаження склало 116,24 % (рисунок 3.16).

Расчет УР				Сводка по Сети						
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл.				Автоматическая адаптация модели сходимости				Нет		
АРНТ РПН				Да				Макс. допустимая погрешность УР для		
Учитывать пределы реакт. мощности				Нет				Узлов		1,00 kVA
								Уравнений модели		0,10 %
Сеть: Grid		Стадии сист.: Grid		Исследование: Исследование				Прил.:		/ 1
Сеть: Grid		Summary								
Число подстанций	0	Кол-во Шин	53	Кол-во Терминалов	310	Кол-во Линий	17			
число 2-обм. Т.	10	число 3-обм. Т.	0	Число синх. машин	0	Число асинх. машин	0			
Кол-во Нагрузок	48	Число поперечных КУ	0	Кол. SVS	0					
Генерация	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA						
Из внешней сети	=	1510,29 MW	738,18 Mvar	1681,03 MVA						
Потокообмен Сети	=	0,00 MW	0,00 Mvar							
Нагр. P(U)	=	1490,00 MW	690,00 Mvar	1642,01 MVA						
Нагр. P(Un)	=	1490,00 MW	690,00 Mvar	1642,01 MVA						
Нагр. P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar							
Двиг. Нагр.	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA						
Потери	=	20,29 MW	48,18 Mvar							
Заряд. мощ-ть ЛЭП	=		-141,83 Mvar							
Компенсация инд.	=		0,00 Mvar							
Компенсация емк.	=		0,00 Mvar							
Уст. мощ-ть генерации	=	0,00 MW								
Вращающийся резерв	=	0,00 MW								
Обобщ. коэф.мощ-ти:										
Генерация	=	0,00 [-]								
Нагр./Двиг.	=	0,91 / 0,00 [-]								

Рисунок 3.15 – Загальна інформація по системі у післяаварійному режимі роботи

Расчет УР					Гранич. элементы				
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. АРНТ РПН					Автоматическая адаптация модели сходимости				
Учитывать пределы реакт. мощности					Макс. допустимая погрешность УР для Узлов Уравнений модели				
Да					Нет				
Нет					1,00 kVA 0,10 %				
Сеть: Grid			Стадии сист.: Grid			Исследование: Исследование			Прил.: / 1
Имя	Тип	Загрузка [%]	Шина	Актив. Мощн. [МВт]	Реактив. Мощн. [Мвар]	Коэф. Мощн. [-]	Ток [кА]	[р.у.]	
Линия	Lne	8,38	Терминал(52)	10,399	5,201	0,89	0,021	0,021	
Линия(1)	Lne	8,35	Терминал(67)	-30,054	-15,003	-0,89	0,059	0,084	
			Терминал(111)	30,096	1,984	1,00	0,053	0,075	
Линия(10)	Lne	66,68	Терминал(113)	29,988	1,929	1,00	0,053	0,075	
			Терминал(42)	-29,946	-14,997	-0,89	0,059	0,084	
Линия(11)	Lne	37,90	Терминал(181)	-527,076	-91,369	-0,99	0,947	0,667	
			Терминал(7)	530,683	91,529	0,99	0,942	0,663	
Линия(12)	Lne	8,41	Терминал(196)	-135,137	265,447	-0,45	0,521	0,367	
			Терминал(125)	135,925	-272,882	0,45	0,538	0,379	
Линия(13)	Lne	38,81	Терминал(296)	2,827	8,640	0,31	0,048	0,079	
			Терминал(330)	-2,810	-9,238	-0,29	0,051	0,084	
Линия(14)	Lne	38,81	Терминал(246)	47,800	20,893	0,92	0,275	0,387	
			Терминал(266)	-47,500	-20,000	-0,92	0,276	0,388	
Линия(15)	Lne	11,45	Терминал(248)	47,800	20,893	0,92	0,275	0,387	
			Терминал(264)	-47,500	-20,000	-0,92	0,276	0,388	
Линия(16)	Lne	21,91	Терминал(288)	4,821	6,461	0,60	0,042	0,108	
			Терминал(318)	-4,791	-6,991	-0,57	0,045	0,115	
Линия(2)	Lne	42,86	Терминал(200)	23,467	-173,476	0,13	0,311	0,219	
			Терминал(201)	-22,864	147,860	-0,15	0,262	0,184	
Линия(3)	Lne	71,78	Терминал(163)	48,423	12,460	0,97	0,258	0,427	
			Терминал(144)	-47,789	-11,223	-0,97	0,259	0,429	
Линия(4)	Lne	15,40	Терминал(115)	-574,222	39,557	-1,00	1,016	0,716	
			Терминал(5)	581,527	-34,899	1,00	1,019	0,718	
Линия(5)	Lne	34,53	Терминал(60)	14,543	3,067	0,98	0,077	0,150	
			Терминал(96)	-14,420	-4,185	-0,96	0,079	0,154	
Линия(6)	Lne	34,53	Терминал(15)	38,048	13,207	0,94	0,208	0,344	
			Терминал(104)	-37,790	-12,908	-0,95	0,209	0,345	
Линия(7)	Lne	42,86	Терминал(16)	38,048	13,207	0,94	0,208	0,344	
			Терминал(106)	-37,790	-12,908	-0,95	0,209	0,345	
Линия(8)	Lne	36,87	Терминал(161)	48,423	12,460	0,97	0,258	0,427	
			Терминал(146)	-47,789	-11,223	-0,97	0,259	0,429	
Линия(9)	Lne	40,93	Терминал(158)	-114,661	-90,323	-0,79	0,262	0,369	
			Терминал(117)	115,321	83,736	0,81	0,252	0,354	
АТ	Tr2	65,60	Терминал(174)	326,104	-38,123	0,99	0,581	0,409	
			Терминал(198)	-323,935	22,994	-1,00	0,577	0,406	
АТ(1)	Tr2	65,60	Терминал(9)	149,038	68,451	0,91	0,287	0,656	
			Терминал(29)	-148,743	-56,700	-0,93	0,822	0,655	
АТ(2)	Tr2	37,41	Терминал(8)	149,038	68,451	0,91	0,287	0,656	
			Терминал(17)	-148,743	-56,700	-0,93	0,822	0,655	
АТ(3)	Tr2	37,41	Терминал(160)	57,330	45,161	0,79	0,131	0,374	
			Терминал(134)	-57,211	-41,277	-0,81	0,373	0,371	
АТ(4)	Tr2	60,47	Терминал(159)	57,330	45,161	0,79	0,131	0,374	
			Терминал(136)	-57,211	-41,277	-0,81	0,373	0,371	
АТ(5)	Tr2	60,47	Терминал(258)	100,486	64,746	0,84	0,212	0,605	
			Терминал(242)	-100,300	-55,893	-0,87	0,605	0,602	
АТ(6)	Tr2	75,08	Терминал(259)	100,486	64,746	0,84	0,212	0,605	
			Терминал(231)	-100,300	-55,893	-0,87	0,605	0,602	
АТ(7)	Tr2	75,82	Терминал(211)	158,002	101,339	0,84	0,328	0,751	
			Терминал(298)	-157,648	-86,101	-0,88	0,941	0,750	
АТ(8)	Tr2	75,82	Терминал(123)	131,446	72,838	0,87	0,265	0,758	
			Терминал(312)	-131,199	-59,385	-0,91	0,759	0,756	
АТ-2	Tr2	116,24	Терминал(119)	131,446	72,838	0,87	0,265	0,758	
			Терминал(314)	-131,199	-59,385	-0,91	0,759	0,756	
			Терминал(178)	200,469	110,482	0,88	0,407	1,162	
			Терминал(345)	-200,000	-79,999	-0,93	1,165	1,160	

Рисунок 3.16 – Інформація по завантаженню ліній та трансформаторів у післяаварійному режимі роботи

При цьому напруга на шинах 110 кВ даної підстанції зменшилася від 110,4 кВ до 106,8 кВ, але не вийшла за межі дозволеного рівня напруги (менша на 2,9 % від номінальної). Відповідно до результатів (рисунок 3.15) в мережі збільшилося значення втрат на 6,854 МВА і наразі складають 39,02 МВА (було 32,17 МВА). Значення навантаження на інші трансформатори та лінії не змінилось.

Тепер змодельюємо ситуацію, коли на одній з ліній електропередач сталося коротке замикання і релейний захист відключив її від роботи. Візьмемо лінію 330 кВ, що сполучає підстанції “ТпГРЕС” та “Ново-Київська” (дивись рисунок 3.17). Проведемо розрахунок усталеного режиму.

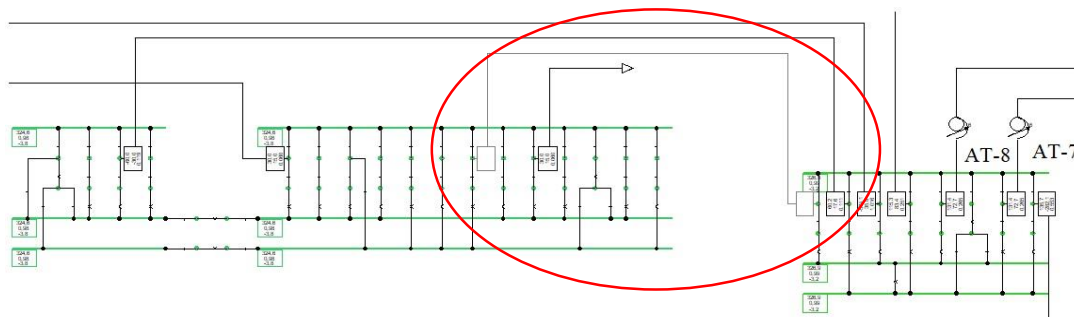


Рисунок 3.17 – Схема мережі при відключеній ЛЕП 330 кВ

Расчет УР				Сводка по Сети			
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. АРНТ РПН				Автоматическая адаптация модели сходимости			
Учитывать пределы реакт. мощности				Макс. допустимая погрешность УР для Узлов			
				Уравнений модели			
Сеть: Grid				Исследование: Исследование			
Стадии сист.: Grid				Прил.: / 1			
Сеть: Grid				Summary			
Число подстанций	0	Кол-во Шин	53	Кол-во Терминалов	310	Кол-во Линий	16
Число 2-обм. Т.	11	Число 3-обм. Т.	0	Число синх. машин	0	Число асинх. машин	0
Кол-во Нагрузок	48	Число поперечных КУ	0	Кол. SVS	0		
Генерация	= 0,00 MW		0,00 Mvar		0,00 MVA		
Из внешней сети	= 1510,23 MW		736,82 Mvar		1680,39 MVA		
Потокообмен сети	= 0,00 MW		0,00 Mvar				
Нагр. P(U)	= 1490,00 MW		690,00 Mvar		1642,01 MVA		
Нагр. P(Un)	= 1490,00 MW		690,00 Mvar		1642,01 MVA		
Нагр. P(Un-U)	= 0,00 MW		0,00 Mvar				
Двиг. Нагр.	= 0,00 MW		0,00 Mvar		0,00 MVA		
Потери	= 20,23 MW		46,82 Mvar				
Заряд. мощ-ть ЛЭП	=		-127,72 Mvar				
Компенсация инд.	=		0,00 Mvar				
Компенсация емк.	=		0,00 Mvar				
Уст. мощ-ть генерации	= 0,00 MW						
Вращающийся резерв	= 0,00 MW						
Обобщ. коэф.мощ-ти:							
Генерация	= 0,00 [-]						
Нагр./двиг.	= 0,91 / 0,00 [-]						

Рисунок 3.18 – Загальні результати розрахунків по мережі

Відповідно до розрахунків (рисунок 3.18) втрати системи зросли на 6,21 МВА відносно нормального режиму роботи повної схеми, а зарядна потужність ліній зменшилась до 127,72 МВАр (було 141,01 МВАр). Також зросло навантаження на Лінію 1 в два рази (відповідно до рисунку 3,19), так як вона паралельно відключеній сполучає підстанції “ТпГРЕС” та “Ново-Київська”. Окрім цього, напруга на шинах 330 кВ підстанції “ТпГРЕС” зменшилась на 1,5 кВ, але залишилась в допустимих межах. Значення напруг на шинах інших підстанцій майже не змінилось і система продовжила роботу у нормальному режимі.

Расчет УР					Гранич. элементы				
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл.					Автоматическая адаптация модели сходимости				
ДРНТ РН					Макс. допустимая погрешность УР для				
Учитывать пределы реакт. мощности					Уровн				
					Уравнений модели				
Сеть: Grid					Прил.: / 1				
Стадии сист.: Grid					Исследование: Исследование				
Имя	Тип	Загрузка [%]	Шина	Актив. Мощн. [МВт]	Реактив. Мощн. [Мвар]	Коэф. Мощн. [-]	Ток [кА]	[р.у.]	
Линия(1)	Lne	16,81	Терминал(52)	12,287	6,144	0,89	0,024	0,024	
			Терминал(113)	60,182	17,609	0,96	0,111	0,156	
Линия(10)	Lne	66,54	Терминал(42)	-60,000	-30,000	-0,89	0,119	0,168	
			Терминал(183)	-527,201	-85,141	-0,99	0,945	0,665	
Линия(11)	Lne	38,93	Терминал(7)	530,794	85,236	0,99	0,941	0,662	
			Терминал(196)	-134,852	274,858	-0,44	0,536	0,377	
Линия(12)	Lne	8,56	Терминал(125)	135,684	-282,097	0,43	0,553	0,389	
			Терминал(296)	2,810	8,825	0,30	0,049	0,080	
Линия(13)	Lne	38,79	Терминал(330)	-2,793	-9,420	-0,28	0,052	0,086	
			Терминал(246)	47,800	20,892	0,92	0,275	0,387	
Линия(14)	Lne	38,79	Терминал(266)	-47,500	-20,800	-0,92	0,275	0,388	
			Терминал(248)	47,800	20,892	0,92	0,275	0,387	
Линия(15)	Lne	11,66	Терминал(264)	-47,500	-20,800	-0,92	0,275	0,388	
			Терминал(288)	4,858	6,620	0,59	0,043	0,110	
Линия(16)	Lne	20,82	Терминал(318)	-4,827	-7,148	-0,56	0,045	0,117	
			Терминал(200)	23,709	-104,803	0,14	0,296	0,208	
Линия(2)	Lne	42,90	Терминал(201)	-23,170	138,885	-0,16	0,246	0,173	
			Терминал(163)	48,419	12,632	0,97	0,258	0,427	
Линия(3)	Lne	71,73	Терминал(144)	-47,784	-11,392	-0,97	0,260	0,429	
			Терминал(115)	-574,067	35,781	-1,00	1,016	0,715	
Линия(4)	Lne	15,40	Терминал(5)	581,366	-31,145	1,00	1,019	0,717	
			Терминал(60)	14,543	3,068	0,98	0,077	0,150	
Линия(5)	Lne	34,54	Терминал(96)	-14,420	-4,184	-0,96	0,079	0,154	
			Терминал(15)	38,048	13,207	0,94	0,208	0,344	
Линия(6)	Lne	34,54	Терминал(104)	-37,790	-12,908	-0,95	0,209	0,345	
			Терминал(16)	38,048	13,207	0,94	0,208	0,344	
Линия(7)	Lne	42,90	Терминал(106)	-37,790	-12,908	-0,95	0,209	0,345	
			Терминал(161)	48,419	12,632	0,97	0,258	0,427	
Линия(8)	Lne	36,83	Терминал(146)	-47,784	-11,392	-0,97	0,260	0,429	
			Терминал(158)	-114,670	-89,971	-0,79	0,261	0,368	
Линия(9)	Lne	41,02	Терминал(117)	115,329	83,385	0,81	0,251	0,354	
			Терминал(174)	326,229	-44,338	0,99	0,583	0,410	
AT	Tr2	65,63	Терминал(198)	-324,053	29,210	-1,00	0,578	0,407	
			Терминал(9)	149,035	68,634	0,91	0,287	0,656	
AT(1)	Tr2	65,63	Терминал(29)	-148,739	-56,873	-0,93	0,822	0,655	
			Терминал(8)	149,035	68,634	0,91	0,287	0,656	
AT(2)	Tr2	37,37	Терминал(17)	-148,739	-56,873	-0,93	0,822	0,655	
			Терминал(160)	57,335	44,986	0,79	0,131	0,374	
AT(3)	Tr2	37,37	Терминал(134)	-57,216	-41,108	-0,81	0,372	0,371	
			Терминал(159)	57,335	44,986	0,79	0,131	0,374	
AT(4)	Tr2	60,45	Терминал(136)	-57,216	-41,108	-0,81	0,372	0,371	
			Терминал(258)	100,486	64,739	0,84	0,212	0,604	
AT(5)	Tr2	60,45	Терминал(242)	-100,300	-55,892	-0,87	0,604	0,602	
			Терминал(259)	100,486	64,739	0,84	0,212	0,604	
AT(6)	Tr2	75,17	Терминал(231)	-100,300	-55,892	-0,87	0,604	0,602	
			Терминал(211)	158,022	101,718	0,84	0,329	0,752	
AT(7)	Tr2	75,80	Терминал(298)	-157,668	-86,445	-0,88	0,942	0,750	
			Терминал(123)	131,436	72,661	0,88	0,265	0,758	
AT(8)	Tr2	75,80	Терминал(312)	-131,190	-59,216	-0,91	0,759	0,756	
			Терминал(119)	131,436	72,661	0,88	0,265	0,758	
AT-1	Tr2	56,31	Терминал(314)	-131,190	-59,216	-0,91	0,759	0,756	
			Терминал(179)	100,172	47,796	0,90	0,197	0,563	
AT-2	Tr2	56,31	Терминал(343)	-100,000	-40,000	-0,93	0,563	0,561	
			Терминал(178)	100,172	47,796	0,90	0,197	0,563	
			Терминал(345)	-100,000	-40,000	-0,93	0,563	0,561	

Рисунок 3.19 – Завантаження трансформаторів та ЛЕП у післяаварійному режимі

Висновки

В даному розділі описано моделювання фрагменту електричної мережі 330 кВ в комплексі PowerFactory з розрахунками усталеного та післяаварійного режимів роботи. Згідно з розрахунками можна зробити висновок, що дана система спроможна підтримувати якість електроенергії під час відключення елементів мережі, що є одним з головних показників надійності електроенергії. Значення напруги не виходять за допустимі межі $\pm 10\%$ від номінального значення.

При відключенні одного з силових трансформаторів підстанції, його навантаження переходить на другий робочий трансформатор, завантаження якого склало 116,24%, що не перевищує 140%, що є допустимою величиною завантаження для силових трансформаторів на певний проміжок часу. Це ще раз підтверджує надійність передачі електроенергії споживачам.

4 МОДЕЛЮВАННЯ І АНАЛІЗ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

4.1 Види аварійних режимів

Аварійні режими в електричних мережах виникають дуже часто. Однією з найпоширеніших причин є виникнення короткого замикання на ЛЕП, але окрім неї існує багато інших причин виникнення аварій:

- Відключення джерел генерації електроенергії;
- Відключення ЛЕП (внаслідок механічного розриву, КЗ тощо);
- Відключення силових трансформаторів;
- Відключення цілих електричних підстанцій;
- Вихід з ладу обладнання внаслідок удару блискавки;
- Відключення обладнання внаслідок людського фактору тощо.

Часто аварійні ситуації виникають за рахунок невчасного зачищення трас ЛЕП від дерев, що часто розповсюджено в сільській місцевості. За рахунок дії сильного пориву вітру під час непогоди гілки дерев замикають кілька проводів ЛЕП від чого виникає коротке замикання (приклад зображено на рисунку 4.1). В залежності від величини гілки це КЗ може самоусунутись (в разі перегорання гілки) або ж перейти у стійке коротке замикання, через яке пристрої релейного захисту відключають лінію до приїзду на місце аварії ремонтної бригади.

					141.6103.003.ДБ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Канабас Д.С.			Моделювання і аналіз перехідних режимів в електричній мережі	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Хоменко О.В.					56	10
Н. Контр.		Настенко Д.В.						
Затверд.		Толочко О.І.				КПІ ім. Ігоря Сікорсько ФЕА, гр.ЕК-г61-1		



Рисунок 4.1 – Аварія внаслідок падіння дерева на кабелі ЛЕП

Також бувають ситуації, коли невчасно замінюється масло в трансформаторах, яке з протягом часу втрачає свої діелектричні властивості і внаслідок чого виникає коротке замикання між обмотками трансформатора (рисунок 4.2), яке може повністю знищити даний вид обладнання.



Рисунок 4.2 – Можливі наслідки короткого замикання в трансформаторі

Ситуацій виникнення аварійних режимів роботи в мережі може бути багато, тому на енергетичних об'єктах встановлюються протиаварійні засоби, які можуть знизити наслідки аварій до мінімуму.

4.2 Моделювання режимів при КЗ в елементах мережі

Для моделювання короткого замикання для початку виберемо шини, на яких буде створене КЗ (рисунок 4.1).

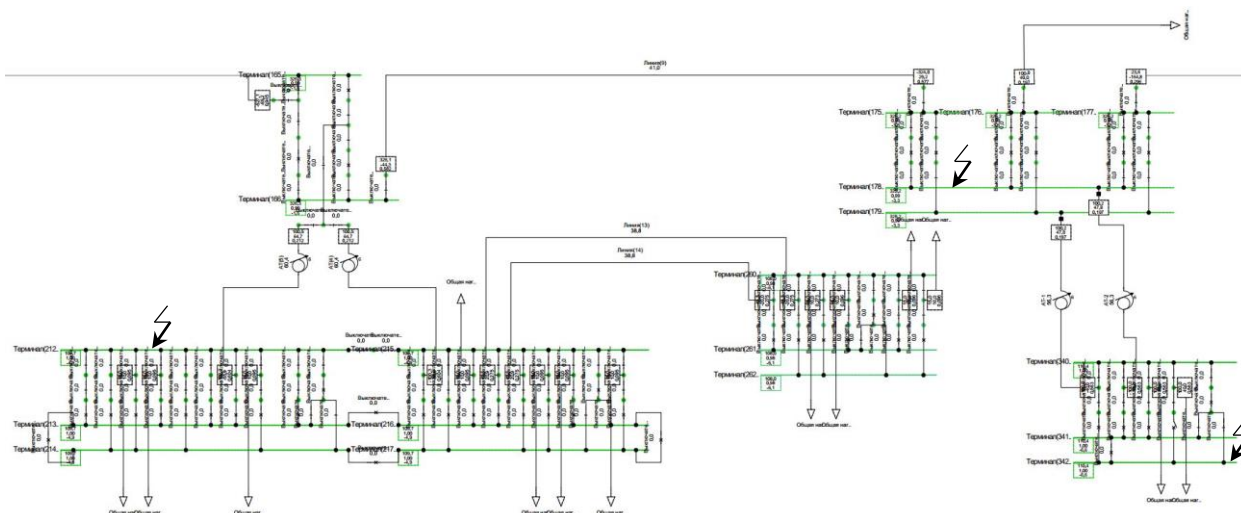


Рисунок 4.1 – Фрагмент схеми мережі для моделювання КЗ

В програмі PowerFactory є можливість дослідження перехідних режимів в реальному часі з можливістю виводу графіків. Змоделюємо однофазне КЗ на землю на шині №342. На рисунку 4.2 показано графік перехідного процесу по напрузі та струму КЗ.

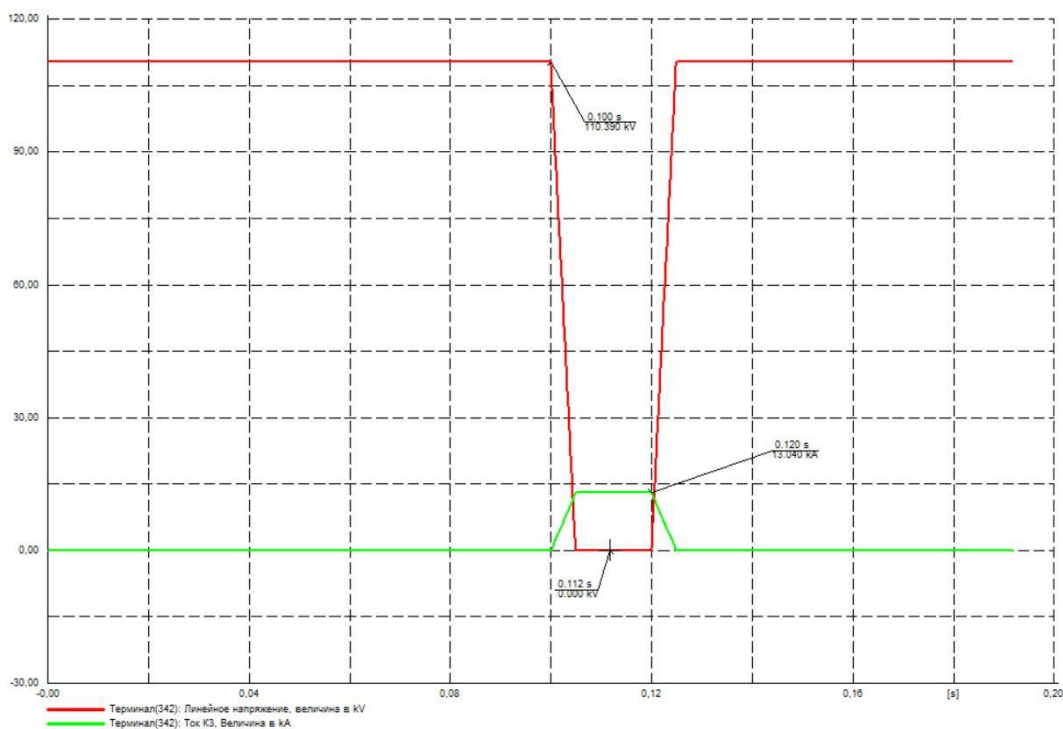


Рисунок 4.2 – Графік перехідного процесу при КЗ на шині №342

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

В нормальному режимі роботи величина напруги на шинах становить 110,390 кВ, а при виникненні короткого замикання значення напруги стрімко падає до нуля. Піковий струм КЗ становить 13,04 кА (див. рисунок 4.2). Після усунення КЗ система повертається до нормального режиму роботи.

Тепер проведемо трифазне коротке замикання на шині №212, перехідний процес якого зображено на рисунку 4.3.

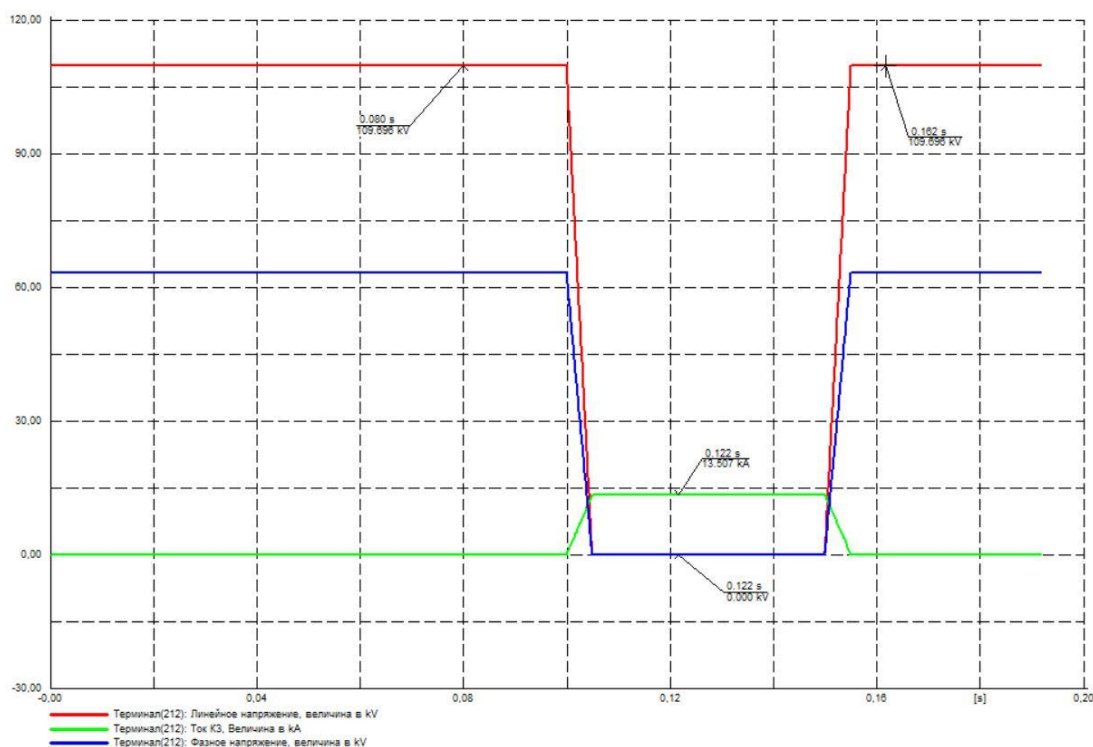


Рисунок 4.3 – Графік перехідного процесу при КЗ на шині №212

Як видно з рисунку початкове значення напруги на шині становило 109,696 кВ, яке знову ж таки стрімко зменшилося до нуля при КЗ. Піковий струм короткого замикання становить 13,507 кА. Так само, як і в попередньому випадку при усуненні КЗ система повертається до нормального режиму роботи.

Для останнього досліді візьмемо шину 330 кВ №178. Створимо на ній однофазне КЗ на землю, результати якого показані на рисунку 4.4. З графіку видно, що величина напруги в нормальному режимі роботи становить 325,207 кВ. Після виникнення КЗ напруга зменшується до нуля, що супроводжує зростання струму КЗ, максимальна величина якого становить 15,654 кА.

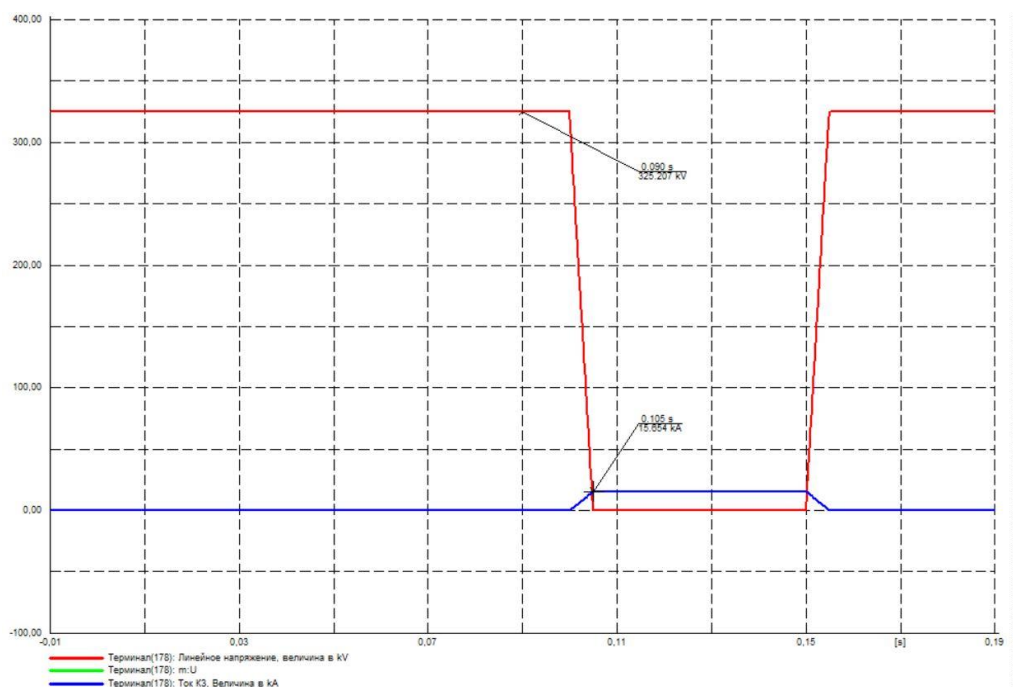


Рисунок 4.4 – Графік перехідного процесу при КЗ на шині №178
Після усунення КЗ система повертається до нормального режиму.

4.3 Моделювання режимів при суттєвих змінах навантаження у вузлах мережі

Візьмемо фрагмент схеми відмінний від попереднього (рисунок 4.5).

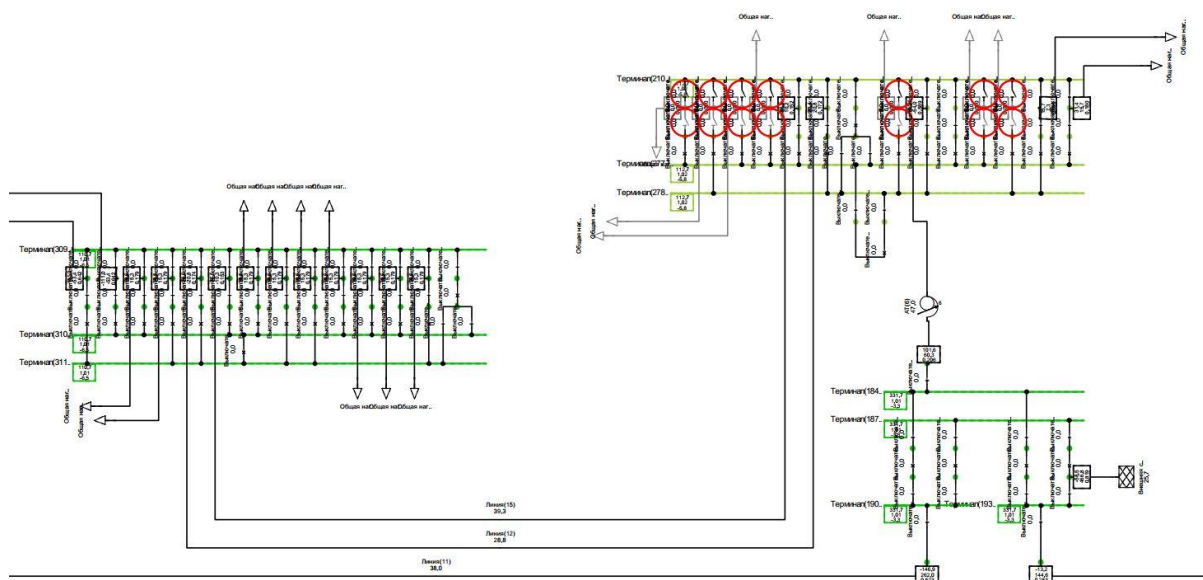


Рисунок 4.5 – Фрагмент схеми при суттєвій зміні навантаження

На схемі помічено вимикачі, які автоматично вимикаються внаслідок виникнення на аварій зі сторони споживачів. При чому аварії виникають через певний проміжок часу (0,1; 0,15; та 0,2 с).

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

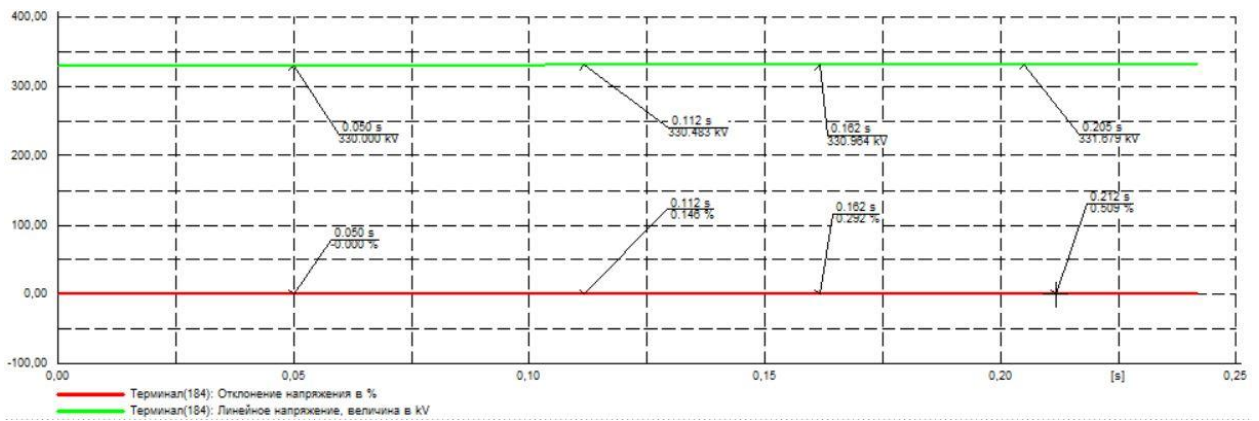


Рисунок 4.6 – Графік перехідного процесу на шині №184 при зміні навантаження

На рисунку 4.6 можна спостерігати графік зміни напруги та її відхилення від номіналу на шині №184 з раптовим відключенням навантаження. Напруга змінюється таким чином: 330,0 кВ → 330,483 кВ → 330,964 кВ → 331,679 кВ. Відхилення напруги склало 0,509 %, що входить в дозволені межі.

На стороні ж де саме сталося відключення (шина №210) ситуація відрізняється (див. рисунок 4.7).

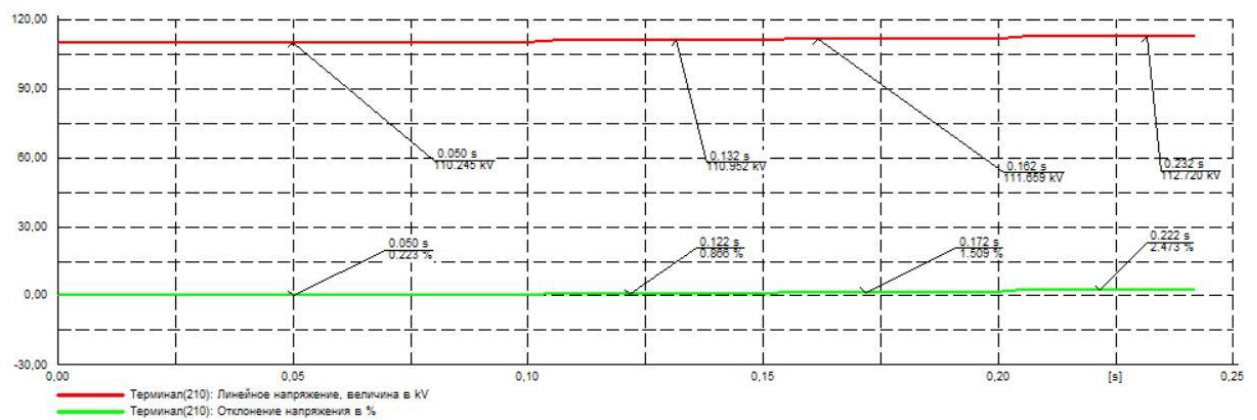


Рисунок 4.7 – Графік перехідного процесу на шині №210 при зміні навантаження

Напруга на шині змінюється наступним чином: 110,245 кВ → 110,952 кВ → 111,659 кВ → 112,720 кВ. Відхилення напруги змінилося на 2,25 % від попереднього і становить 2,473 % від номінального, що теж не виходить за допустимі межі, але це найбільше відхилення напруги з всіх шин підстанцій мережі (дивись рисунок 4.8).

Расчет начальных условий					Полный отчет по системе: Профили напряжения				
	Ном. U [kV]	Bus - [p.u.]	Напр. [kV]	[deg]	-10	-5	Напр. 0	Отклонение [%] +5	+10
Terminal	330,00	1,003	331,12	0,20					
Terminal(1)	330,00	1,003	331,12	0,20					
Терминал(10)	110,00	1,020	112,23	-3,43					
Терминал(108)	330,00	0,996	328,80	-2,86					
Терминал(109)	330,00	0,996	328,80	-2,86					
Терминал(11)	110,00	1,020	112,23	-3,43					
Терминал(110)	330,00	0,996	328,80	-2,86					
Терминал(12)	110,00	1,020	112,23	-3,43					
Терминал(158)	330,00	0,981	323,57	-3,64					
Терминал(165)	330,00	0,993	327,54	-1,37					
Терминал(166)	330,00	0,993	327,54	-1,37					
Терминал(177)	330,00	0,990	326,65	-3,03					
Терминал(178)	330,00	0,990	326,65	-3,03					
Терминал(179)	330,00	0,990	326,65	-3,03					
Терминал(184)	330,00	1,005	331,68	-3,31					
Терминал(187)	330,00	1,005	331,68	-3,31					
Терминал(190)	330,00	1,005	331,68	-3,31					
Терминал(193)	330,00	1,005	331,68	-3,31					
Терминал(210)	110,00	1,025	112,72	-5,77					
Терминал(260)	110,00	0,986	108,44	-5,91					
Терминал(261)	110,00	0,986	108,44	-5,91					
Терминал(262)	110,00	0,986	108,44	-5,91					
Терминал(277)	110,00	1,025	112,72	-5,77					
Терминал(278)	110,00	1,025	112,72	-5,77					
Терминал(309)	110,00	1,007	110,72	-6,49					
Терминал(310)	110,00	1,007	110,72	-6,49					
Терминал(311)	110,00	1,007	110,72	-6,49					
Терминал(33)	330,00	0,993	327,85	-3,17					
Терминал(34)	330,00	0,993	327,85	-3,17					
Терминал(340)	110,00	1,008	110,88	-6,35					
Терминал(341)	110,00	1,008	110,88	-6,35					
Терминал(342)	110,00	1,008	110,88	-6,35					
Терминал(35)	330,00	0,993	327,85	-3,17					
Терминал(53)	330,00	0,993	327,85	-3,17					
Терминал(93)	110,00	1,007	110,77	-4,49					

Рисунок 4.8 – Напряги на шинах підстанцій після зміни навантаження

При усталеному режимі роботи загальне навантаження мережі складало 1674,18 МВА, включаючи втрати 32,17 МВА (дивись рисунок 3.9). Після аварійного відключення навантаження навантаження системи зменшилося на 106,05 МВА, а значення втрат на 23,34 МВА (рисунок 4.9).

Расчет начальных условий					Сводка по всей Системе				
Генерация	=	0,00	MW	0,00	Mvar	0,00	MVA		
Из внешней сети	=	1421,40	MW	662,30	Mvar	1568,13	MVA		
Нагр. P(U)	=	1401,85	MW	648,99	Mvar	1544,79	MVA		
Нагр. P(Un)	=								
Нагр. P(Un-U)	=								
Двиг. Нагр.	=	0,00	MW	0,00	Mvar	0,00	MVA		
Потери	=	19,55	MW	13,30	Mvar				
Заряд. мощ-ть ЛЭП	=								
Компенсация инд.	=			0,00	Mvar				
Компенсация емк.	=			0,00	Mvar				
Уст. мощ-ть генерации	=								
Вращающийся резерв	=								
Обобщ. коэф. мощ-ти:									
Генерация	=	0,00	[-]						
Нагр./Двиг.	=	0,91 / 0,00	[-]						

Рисунок 4.9 – Загальні розрахунки по мережі після зміни навантаження

Навантаження більшості елементів мережі змінилося на незначну величину (1-2%). Трансформатори АТ(7) та АТ(8) розвантажилися на 11 %, а АТ(6) на 28 % (рисунок 4.10) відносно нормального режиму (рисунок 3.10).

Имя	Тип	Загрузка [%]	Шина	Актив. Мощн. [MW]	Реактив. Мощн. [Mvar]	Коэф. Мощн. [-]	Ток [kA]	[p.u.]
Линия	Lne	8,42	Терминал (52)	10,512	5,258	0,89	0,021	0,021
			Терминал (67)	-30,381	-15,166	-0,89	0,060	0,084
			Терминал (111)	30,423	2,006	1,00	0,054	0,075
Линия(1)	Lne	8,40	Терминал (113)	30,313	1,950	1,00	0,053	0,075
			Терминал (42)	-30,271	-15,160	-0,89	0,060	0,084
Линия(10)	Lne	65,49	Терминал (181)	-521,344	-80,831	-0,99	0,930	0,655
			Терминал (7)	524,825	80,320	0,99	0,926	0,652
Линия(11)	Lne	38,00	Терминал (196)	-146,899	261,974	-0,49	0,523	0,368
			Терминал (125)	147,691	-269,503	0,48	0,540	0,380
Линия(12)	Lne	28,83	Терминал (296)	26,424	20,807	0,79	0,172	0,285
			Терминал (330)	-26,216	-20,780	-0,78	0,174	0,288
Линия(13)	Lne	38,94	Терминал (246)	48,165	21,051	0,92	0,276	0,388
			Терминал (266)	-47,863	-20,153	-0,92	0,276	0,389
Линия(14)	Lne	38,94	Терминал (248)	48,165	21,051	0,92	0,276	0,388
			Терминал (264)	-47,863	-20,153	-0,92	0,276	0,389
Линия(15)	Lne	39,34	Терминал (288)	27,937	10,218	0,94	0,152	0,391
			Терминал (318)	-27,570	-10,276	-0,94	0,153	0,393
Линия(16)	Lne	21,31	Терминал (200)	13,757	-170,642	0,08	0,303	0,213
			Терминал (201)	-13,190	144,572	-0,09	0,253	0,178
Линия(2)	Lne	41,82	Терминал (163)	47,527	11,807	0,97	0,252	0,416
			Терминал (144)	-46,924	-10,680	-0,98	0,253	0,418
Линия(3)	Lne	68,63	Терминал (115)	-549,910	52,726	-1,00	0,970	0,683
			Терминал (5)	556,578	-51,102	1,00	0,975	0,686
Линия(4)	Lne	15,46	Терминал (60)	14,653	3,091	0,98	0,077	0,151
			Терминал (96)	-14,528	-4,216	-0,96	0,079	0,155
Линия(5)	Lne	34,66	Терминал (15)	38,336	13,307	0,94	0,209	0,345
			Терминал (104)	-38,076	-13,005	-0,95	0,210	0,347
Линия(6)	Lne	34,66	Терминал (16)	38,336	13,307	0,94	0,209	0,345
			Терминал (106)	-38,076	-13,005	-0,95	0,210	0,347
Линия(7)	Lne	41,82	Терминал (161)	47,527	11,807	0,97	0,252	0,416
			Терминал (146)	-46,924	-10,680	-0,98	0,253	0,418
Линия(8)	Lne	37,79	Терминал (158)	-118,378	-92,725	-0,79	0,268	0,378
			Терминал (117)	119,073	86,187	0,81	0,258	0,364
Линия(9)	Lne	40,06	Терминал (174)	318,838	-49,636	0,99	0,569	0,401
			Терминал (198)	-316,767	33,845	-0,99	0,563	0,397
АТ	Tr2	65,26	Терминал (9)	148,899	68,018	0,91	0,285	0,653
			Терминал (29)	-148,605	-56,382	-0,93	0,818	0,651
АТ(1)	Tr2	65,26	Терминал (8)	148,899	68,018	0,91	0,285	0,653
			Терминал (17)	-148,605	-56,382	-0,93	0,818	0,651
АТ(2)	Tr2	38,34	Терминал (160)	59,189	46,363	0,79	0,134	0,383
			Терминал (134)	-59,067	-42,315	-0,81	0,382	0,380
АТ(3)	Tr2	38,34	Терминал (159)	59,189	46,363	0,79	0,134	0,383
			Терминал (136)	-59,067	-42,315	-0,81	0,382	0,380
АТ(4)	Tr2	60,68	Терминал (353)	101,253	65,234	0,84	0,212	0,607
			Терминал (240)	-101,066	-56,319	-0,87	0,607	0,604
АТ(5)	Tr2	60,68	Терминал (259)	101,253	65,234	0,84	0,212	0,607
			Терминал (231)	-101,066	-56,319	-0,87	0,607	0,604
АТ(6)	Tr2	47,02	Терминал (211)	101,607	60,292	0,86	0,206	0,470
			Терминал (298)	-101,405	-54,024	-0,88	0,589	0,469
АТ(7)	Tr2	64,22	Терминал (123)	111,205	63,317	0,87	0,225	0,642
			Терминал (312)	-111,004	-53,421	-0,90	0,642	0,640
АТ(8)	Tr2	64,22	Терминал (119)	111,205	63,317	0,87	0,225	0,642
			Терминал (314)	-111,004	-53,421	-0,90	0,642	0,640
АТ-1	Tr2	56,56	Терминал (179)	101,061	48,221	0,90	0,198	0,566
			Терминал (343)	-100,888	-40,355	-0,93	0,566	0,563
АТ-2	Tr2	56,56	Терминал (178)	101,061	48,221	0,90	0,198	0,566
			Терминал (345)	-100,888	-40,355	-0,93	0,566	0,563

Рисунок 4.10 – Завантаження елементів схеми після зменшення навантаження

4.4 Моделювання режимів при зміні конфігурації схеми

Зміна конфігурації являє собою дії починаючи з відключення силового обладнання, ЛЕП і закінчуючи цілими підстанціями або ж підключення нових елементів енергосистеми. Для прикладу змоделюємо ситуацію аварійного відключення ЛЕП № 5 та 6 і проведемо дослідження. На рисунку 4.11 помічені роз'єднувачі, які розімкнуться після аварійного відключення ліній.

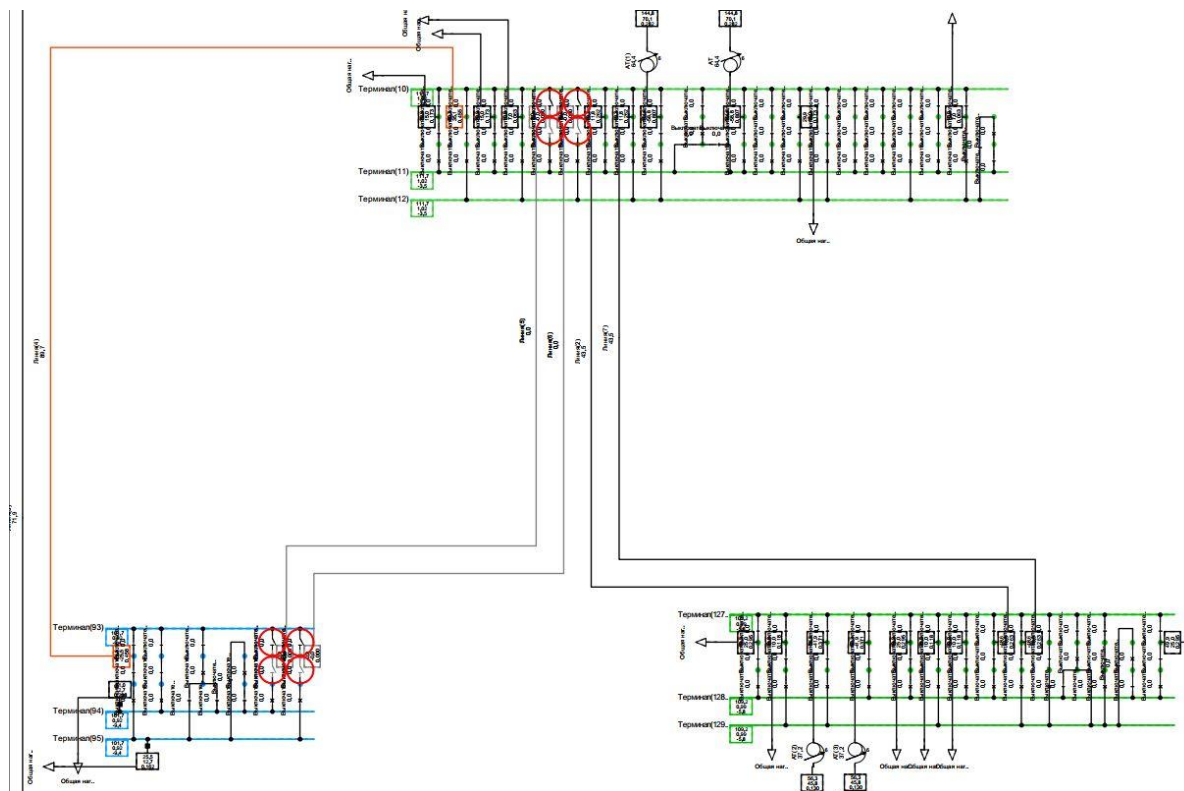


Рисунок 4.11 – Фрагмент схеми при аварійному відключенні ЛЕП № 5 та 6

При відключенні ЛЕП спостерігається різке падіння напруги на шинах №93, 94 та 95, так як ці лінії є живлячими для них. Значення напруги зменшилося на 8,637 кВ (див. рисунок 4.12) і, при цьому, відхилення напруги склало 7,535%, що є доволі великим значенням, але досі не виходить за допустимі межі $\pm 10\%$.

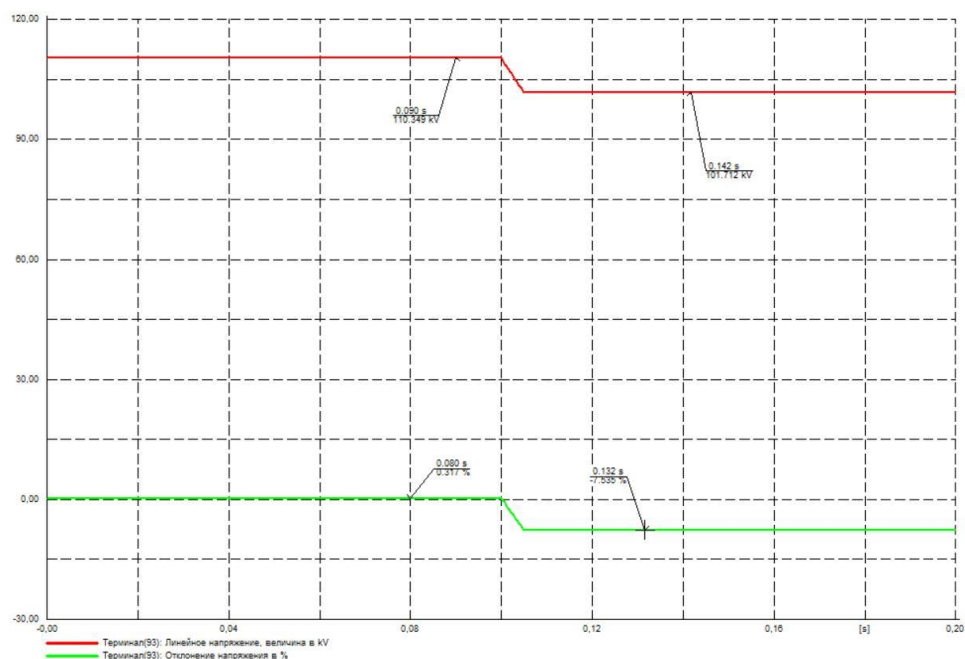


Рисунок 4.12 – Графіки перехідних процесів при відключенні ЛЕП

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

141.6103.003.ДБ

Лист

64

При цьому, інших шинах майже не змінилася (рисунк 4.13).

[illegible]

Рисунок 4.13 – Значення напруг на шинах після відключення ЛЕП

Загальне навантаження мережі зменшилося відносно нормального режиму на 7,55 МВА, при цьому втрати зросли на 7,55 МВА (рисунк 4.14).

Расчет начальных условий						Сводка по всей Системе
Генерация	=	0,00	MW	0,00	Mvar	0,00 MVA
Из внешней сети	=	1499,43	MW	727,56	Mvar	1666,63 MVA
Нагр. P(U)	=	1475,63	MW	685,08	Mvar	1626,91 MVA
Нагр. P(Un)	=					
Нагр. P(Un-U)	=					
Двиг. Нагр.	=	0,00	MW	0,00	Mvar	0,00 MVA
Потери	=	23,80	MW	42,48	Mvar	
Заряд. мощ-ть ЛЭП	=					
Компенсация инд.	=			0,00	Mvar	
Компенсация емк.	=			0,00	Mvar	
Уст. мощ-ть генерации	=					
Вращающийся резерв	=					
Обобщ. коэф.мощ-ти:						
Генерация	=	0,00	[-]			
Нагр./двиг.	=	0,91 / 0,00	[-]			

Рисунок 4.14 – Загальні відомості по мережі після відключення ЛЕП

Завантаження деяких ліній змінилося на $\pm 1\%$, але у зв'язку з відключенням ЛЕП 5 та 6, навантаження лінії 4 зросло на 74,31 % і складає 89,71 %. Відсоток навантаження трансформаторів майже не змінився (дивись рисунок 4.15).

Лінія	Тип	Завантаження [%]	Шина	Актив. Мощн. [МВт]	Реактив. Мощн. [Мвар]	Коеф. Мощн. [-]	Ток [кА]	Ток [р.у.]
Лінія	Lne	8,38	Терминал(52)	10,396	5,199	0,89	0,021	0,021
			Терминал(67)	-30,044	-14,998	-0,89	0,059	0,084
Лінія(1)	Lne	8,35	Терминал(111)	30,086	1,983	1,00	0,053	0,075
			Терминал(113)	29,977	1,928	1,00	0,053	0,075
Лінія(10)	Lne	66,64	Терминал(42)	-29,936	-14,992	-0,89	0,059	0,084
			Терминал(181)	-527,909	-84,886	-0,99	0,946	0,666
Лінія(11)	Lne	38,20	Терминал(7)	531,513	95,030	0,99	0,942	0,663
			Терминал(196)	-137,949	266,738	-0,46	0,525	0,370
Лінія(12)	Lne	8,41	Терминал(125)	138,749	-274,113	0,45	0,542	0,382
			Терминал(296)	2,767	8,654	0,30	0,048	0,079
Лінія(13)	Lne	38,79	Терминал(330)	-2,750	-9,252	-0,28	0,051	0,084
			Терминал(246)	47,785	20,885	0,92	0,275	0,387
Лінія(14)	Lne	38,79	Терминал(266)	-47,485	-19,994	-0,92	0,275	0,388
			Терминал(248)	47,785	20,885	0,92	0,275	0,387
Лінія(15)	Lne	11,45	Терминал(264)	-47,485	-19,994	-0,92	0,275	0,388
			Терминал(288)	4,774	6,489	0,59	0,042	0,108
Лінія(16)	Lne	20,86	Терминал(318)	-4,745	-7,019	-0,56	0,045	0,115
			Терминал(200)	24,562	-165,033	0,15	0,296	0,209
Лінія(2)	Lne	43,48	Терминал(201)	-24,020	139,135	-0,17	0,247	0,174
			Терминал(163)	49,295	11,828	0,97	0,262	0,433
Лінія(3)	Lne	71,89	Терминал(144)	-48,642	-10,527	-0,98	0,263	0,435
			Терминал(115)	-575,056	39,710	-1,00	1,018	0,717
Лінія(4)	Lne	89,71	Терминал(5)	582,386	-34,938	1,00	1,021	0,719
			Терминал(60)	80,735	35,056	0,92	0,455	0,892
Лінія(5)	Lne	0,00	Терминал(96)	-76,462	-25,487	-0,95	0,458	0,897
			Терминал(15)	0,000	-0,000	1,00	0,000	0,000
Лінія(6)	Lne	0,00	Терминал(104)	-0,000	-0,000	-0,06	0,000	0,000
			Терминал(16)	0,000	-0,000	0,00	0,000	0,000
Лінія(7)	Lne	43,48	Терминал(106)	-0,000	-0,000	-1,00	0,000	0,000
			Терминал(161)	49,295	11,828	0,97	0,262	0,433
Лінія(8)	Lne	36,68	Терминал(146)	-48,642	-10,527	-0,98	0,263	0,435
			Терминал(158)	-112,678	-91,511	-0,78	0,260	0,367
Лінія(9)	Lne	41,13	Терминал(117)	113,331	84,895	0,80	0,250	0,352
			Терминал(174)	327,001	-44,552	0,99	0,584	0,411
АТ	Tr2	64,38	Терминал(198)	-324,814	29,481	-1,00	0,579	0,408
			Терминал(9)	144,843	70,133	0,90	0,282	0,644
АТ(1)	Tr2	64,38	Терминал(29)	-144,555	-58,799	-0,93	0,807	0,643
			Терминал(8)	144,843	70,133	0,90	0,282	0,644
АТ(2)	Tr2	37,21	Терминал(17)	-144,555	-58,799	-0,93	0,807	0,643
			Терминал(160)	56,339	45,755	0,78	0,130	0,372
АТ(3)	Tr2	37,21	Терминал(134)	-56,220	-41,904	-0,80	0,371	0,369
			Терминал(159)	56,339	45,755	0,78	0,130	0,372
АТ(4)	Tr2	60,44	Терминал(136)	-56,220	-41,904	-0,80	0,371	0,369
			Терминал(353)	100,454	64,719	0,84	0,211	0,604
АТ(5)	Tr2	60,44	Терминал(240)	-100,269	-55,874	-0,87	0,604	0,602
			Терминал(259)	100,454	64,719	0,84	0,211	0,604
АТ(6)	Tr2	75,04	Терминал(231)	-100,269	-55,874	-0,87	0,604	0,602
			Терминал(211)	157,847	101,342	0,84	0,328	0,750
АТ(7)	Tr2	75,83	Терминал(298)	-157,493	-86,120	-0,88	0,940	0,749
			Терминал(123)	131,456	72,798	0,87	0,265	0,758
АТ(8)	Tr2	75,83	Терминал(312)	-131,210	-59,343	-0,91	0,759	0,756
			Терминал(119)	131,456	72,798	0,87	0,265	0,758
АТ-1	Tr2	56,30	Терминал(314)	-131,210	-59,343	-0,91	0,759	0,756
			Терминал(179)	100,141	47,782	0,90	0,197	0,563
АТ-2	Tr2	56,30	Терминал(343)	-99,969	-39,988	-0,93	0,563	0,561
			Терминал(178)	100,141	47,782	0,90	0,197	0,563
			Терминал(345)	-99,969	-39,988	-0,93	0,563	0,561

Рисунок 4.15 – Завантаження елементів мережі після відключення ЛЕП

Висновки

Перехідні процеси являють собою зміну параметрів мережі під час певних подій (раптове відключення обладнання, КЗ тощо). Всі елементи мають електричний зв'язок і при відключенні одних – їх навантаження візьмуть на себе суміжні. Так при моделюванні можна спостерігати зменшення та відповідне збільшення завантаження електричного обладнання.

При аварійних відключеннях ліній електропередач втрати в енергосистемі зростають в залежності від завантаженості ліній, по яким пішло живлення після відключення попереднього шляху передачі енергії. Якщо лінії стануть надто завантажені, то значення втрат збільшаться, так як багато енергії буде розсіюватися з ЛЕП в атмосферу у якості тепла та електромагнітного поля. Наприклад, така ситуація була в пункті 4.4, де навантаження на лінію №4 зросло більш ніж на 70%, від чого зросли втрати в мережі.

ВИСНОВКИ

У першому розділі розглядалися види режимів роботи електричних мереж та причини і наслідки їх зміни. Також було наведено приклад математичної моделі у вигляді системи рівнянь, розв'язвши яку можна отримати значення напруг, струмів та визначити потекорозподіл потужностей. Також були розглянуті сучасні програми для моделювання та розрахунку електричних мереж такі, як PowerFactory та PAOTB.

У другому розділі було розглянуто підстанцію 330 кВ “Броварська”, як фрагмент електричної мережі 330 кВ. Проведено ознайомлення з видами електричного обладнання підстанцій починаючи з комутаційної апаратури та вимірювального обладнання і закінчуючи силовими трансформаторами та схемою електричних з'єднань. Після створення математичної моделі та розрахунку струмів КЗ було виявлено, що на підстанції встановлено надійне електричне обладнання.

Третій розділ був присвячений моделюванню в PowerFactory досліджуваної електричної мережі. Було проведено розрахунок усталеного режиму, значення параметрів якого не виходили за допустимі межі. Також було розраховано усталений режим мережі для різних варіантів післяаварійних режимів.

У четвертому розділі були досліджені перехідні процеси в мережі під час виникнення аварійних ситуацій на різних ділянках енергосистеми. На створених графіках перехідних процесів можна було спостерігати зміну лінійних значень напруги, її відхилення від номіналу та струмів короткого замикання. Були створені ситуації раптової зміни навантаження в мережі, пошкодження та відключення ділянок ЛЕП, а також виникнення КЗ на шинах підстанцій 330 та 110 кВ.

					141.6103.003.ДБ	Лист
						67
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. НПЦР ОЕС України Правила улаштування електроустановок, Энергоатомиздат, 1986.
2. С.В. Казанський Стійкість енергосистем, ОЕП "ГРІФРЕ", 2002. URL: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/19499/3/GKD_34.20.575-2002.pdf (дата звернення: 25.04.2020).
3. О.В. Хоменко Математичні задачі енергетики. Моделювання і аналіз усталених режимів роботи електричних систем: методичні вказівки, НТУУ «КПІ», Київ 2016.
4. В.С. Перхач Математичні задачі електроенергетики, Львів: Вища школа, 1982.
5. Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков Электрическая часть электростанций и подстанций, “Энергия”, 1978.
6. Методичне забезпечення PowerFactory [Електронний ресурс]. URL: <http://www.digsilent.de> (дата звернення: 03.05.2020).
7. Програмне забезпечення Powerfactory. Базовий курс: навч.-метод. посібник, Київ: НТУУ «КПІ», 2013. 70 с.
8. Ключев О.В. Электричні мережі та системи, Кам'янське: ДДТУ, 2019, 196. URL: <http://www.dstu.dp.ua/Portal/Data/6/30/6-30-kl9.pdf> (дата звернення: 02.05.2020).
9. Характеристики заземлених проводів повітряних ліній [Електронний ресурс]. URL: <https://forca.ru/spravka/vl-i-provoda/harakteristiki-zazemlennyh-provodov-vl.html> (дата звернення: 04.05.2020).
10. ДСТУ 2104-92. Трансформатори силові масляні загального призначення класів напруги 110-1150 кВ. [Чинний від 01.07.93]. Київ, 1996. 39с. (Інформація та документація).
11. Є.Д. Хмельницький, О.О. Крупник Електропостачання промислових підприємств: конспект лекцій, Дніпродзержинськ, 2015.

12. В. М. Гаряжа, А. О. Карюк Електрична частина станцій та підстанцій (частина 1): конспект лекцій, ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, Харків, 2018.
13. Об'єднані енергетичні системи [Електронний ресурс], 2019. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9E%D0%B1%27%D1%94%D0%B4%D0%BD%D0%B0%D0%BD%D0%B0_%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%B0_%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B0_%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8 (дата звернення: 08.05.2020).
14. СОУ НЕК 20.261:2018 Технічна політика ДП “НЕК Укренерго” у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж.
15. Голота А.Д. Автоматика в електроенергетичних системах: Навч. посібник : Вища школа, 2006.