

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

До захисту допущено:

В.о. завідувача кафедри

Теймураз КАЦАДЗЕ

“16” 06 2025р.

ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ

на здобуття ступеня бакалавра

**за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

на тему: «Приєднання вітрової електричної станції 20 МВт до мереж 35-110 кВ»

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕС-11

Моргун Леонід Олексійович

Науковий керівник:

доцент кафедри електричних мереж та систем, к. т. н.

Буслова Наїна Володимирівна

Консультант:

асистент кафедри електричних мереж та систем

Моссаковський Вадим Ігорович

Рецензент:

Є. Бардик

доцент кафедри

відновлюваних джерел

енергії к.т.н., доцент

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

Студент

Київ – 2025 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

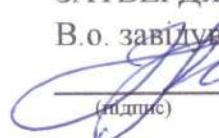
Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри


(підпис) Теймураз КАЦАДЗЕ
(ініціали, прізвище)

« 1 » 03 2025 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проєкт студенту
Моргуну Леоніду Олексійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

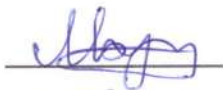
1. Тема проєкту: «Приєднання вітрової електричної станції 20 МВт до мереж 35-110 кВ», науковий керівник дисертації Буслова Наїна Володимирівна, к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету від «26» 05 2025 р. № 1720-с.
2. Термін подання студентом дисертації: 16.06.2025 р.
3. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:
 - 1) розрахунок параметрів схем заміщення існуючої мережі;
 - 1) розрахунок режимів роботи існуючої мережі;
 - 2) вибір варіантів підключення вітрової електричної станції;
 - 3) розрахунок післяаварійного режиму обраної схеми;
4. Перелік графічного матеріалу:
 - 1) принципова схема електричної мережі;
 - 2) розрахункові схеми електричної мережі;
 - 3) параметри опор.

5. Дата видачі завдання «19» травня 2025.

Календарний план

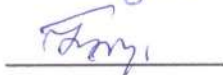
№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Термін виконання етапів дипломного проєкту	Примітка
1	Розрахунок параметрів ПЛ 35-110 кВ	19.05-22.05.2025	
2	Розрахунок параметрів трансформаторів	23.05.-25.05.2025	
3	Розрахунок режимів роботи існуючої мережі	26.05.-30.05.2025	
4	Вибір підключення вітрової електричної станції	31.05.-02.06.2025	
5	Розрахунок режимів при приєднанні вітрової електричної станції до мереж 35-110 кВ	03.06-07.06.2025	
6	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини	08.06-13.06.2025	

Студент



Леонід МОРГУН

Керівник проєкту



Наїна БУСЛОВА

Пояснювальна записка до дипломного проєкту

на тему: Приєднання вітрової електричної станції 20 МВт до мереж 35-110 кВ

Київ – 2025 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

[illegible]

					ДП1113.141.013.ПЗ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Приєднання вітрової електричної станції 20 МВт до мереж 35-110 кВ	Літ	Арк.	Аркуші
Розроб.		Моргун						
Перевір.		Буслова					4	77
						КПІ ім. Ігоря Сікорського		
Н. Контр.		Моссаковський				Каф. EMC гр. ЕС-11		
Затв.		Кацадзе						

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 77 сторінках формату А4, до якої входить 42 таблиці, 17 рисунків та 5 джерела літератури. Графічна частина складається із 3 аркушів формату А1.

Метою виконання дипломного проєкту є вибір оптимального варіанта підключення вітрової електростанції (ВЕС) встановленою потужністю 20 МВт до існуючої електричної мережі напругою 35–110 кВ. В межах проєкту проаналізовано режимні параметри електричної мережі при приєднанні ВЕС за кількома варіантами, проведено оцінку технічної допустимості таких приєднань та обґрунтовано вибір найефективнішого варіанту.

Для аналізу виконано розрахунок усталених та післяаварійних режимів, визначено вузлові напруги, струми в повітряних лініях, втрати активної потужності, ступінь завантаження трансформаторів. Результати порівняння дозволили визначити відповідність показників нормативним вимогам. Математичне моделювання виконано в програмному середовищі Simple Voltage Calculator, що забезпечило необхідну точність та швидкість обчислень.

На основі технічних і економічних критеріїв встановлено доцільність реалізації варіанту приєднання ВЕС до мережі 35 кВ.

ВІТРОВА ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, ЦЕНТРАЛЬНА СТАНЦІЯ,
РЕГУЛЮВАННЯ РЕЖИМУ, АВАРІЙНИЙ РЕЖИМ РОБОТИ

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						5
Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The bachelor's thesis consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note contains 77 pages in A4 format, including 42 tables, 17 figures, **and 5** literature sources. The graphic part consists of 3 A1-sized drawings.

The objective of this thesis is to select the optimal option for connecting a wind power plant (WPP) with an installed capacity of 20 MW to the existing 35–110 kV electrical grid. The project analyzes the operating parameters of the power network for several WPP connection scenarios, evaluates their technical feasibility, and substantiates the most effective solution.

The analysis includes steady-state and post-fault mode calculations, determination of node voltages, line currents, active power losses, and transformer loadings. The comparative results were used to assess compliance with regulatory requirements. The simulation and computations were carried out using Simple Voltage Calculator, which provided the necessary accuracy and computational efficiency.

Based on technical and economic criteria, the 35 kV connection option was identified as the most viable solution.

WIND POWER PLANT, CENTRAL SUBSTATION, OPERATING MODE
REGULATION, EMERGENCY OPERATION MODE

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень	8
Вступ.....	9
1 Аналіз режимів роботи існуючої електричної мережі	10
1.1 Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення ПЛ.....	10
1.2 Розрахунок параметрів схем заміщення трансформаторів	17
1.3 Розрахунок усталеного режиму при максимальному навантаженні	22
1.4 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі	30
1.4.1 Розрахунок післяаварійного режиму при відключенні ПЛ 3–6 (35 кВ).....	30
1.4.2 Розрахунок післяаварійного режиму при відключенні ПЛ 110 кВ ..	37
Висновки до розділу 1	43
2 Аналіз режимів роботи існуючої електричної мережі при підключенні ВЕС...	45
2.1 Вибір оптимального перерізу та потужності трансформації ВЕС.....	46
2.2 Розрахунок усталеного режиму при під'єднанні ВЕС до мережі 35 кВ	48
2.3 Розрахунок режиму роботи після під'єднання ВЕС до мереж 110 кВ	54
Висновок до підрозділів розділу 2.2 та 2.3	60
2.4 Після аварійні режими при підключенні ВЕС до мереж 35 кВ.....	60
2.4.1 Розрахунок післяаварійного режиму під'єднання ВЕС при відключенні ПЛ 35 кВ (ділянка 12-11).....	61
2.4.2 Розрахунок післяаварійного режиму під'єднання ВЕС при відключенні ПЛ 110 кВ (ділянка 0-4).....	66
Висновок до розділу 2	71
Загальні висновки.....	73
Список використаної літератури	74
ДОДАТОК А Результати перевірки пояснювальної записки на плагіат.....	75

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		7

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВЕС – Вітрова електростанція
ВДЕ – Відновлювальні джерела енергії
ВН – Висока напруга
СН – Середня напруга
НН – Низька напруга
ЛЕП – Лінія електропередачі
ПЛ – Повітряна лінія
РПН – Регулювання під навантаженням
ПБЗ – Пристрій безперервного заземлення
ЦПС – Центральна підстанція
SVC – Simple Voltage Calculator

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Інтенсивний розвиток вітроенергетики в Україні обумовлений державною політикою сприяння впровадженню відновлюваних джерел енергії. Серед основних переваг ВЕС — екологічна безпечність, невичерпна ресурсна база та можливість зменшення залежності від викопного палива.

Найсприятливіші умови для впровадження нових вітрових електростанцій спостерігаються саме в південних регіонах, зокрема в Причорноморському степу, де середньорічна швидкість вітру забезпечує ефективну генерацію електроенергії. Розвиток ВЕС у цих районах активно підтримується інфраструктурно та технічно, що створює всі передумови для подальшого зростання частки вітрової генерації в загальному енергетичному балансі країни.

У цьому дипломному проєкті розглядаються технічні аспекти підключення вітрової електростанції встановленою потужністю 20 МВт до електричної мережі напругою 35–110 кВ із подальшим аналізом впливу генерації на режим роботи навантажених пунктів у різних сценаріях приєднання.

Для обґрунтування можливості приєднання ВЕС виконано розрахунки усталеного та післяаварійного режимів роботи електричної мережі 35–110 кВ. У процесі аналізу буде визначено вузлові напруги, струми в лініях, втрати потужності та ступінь завантаження трансформаторів у кожному з розглянутих режимів. Особливу увагу приділено перевірці напруг на відповідність нормативним межам, а також забезпеченню допустимого струмового навантаження.

Розрахунки виконано з використанням програмного забезпечення Simple Voltage Calculator та MathCad 15, що забезпечило достатню точність результатів і можливість комплексної оцінки режимних параметрів.

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ ІСНУЮЧОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Перед виконанням основних розрахунків режимів роботи електричної мережі необхідно провести підготовчий етап, що включає визначення параметрів основного обладнання. Зокрема, здійснюється розрахунок активного та реактивного опору елементів повітряних ліній електропередачі, а також параметрів трансформаторів — опорів та провідностей.

Для забезпечення точного моделювання електричної мережі у програмному середовищі *Simple Voltage Calculator (SVC)* необхідно попередньо сформулювати довідкові дані. До них належать параметри номінальних напруг, типів провідників та трансформаторного обладнання, які використовуються при побудові та розрахунку розрахункової моделі мережі.

1.1 Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення ПЛ

Одним із ключових етапів побудови електричної моделі мережі є формування параметрів схеми заміщення для кожної ділянки повітряної лінії електропередачі (ПЛ). Ці параметри визначаються на основі типу проводу, довжини лінії, висоти опор, відстаней між фазами та інших геометричних характеристик.

Розрахункова схема заміщення ПЛ включає комплексний поздовжній опір (активну та індуктивну складові) і поперечну провідність, які відображають електромагнітні властивості ділянки. Отримані значення використовуються для подальшого моделювання усталених і післяаварійних режимів роботи мережі.

На рисунку 1.1.1 подано структурну схему досліджуваної електричної мережі з виділенням усіх ділянок повітряних ліній, які будуть враховані при розрахунках параметрів схеми заміщення. Схема містить інформацію про номери вузлів, типи трансформаторів, перерізи проводів, рівні напруг, а також довжини ділянок ПЛ, що дозволяє ідентифікувати кожен елемент моделі для подальшого математичного опису.

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата		

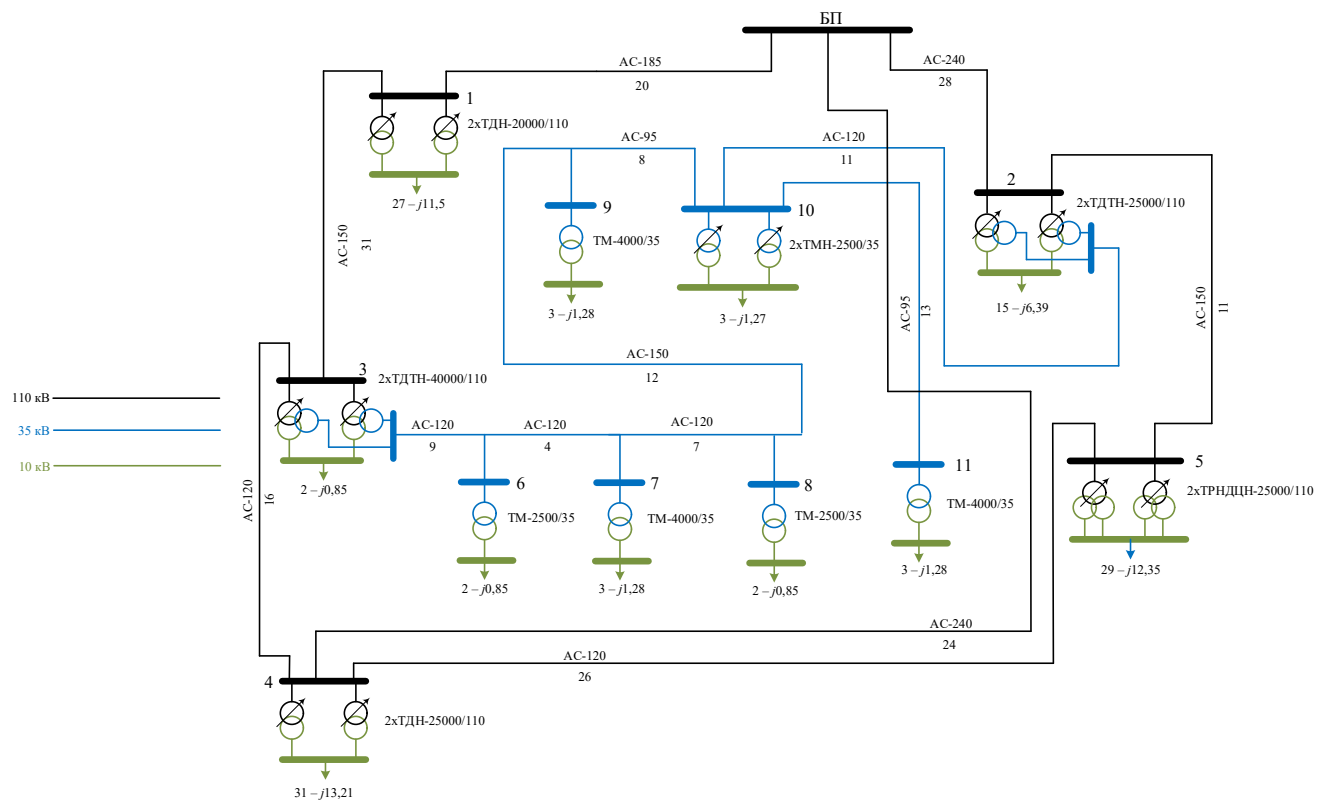


Рисунок 1.1.1 – Схема існуючої мережі

Розрахунок параметрів повітряних ліній електропередачі виконується відповідно до методики, наведеної в розділі 3.1 джерела [1], з урахуванням геометрії траси, типу проводу, способу монтажу та взаємного розташування фаз. Визначаються основні погонні параметри схеми заміщення: активний і реактивний опори, а також активна та ємнісна провідності.

Для сталєво-алюмінієвих проводів марок АС, АСК, АСКС, виготовлених за ГОСТ 839–2019, значення питомого електричного опору алюмінієвого дроту при температурі $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ становить $\sigma_{20} = 28,264\text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$. Необхідні геометричні та електричні характеристики для конкретних марок провідників наведено в таблицях Д.11 і Д.14 того ж джерела.

Розрахунок питомого активного опору проводу враховує також вплив скін-ефекту, що обумовлений високочастотним розподілом струму в перерізі провідника. Для проводу марки АС-150/24 використано наступні значення:

- діаметр алюмінієвого дроту: $d_{\text{дп150}} = 2,7\text{ мм}$,
- кількість дротів: 26,

Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

11

- коефіцієнт укручування: $k_l = 0,03920$,

Розглянемо розрахунок проводу марки АС-150/24. Площа поперечного перерізу алюмінієвих жил проводу та питомий електричний опір для постійного струму становитиме:

$$S_{\text{др_АС150}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{др_150}}^2}{4} = \frac{\pi \cdot 2,7^2}{4} = 5,726 \text{ мм}^2,$$

$$r_{\text{DC_150}} = \frac{\sigma_{20}}{S_{\text{др_АС150}}} \cdot k_{l_150} = \frac{28,264}{5,726} \cdot 0,03920 = 0,194 \text{ Ом/км.}$$

Глибина скін-шару:

$$\delta = \sqrt{\frac{\sigma_{20}}{\pi \cdot f \cdot \mu_0 \cdot \mu_r}} = \sqrt{\frac{28,264}{\pi \cdot 50 \cdot 4 \cdot \pi \cdot 10^{-4} \cdot 1,000022}} = 11,966 \text{ мм.}$$

де $\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-4} \text{ Гн/м;}$

$\mu_r = 0,000012$, для проводів з кольорових металів та комбінованих проводів марок АС, АСК, АСКП, АСКС.

Згідно з таблицею Д.11 [1], розрахунковий діаметр проводу дорівнює $d_{\text{пр_150}} = 17,1 \text{ мм.}$

Вплив скін-ефекту враховується через обчислення аргументу функції Бесселя за виразом [1]:

$$\underline{x}_{150} = \frac{(1 - 1j) \cdot 0,5 \cdot d_{\text{пр_150}}}{\delta} = \frac{(1 - 1j) \cdot 0,5 \cdot 17,1}{11,966} = 0,7145 - j0,7145.$$

Коефіцієнт, що враховує скин-ефект, визначено чисельно за допомогою середовища MathCAD:

$$k_{sD_150} = \text{Re} \left(\frac{x_{150}}{2} \cdot \frac{J_0(x_{150})}{J_1(x_{150})} \right) = 1,0054.$$

Розрахункові діаметри сталевго осердя проводу АС-150/24 дорівнює $d_{\text{вн_150}} = 6,3 \text{ мм.}$

Коефіцієнт врахування скін-ефекту визначено за аналітичним виразом із джерела:

$$\begin{aligned} k_{s_150} &= 1 + (k_{sD_150} - 1) \left(1 - \frac{d_{\text{вн_150}}}{d_{\text{пр_150}}} \right) = \\ &= 1 + (1,0054 - 1) \left(1 - \frac{6,3}{17,1} \right) = 1,0034; \end{aligned}$$

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		12

Питомий опір проводу, без урахування додаткових втрат від гістерезису і ефекту близькості, дорівнює:

$$r_{0_{150}} = r_{DC_{150}} \cdot k_{s_{150}} = 0,194 \cdot 1,0034 = 0.1942 \text{ Ом/км.}$$

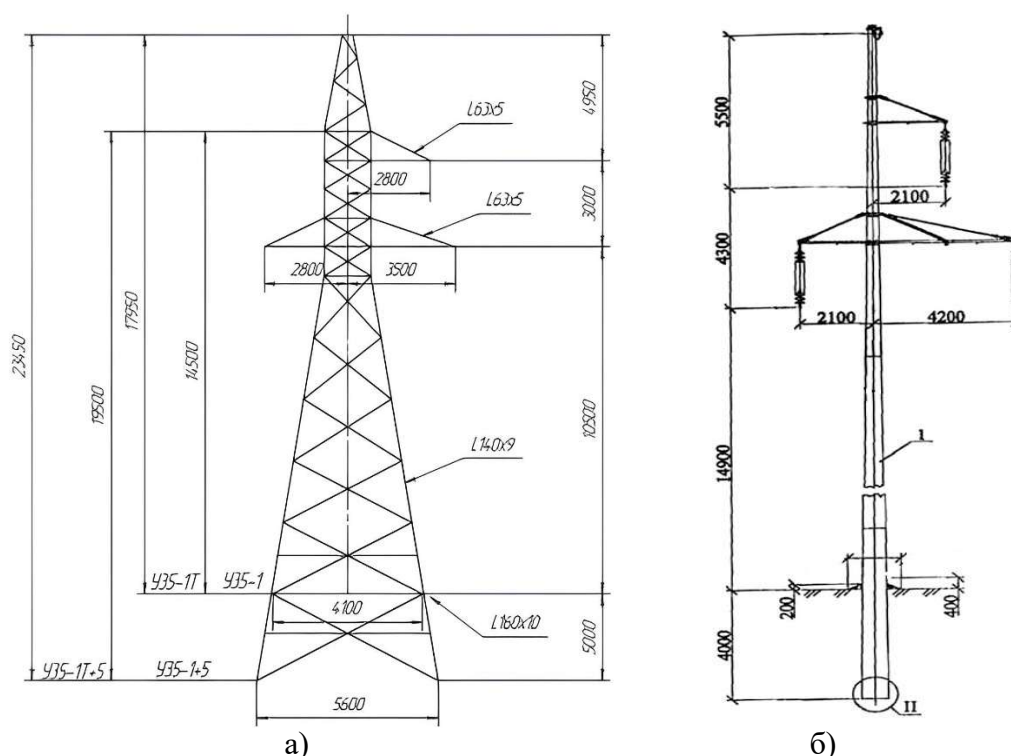


Рисунок 1.1.2 – Проміжка опора 35 кВ, 110 кВ типу а – У35-1; б – УПМ-110-1

Середньгеометрична відстань між фазами повітряної лінії визначається відповідно до [1] з урахуванням конструкції опори типу УПМ-110-1 становить:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}} = \sqrt[3]{6011 \cdot 4786 \cdot 6300} = 5659 \text{ мм.}$$

де відстані між фазами розраховуються як:

$$D_{12} = \sqrt{(2100 + 2100)^2 + 4300^2} = 6011 \text{ мм;}$$

$$D_{23} = \sqrt{(4200 - 2100)^2 + 4300^2} = 4786 \text{ мм;}$$

$$D_{31} = 4200 + 2100 = 6300 \text{ мм.}$$

Значення питомого реактивного опору повітряної лінії розраховується відповідно до [1]:

$$x_{0_{150}} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left[\frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \left(\ln \left(\frac{D_{cp}}{r_{np}} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) \right] = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left[\frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-4}}{2 \cdot \pi} \times \right. \\ \left. \times \left(\ln \left(\frac{5659}{0,5 \cdot 17,1} \right) + \frac{1,000022}{4} \right) \right] = 0.424 \text{ Ом/км.}$$

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

13

Питомий кондуктанс [1] для ПЛ-110 кВ складає:

$$g_{0_{150}} = \frac{\Delta P_{0k_{150}} \times 10^{-3}}{U_n^2} = \frac{0.07 \times 10^{-3}}{110^2} = 5.785 \text{ нСм.}$$

Втрати потужності на корону $\Delta P_{0k_{150}} = 0.07 \text{ кВт/км}$ [2].

Відповідно до додатку Д.16 [1], для умов забруднення категорії СЗ 4 нормована питома довжина шляху витоку визначається як $\lambda_n = 0,031 \text{ м/кВ}$.

Найвище значення фазної напруги для повітряної лінії 110 кВ становить:

$$U_{\max_{\phi}} = \frac{126}{\sqrt{3}} \text{ кВ.}$$

Технічні характеристики ізолятора типу ПС-80Е відповідно до додатків Д.20–Д.21[1]:

- будівельна висота $h_{i3} = 146 \text{ мм}$;
- діаметр тарілки $d_{i3} = 255 \text{ мм}$;
- довжина шляху витоку $L_{\text{вит}} = 320 \text{ мм}$.

Коефіцієнт використання довжини витоку за Д.17 [1] $K_I = 1,15$

Оскільки гірлянда ізоляторів на ПЛ-110 кВ має одну паралельну гілку, згідно з табл. 3.1.2 [1] коефіцієнт ефективності використання шляху витоку для паралельного з'єднання становить $K_k = 1,0$.

Коефіцієнт використання складає:

$$K = K_I \cdot K_k = 1,15 \cdot 1 = 1,15.$$

Розрахункова довжина шляху витоку для гірлянди ізоляторів та додаткових ізоляційних елементів визначається як:

$$L = \lambda_n \cdot U_{\max_{\phi}} \cdot K = 0,031 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} \cdot 1,15 = 2593.4 \text{ мм.}$$

Кількість підвісних ізоляторів у гірлянді визначається на основі електричних та механічних умов експлуатації і становить:

$$m = \frac{L}{L_{\text{вит}}} = \frac{2593.4}{320} = 8,1 \rightarrow m = 9.$$

Для повітряних ліній напругою від 35 до 110 кВ, виконаних на металевих, залізобетонних або дерев'яних опорах із заземленими точками підвісу гірлянд, кількість підвісних (тарілчастих) ізоляторів у натяжних гірляндах усіх типів слід

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		14

збільшувати на один елемент незалежно від ступеня забруднення навколишнього середовища, $m = m + 1 = 10$.

Довжина гірлянди ізоляторів:

$$L_{\Gamma} = m \cdot h_{\text{із}} = 10 \cdot 146 = 1460 \text{ мм.}$$

Відповідно до рисунку 1.3, точки закріплення гірлянд ізоляторів:

$$h_{\text{з.г.1}} = 16900 \text{ мм; } h_{\text{з.г.2}} = 16900 + 4300 = 21200 \text{ мм; } h_{\text{з.г.3}} = 16900 \text{ мм.}$$

Висоти закріплень проводів кожної фази становитимуть:

$$h_{\text{з.пр.1}} = h_{\text{з.г.1}} - L_{\Gamma} = 16900 - 1460 = 15440 \text{ мм;}$$

$$h_{\text{з.пр.2}} = h_{\text{з.г.2}} - L_{\Gamma} = 21200 - 1460 = 19740 \text{ мм;}$$

$$h_{\text{з.пр.3}} = h_{\text{з.г.3}} - L_{\Gamma} = 16900 - 1460 = 15440 \text{ мм.}$$

Згідно з додатком Д.18[1], мінімально допустима відстань від проводу повітряної лінії 35-110 кВ до поверхні землі в межах населених пунктів становить $h_{\text{min}} = 7000 \text{ мм.}$

Відповідно до цього значення та з урахуванням геометрії опори, розрахункова максимальна стріла провисання для кожної фази дорівнює:

$$f_{\text{max1}} = h_{\text{з.пр.1}} - h_{\text{min}} = 15440 - 7000 = 8440 \text{ мм;}$$

$$f_{\text{max2}} = h_{\text{з.пр.2}} - h_{\text{min}} = 19740 - (7000 + 4300) = 8440 \text{ мм;}$$

$$f_{\text{max3}} = h_{\text{з.пр.3}} - h_{\text{min}} = 15440 - 7000 = 8440 \text{ мм.}$$

Висота розташування центру мас проводу становить:

$$h_1 = h_{\text{з.пр.1}} - \frac{2}{3} f_{\text{max1}} = 15440 - \frac{2}{3} \cdot 8440 = 9813 \text{ мм;}$$

$$h_2 = h_{\text{з.пр.2}} - \frac{2}{3} f_{\text{max2}} = 19740 - \frac{2}{3} \cdot 8440 = 14113 \text{ мм;}$$

$$h_3 = h_{\text{з.пр.3}} - \frac{2}{3} f_{\text{max3}} = 15440 - \frac{2}{3} \cdot 8440 = 9813 \text{ мм.}$$

Середня геометрична висота розташування центру мас трифазної системи:

$$h_g = \sqrt[3]{h_1 \cdot h_2 \cdot h_3} = \sqrt[3]{9813 \cdot 14113 \cdot 9813} = 11077 \text{ мм.}$$

Відповідно до рис. 1.2 б), середньгеометрична відстань між фазними проводами та віддзеркаленими положеннями проводів суміжних фаз визначається як:

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		

$$D'_{cp} = \sqrt[3]{D'_{12} \cdot D'_{23} \cdot D'_{31}} = \sqrt[3]{35430 \cdot 35243 \cdot 31516} = 34014 \text{ мм.}$$

де значення D'_{12} , D'_{23} , D'_{31} :

$$D'_{12} = \sqrt{(2100 + 2100)^2 + (15440 + 19740)^2} = 35430 \text{ мм;}$$

$$D'_{23} = \sqrt{(4200 - 2100)^2 + (19740 + 15440)^2} = 35243 \text{ мм;}$$

$$D'_{31} = \sqrt{(4200 + 2100)^2 + (2 \cdot 15440)^2} = 31516 \text{ мм.}$$

Питома реактивна провідність повітряної лінії становить:

$$b_{0_{150}} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_g}{0.5 \cdot d_{пр}} \cdot \frac{D_{cp}}{D'_{cp}}\right)} = 2 \cdot \pi \cdot 50 \times$$

$$\times \frac{2 \cdot \pi \cdot 8.854 \cdot 10^{-9} \cdot 1,00059}{\ln\left(\frac{2 \cdot 11077}{0.5 \cdot 17,1} \cdot \frac{5659}{34014}\right)} = 2,883 \text{ мкСм/км.}$$

Повний питомий опір і провідність повітряної лінії, виконаної з використанням проводу марки АС-150/24:

$$\underline{Z}_{0_{AC150}} = r_{0_{150}} + jx_{0_{150}} = 0,194 + j0,424 \text{ Ом/км;}$$

$$\underline{Y}_{0_{AC150}} = g_{0_{150}} + jb_{0_{150}} = 5,785 \cdot 10^{-9} + j2,883 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Значення повного опору та провідності ділянки 2–3 (провід АС-150/24) дорівнюють:

$$\underline{Z}_{2-3} = (r_{0_{150}} + jx_{0_{150}}) \cdot L_{2-3} = (0,194 + j0,424) \cdot 11 =$$

$$= 2,134 + j4,662 \text{ Ом;}$$

$$\underline{Y}_{2-3} = (g_{0_{150}} + jb_{0_{150}}) \cdot L_{2-3} = (5,785 \cdot 10^{-9} + j2,883 \cdot 10^{-6}) \cdot 11 =$$

$$= 63,64 \cdot 10^{-9} + j31,711 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Повний опір та провідність решти ділянок мережі 35 кВ та 110 кВ визначаються за аналогічною методикою, а результати обчислень зведено в табл. 1.1.1 та 1.1.2.

Таблиця 1.1.1 – Параметри ділянок повітряних ліній електропередачі напругою 110 кВ

Ділянка	Імпеданс, Ом	Адмітанс, См
0-1	2,76+j8,36	99,17·10 ⁻⁹ +j58,61·10 ⁻⁶
0-2	3,33+j11,46	115,7·10 ⁻⁹ +j83,951·10 ⁻⁶
0-4	2,85+j9,82	99,17·10 ⁻⁹ +j71,96·10 ⁻⁶
1-3	6,02+j13,14	179,34·10 ⁻⁹ +j89,37·10 ⁻⁶

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		16

Продовження таблиці 1.1.1		
2-5	$2,14+j4,66$	$63,64 \cdot 10^{-9} + j31,71 \cdot 10^{-6}$
3-4	$3,93+j6,9$	$105,79 \cdot 10^{-9} + j45,25 \cdot 10^{-6}$
4-5	$6,38+j11,21$	$171,9 \cdot 10^{-9} + j73,53 \cdot 10^{-6}$

Таблиця 1.1.2 – Параметри ділянок повітряних ліній електропередачі напругою 35 кВ

Ділянка	Імпеданс, Ом	Адмітанс, См
2-10	$2,7+j4,66$	$0,00+j31,73 \cdot 10^{-6}$
3-6	$2,21+j3,81$	$0,00+j25,96 \cdot 10^{-6}$
6-7	$0,98+j1,69$	$0,00+j11,54 \cdot 10^{-6}$
7-8	$1,72+j2,96$	$0,00+j20,19 \cdot 10^{-6}$
8-9	$2,33+j4,99$	$0,00+j34,62 \cdot 10^{-6}$
9-10	$2,4+j3,46$	$0,00+j22,64 \cdot 10^{-6}$
10-11	$3,89+j5,6$	$0,00+j36,78 \cdot 10^{-6}$

Отримані значення імпедансів і провідностей використовуватимуться при побудові схем заміщення мережі та подальшому аналізі її режимів роботи у нормальному та післяаварійному станах.

1.2 Розрахунок параметрів схем заміщення трансформаторів

Силові трансформатори виконують ключову функцію в системі електропостачання, забезпечуючи перетворення напруги для узгодження режимів роботи окремих ділянок мережі.

У цьому підрозділі розглянуто методику розрахунку параметрів схем заміщення трансформаторів, зокрема активного й реактивного опорів, а також поперечної провідності, яка враховує втрати в магнітопроводі.

Вихідні дані для розрахунку взято з паспортних характеристик: потужність, номінальні напруги, струми, втрати потужності при короткому замиканні та в режимі холостого ходу. Для трансформаторів з розщепленою обмоткою враховано розподіл навантаження між секціями.

Усі параметри зведено до єдиного рівня напруги, що відповідає умовам включення до загальної схеми електричної мережі.

Розрахункові дані наведено в таблицях 1.2.1 та 1.2.2. Джерелами даних є каталоги трансформаторного обладнання [2].

Таблиця 1.2.1 – Параметри двохобмоткових трансформаторів 35-110 кВ існуючої мережі

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулювання	Дані каталогу					
			U _{ном}		u _к , %	ΔP _{кз} , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _{хх} , %
			ВН	НН				
ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	±6х1,5%	35	11	6,5	26	5,1	1,1
ТМН(ТМ)-4000/35	4	±6х1,5%	35	11	7,5	33,5	6,7	1
ТДН-20000/110	20	±9х1,78%	112	11	10,5	153	62	4,5
ТДН-25000/110	25	±9х1,78%	112	11	10,5	153	62	4,5
ТРНДЦН-25000/110	25	±9х1,78%	115	11	10,5	120	27	0,7

Таблиця 1.2.2 – Параметри трьохобмоткових трансформаторів 35-110 кВ існуючої мережі

Тип	S _{ном} , МВА	Каталожні дані								
		U _{ном} , обмоток, кВ			u _к , %			ΔP _{кз} , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _{хх} , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	11	10,5	17,0	6,0	200	43	0,6
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7

Відповідно до розділу 3.2 [1], виконано розрахунок параметрів понижуючих трансформаторів 35-110 кВ.

Для трансформатора, встановленого на підстанції пункту 1, активний опір обмотки визначається за формулою:

$$R_{T1} = \frac{\Delta P_{кз-1} \cdot U_{овв}^2 \times 10^3}{S_{H1}^2} = \frac{153 \cdot 112^2 \times 10^3}{20000^2} = 4,798 \text{ Ом.}$$

Для триобмоткового трансформатора на підстанції пункту 2 активний опір визначається окремо для кожної пари обмоток відповідно до прийнятої схеми заміщення. Наприклад:

$$R_{B2} = R_{C2} = R_{H2} = \frac{\Delta P_{кз-2} \cdot U_{овв-2}^2 \times 10^3}{S_{H2}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \times 10^3}{25000^2} = 1,481 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір трансформатора, встановленого на підстанції пункту 1, розраховано за виразом:

$$X_{T1} = \frac{u_{к-1} \% \cdot U_{ВН-1}^2 \times 10^3}{S_{H1}} = \frac{10,5 \cdot 112^2 \times 10^3}{20000} = 65,856 \text{ Ом.}$$

Фіктивні значення короткозамикальної напруги для триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 2, визначаються за формулою:

$$u_{кв2} \% = 0,5 \cdot (u_{к(В-С)} \% + u_{к(В-Н)} \% - u_{к(С-Н)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 -$$

$$-6,5) = 10,75\%;$$

$$u_{KC2}\% = 0,5 \cdot (u_{K(B-C)}\% + u_{K(B-H)}\% - u_{K(C-H)}) = 0,5 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) = -0,25\% = 0\%;$$

$$u_{KH2}\% = 0,5 \cdot (u_{K(B-C)}\% + u_{K(B-H)}\% - u_{K(C-H)}) = 0,5 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) = 6,75\%.$$

Реактивний опір кожної гілки заміщення визначається за тією ж формулою, що й для двообмоткових трансформаторів (пункт 2):

$$X_{TB2} = \frac{u_{KB2}\% \cdot U_{BH2}^2 \times 10^3}{S_{H2}^2} = \frac{10,75 \cdot 115^2 \times 10^3}{25000} = 56,867 \text{ Ом},$$

$$X_{TC2} = \frac{u_{KC2}\% \cdot U_{BH2}^2 \times 10^3}{S_{H2}^2} = \frac{0 \cdot 115^2 \times 10^3}{25000} = 0 \text{ Ом},$$

$$X_{TH2} = \frac{u_{KH2}\% \cdot U_{BH2}^2 \times 10^3}{S_{H2}^2} = \frac{6,75 \cdot 115^2 \times 10^3}{25000} = 35,708 \text{ Ом}.$$

Модуль і комплексне значення повного опору силового трансформатора на підстанції пункту 1 розраховано за формулами:

$$Z_{T1} = \sqrt{R_{T1}^2 + X_{T1}^2} = \sqrt{4,798^2 + 65,856^2} = 66,031 \text{ Ом},$$

$$\underline{Z}_{T1} = R_{T1} + jX_{T1} = 4,798 + j65,856 \text{ Ом}.$$

Для трансформатора з трьома обмотками повний опір визначається для кожної пари обмоток окремо (ВН–СН, ВН–НН, СН–НН) та подається у вигляді комплексного числа згідно з результатами розрахунків.

$$Z_{TB2} = \sqrt{R_{TB2}^2 + X_{TB2}^2} = \sqrt{1,481^2 + 56,867^2} = 56,886 \text{ Ом},$$

$$Z_{TC2} = \sqrt{R_{TC2}^2 + X_{TC2}^2} = \sqrt{1,481^2 + 0^2} = 1,481 \text{ Ом},$$

$$Z_{TH2} = \sqrt{R_{TH2}^2 + X_{TH2}^2} = \sqrt{1,481^2 + 35,708^2} = 35,739 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{TB2} = R_{TB2} + jX_{TB2} = 1,481 + j56,867 \text{ Ом},$$

$$\underline{Z}_{TC2} = R_{TC2} + jX_{TC2} = 1,481 \text{ Ом},$$

$$\underline{Z}_{TH2} = R_{TH2} + jX_{TH2} = 1,481 + j35,708 \text{ Ом}.$$

Активна поперечна провідність трансформаторів визначається за даними режиму холостого ходу:

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		

$$G_{T1} = \frac{\Delta P_{xx} \times 10^{-3}}{U_{OB}^2} = \frac{62 \times 10^{-3}}{112^2} = 4,943 \text{ мкСм},$$

$$G_{T2} = \frac{\Delta P_{xx} \times 10^{-3}}{U_{OB}^2} = \frac{31 \times 10^{-3}}{115^2} = 2,344 \text{ мкСм}.$$

Реактивна поперечна провідність розраховується за:

$$B_{T1} = -\frac{I_{xx}\% \cdot S_{H1} \times 10^{-5}}{U_{OB1}^2} = -\frac{4,5 \cdot 20000 \times 10^{-5}}{112^2} = -71,747 \text{ мкСм},$$

$$B_{T2} = -\frac{I_{xx}\% \cdot S_{H1} \times 10^{-5}}{U_{OB1}^2} = -\frac{0,7 \cdot 25000 \times 10^{-5}}{115^2} = -13,233 \text{ мкСм}.$$

Модулі поперечної провідності:

$$Y_{T1} = \sqrt{G_{T1}^2 + B_{T1}^2} = \sqrt{4,943^2 + (-71,747)^2} = 71,917 \text{ мкСм},$$

$$Y_{T2} = \sqrt{G_{T2}^2 + B_{T2}^2} = \sqrt{2,344^2 + (-13,233)^2} = 13,439;$$

У комплексній формі:

$$\underline{Y}_{T1} = G_{T1} + jB_{T1} = 4,943 - j71,747 \text{ мкСм},$$

$$\underline{Y}_{T2} = G_{T2} + jB_{T2} = 2,344 - j13,233 \text{ мкСм}.$$

Повний приведенний комплексний опір блоку з двох трансформаторів:

$$\underline{Z}_{\text{бТ1}} = \frac{\underline{Z}_{T1}}{n} = \frac{4,798 + j65,856}{2} = 2,399 + j32,928 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\text{бТВ2}} = \frac{\underline{Z}_{ТВ2}}{n} = \frac{1,481 + j56,867}{2} = 0,741 + j28,433 \text{ Ом},$$

$$\underline{Z}_{\text{бТС2}} = \frac{\underline{Z}_{ТС2}}{n} = \frac{1,481}{2} = 0,741 \text{ Ом},$$

$$\underline{Z}_{\text{бТН2}} = \frac{\underline{Z}_{ТН2}}{n} = \frac{1,481 + j35,708}{2} = 0,741 + j17,854 \text{ Ом}.$$

Загальна поперечна провідність трансформаторного блоку, що складається з двох однакових трансформаторів (дво- або триобмоткових), розраховується як:

$$\underline{Y}_{\text{бТ1}} = n \cdot \underline{Y}_{T1} = 2 \cdot (4,943 - j71,747) = 9,886 - j143,494 \text{ мкСм},$$

$$\underline{Y}_{\text{бТ2}} = n \cdot \underline{Y}_{T2} = 2 \cdot (2,344 - j13,233) = 4,688 - j26,466 \text{ мкСм}.$$

Розрахунок параметрів схем заміщення трансформаторів, встановлених на інших підстанціях, виконано за аналогічним алгоритмом із використанням вихідних паспортних характеристик.

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		

Узагальнені результати подано в таблицях 1.2.3 і 1.2.4. Верифікація результатів у середовищі Simple Voltage Calculator (SVC) засвідчила відповідність розрахункових даних програмній моделі, що підтверджує правильність методики.

Таблиця 1.2.3 – Параметри активного, реактивного та повного опору схем заміщення трансформаторних блоків електричної мережі

№ ПС	Опір трансформатора									
	Активний, Ом		Реактивний, Ом				Повний, Ом			
	R_T	$R_{TB} = R_{TC} = R_{TH}$	X_T	X_{TB}	X_{TC}	X_{TH}	Z_T	Z_{TB}	Z_{TC}	Z_{TH}
1	4,798	-	65,856	-	-	-	66,031	-	-	-
2	-	1,481	-	56,868	0	35,708	-	56,868	1,481	35,708
3	-	0,827	-	35,542	0	20,664	-	35,552	0,827	20,681
4	3,071	-	52,685	-	-	-	52,774	-	-	-
6	5,096	-	31,85	-	-	-	32,255	-	-	-
7	2,565	-	22,969	-	-	-	23,112	-	-	-
8	5,096	-	31,85	-	-	-	32,255	-	-	-
9	2,565	-	22,969	-	-	-	23,112	-	-	-
10	5,096	-	31,85	-	-	-	32,255	-	-	-
11	2,565	-	22,969	-	-	-	23,112	-	-	-
	R_{TB}	$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \cdot R_{TB}$	X_T	X_{TB}	X_{TH1}	X_{TH2}	Z_T	Z_{TB}	Z_{TH1}	Z_{TH2}
5	2,539	5,078	-	55,545	111,09	111,09	-	55,603	111,206	111,206

Таблиця 1.2.4 – Результати визначення комплексних опорів і провідностей схем заміщення трансформаторних блоків, що входять до складу електричної мережі

№ П С	Провідність трансформатора, мкСм			Повний комплексний опір блоку трансформаторів, Ом				Комплексна провідність блоку трансформаторів, мкСм
	Акти- вна	Реакти- вна	Повна					
1	4,94	-71,75	71,92	$2,4+j32,93$	-	-	-	$9,89 - j143,49$
2	2,34	-13,23	13,44	-	$0,74+j28,43$	0,74	$0,74+j17,85$	$4,69 - j26,47$
3	3,25	-16,5	16,82	-	$0,41+j17,77$	0,41	$0,41+j10,33$	$6,5 - j33$
4	4,94	-81,53	81,68	$1,54+j32,93$	-	-	-	$9,88 - j163,06$
5	2,04	-12,03	12,20	-	$1,27+j27,77$	$2,54+j55,545$		$4,08 - j24,06$
6	4,16	-20,41	20,83	$5,1+j31,85$	-	-	-	$4,16 - j20,41$
7	5,46	-29,68	30,19	$2,57+j22,97$	-	-	-	$5,47 - j29,69$
8	4,16	-20,41	20,83	$5,1+j31,85$	-	-	-	$4,16 - j20,41$
9	5,47	-29,69	30,19	$2,57+j22,97$	-	-	-	$5,47 - j29,69$
10	4,16	-20,41	20,83	$2,55+j15,93$	-	-	-	$8,32 - j40,82$
11	5,47	-29,69	30,19	$2,57+j22,969$	-	-	-	$5,47 - j29,69$

На основі розрахованих параметрів схем заміщення сформовано довідкову базу трансформаторів для подальшого використання у середовищі *Simple Voltage Calculator (SVC)*.

Отримані дані використовуються при моделюванні сталих і післяаварійних режимів, а також перевірки відповідності електричних режимів нормативним вимогам. Характеристики трансформаторних блоків було приведено до єдиного формату для включення до моделі електричної мережі.

1.3 Розрахунок усталеного режиму при максимальному навантаженні

Для аналізу режимів роботи електричної мережі виконано розрахунок усталеного режиму за допомогою програмного середовища *Simple Voltage Calculator*. Обчислення виконано методом послідовних ітерацій Зейделя. Кількість ітерацій встановлено на рівні 10 000, а точність досягала $\varepsilon = 0,000001$.

Напругу БП встановлюємо на рівні 118 кВ.

У моделі використано дані параметрів повітряних ліній та трансформаторів, розраховані в підрозділах 1.1 та 1.2.

У таблиці 1.3.1 наведено значення напруг у вузлах, фазові кути, а також активні й реактивні потужності, що протікають у кожному вузлі в умовах максимального навантаження.

Таблиця 1.3.1 – Результати розрахунку параметрів вузлів електричної мережі у режимі максимального навантаження до регулювання

Параметри вузлів				
Найменування	U, кВ	δ , °	Потужність	
			P, МВт	Q, МВАр (інд)
БП	118	0	123,35	68,52
П1 110 кВ	115,74	-1,10	27,3	15,929
П1 10 кВ	10,95	-4,94	27,00	11,50
П2 110 кВ	114,46	-1,63	21,73	12,724
П2 35 кВ	37,27	-4,35	10,01	4,144
П2 10 кВ	10,54	-5,61	15,00	6,39
П3 110 кВ	114,75	-1,58	12,098	5,664
П3 35 кВ	38,12	-2,50	6,61	4,28
П3 10 кВ	10,89	-2,60	2,00	0,85
П4 110 кВ	114,86	-1,54	31,29	17,79
П4 10 кВ	10,91	-5,13	31,00	13,21
П5 110 кВ	113,66	-1,91	29,28	17,644
П5 10 кВ 1	10,09	-9,57	14,50	6,18
П5 10 кВ 2	10,09	-9,57	14,50	6,18
П6 35 кВ	37,14	-3,68	2,02	1,00

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 1.3.1

П6 10 кВ	11,33	-6,24	2,00	0,85
П7 35 кВ	36,65	-4,05	3,03	1,51
П7 10 кВ	11,17	-6,97	3,00	1,28
П8 35 кВ	36,32	-4,56	2,02	1,00
П8 10 кВ	11,07	-7,25	2,00	0,85
П9 35 кВ	36,12	-5,11	3,03	1,51
П9 10 кВ	11,00	-8,12	3,00	1,28
П10 35 кВ	36,26	-5,17	3,03	1,43
П10 10 кВ	10,66	-7,18	3,00	1,27
П11 35 кВ	35,98	-5,42	3,03	1,52
П11 10 кВ	10,96	-8,46	3,00	1,28

У вузлах ПС-6, ПС-7, ПС-8, ПС-9 та ПС-11 зафіксовано завищені значення напруги на стороні 10 кВ, які виходять за межі допустимого діапазону 9–11 кВ. Такий стан може призвести до перевищення допустимого рівня напруги на шинах споживачів, зниження ресурсу електрообладнання та порушення нормативних показників якості електроенергії.

Для приведення рівнів напруги до нормативних значень необхідно виконати зниження положення відпаяк на регулювальних пристроях трансформаторів. Рекомендовані положення відпаяк для трансформаторів, встановлених на відповідних підстанціях, наведено у таблиці 1.3.2.

Таблиця 1.3.2 – Результати вибору положень відпаяк РПН та ПБЗ трансформаторів у режимі максимального навантаження

№ пункту	$N_{\text{РПН}_i}^{\text{ст}}$	$N_{\text{ПБЗ}_i}^{\text{ст}}$
1	-2	-
2	0	-1
3	-2	-1
4	-2	-
5	2	-
10	2	-

Детальні розрахунки з вибору положень РПН і ПБЗ не наводяться, оскільки програмне середовище *Simple Voltage Calculator (SVC)* автоматично виконує підбір оптимальних значень із негайним оновленням режимних параметрів у результаті кожного перемикавання. У таблиці 1.3.3 наведено оновлені значення параметрів вузлів мережі після коригування відпаяк трансформаторів відповідно до таблиці 1.3.2.

Таблиця 1.3.3 – Параметри вузлів електричної мережі у режимі максимального навантаження після вибору положень РПН та ПБЗ

Параметри вузлів				
Найменування	U,кВ	$\delta, ^\circ$	Потужність	
			P, МВт	Q, МВАр (інд)
БП	118	0	123,38	68,64
П1 110 кВ	115,78	-1,10	27,30	15,53
П1 10 кВ	10,58	-4,94	27	11,5
П2 110 кВ	114,37	-1,64	22,62	14,35
П2 35 кВ	36,19	-4,48	7,49	7,49
П2 10 кВ	10,49	-5,75	15	6,39
П3 110 кВ	114,85	-1,58	11,25	4,33
П3 35 кВ	36,01	-2,43	9,16	2,86
П3 10 кВ	10,54	-2,54	2	0,85
П4 110 кВ	114,89	-1,54	31,27	17,79
П4 10 кВ	10,54	-5,13	31	13,21
П5 110 кВ	113,61	-1,91	29,27	17,43
П5 10 кВ 1	10,49	-9,28	14,5	6,18
П5 10 кВ 2	10,49	-9,28	14,5	6,18
П6 35 кВ	35,16	-3,73	2,02	1,01
П6 10 кВ	10,69	-6,60	2	0,85
П7 35 кВ	34,74	-4,18	3,03	1,53
П7 10 кВ	10,55	-7,44	3	1,28
П8 35 кВ	34,55	-4,73	2,02	1,01
П8 10 кВ	10,49	-7,71	2	0,85
П9 35 кВ	34,57	-5,28	3,03	1,53
П9 10 кВ	10,50	-8,59	3	1,28
П10 35 кВ	34,90	-5,37	3,03	1,40
П10 10 кВ	10,55	-7,54	3	1,27
П11 35 кВ	34,61	-5,63	3,03	1,53
П11 10 кВ	10,51	-8,94	3	1,28

Аналіз результатів розрахунку показав, що значення напруги на шинах усіх вузлів 110 кВ, 35 кВ і 10 кВ перебувають у межах, допустимих для нормальної роботи розподільчих електричних мереж.

Встановлені нормативні діапазони напруг для відповідних класів становлять:

- 110 кВ: 99-121 кВ;
- 35 кВ: 31,5-38,5 кВ;
- 10 кВ: 9-11 кВ.

Для перевірки відповідності струмів допустимим значенням виконано розрахунок струмового навантаження по всіх ділянках мережі в умовах максимального навантаження. У таблиці 1.3.4 наведено значення розрахованих струмів та їх порівняння з довготривало допустимими значеннями (згідно з перерізом проводу і температурним режимом).

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.3.4 – Оцінка струмового навантаження ділянок мережі в умовах максимального режиму

Ділянка	Виконання ділянки	Струмове навантаження, А	Тривалий струм, I _{доп} , А
0-1	АС-185	206,3	510
0-2	АС-240	236,8	610
0-4	АС-240	248,1	610
1-3	АС-150	52,5	450
2-5	АС-150	104,6	450
2-10	АС-120	150,4	390
3-6	АС-120	153,8	390
4-3	АС-120	6,4	390
4-5	АС-120	65,1	390
6-7	АС-120	117,6	390
7-8	АС-120	64,4	390
8-9	АС-150	34,8	450
10-9	АС-95	46,2	330
10-11	АС-95	56,0	330

Струмові навантаження на жодній з ділянок не перевищують довготривало допустимих значень. Це свідчить про правильний вибір перерізів проводів і допустиме теплове навантаження в режимі максимальної потужності.

Таблиця 1.3.5 – Завантаження трансформаторів у режимі максимальної потужності

№ Пункту	Трансформатори	S _{ном} , МВА	S _{факт} , МВА	Завантаження, %
1	ТДН-20000/110	20	15,23	76,15
2	ТДТН 25000/110	25	13,53	54,12
3	ТДТН 40000/110	40	6,01	15
4	ТДН-25000/110	25	17,42	69,68
5	ТРНДЦН-25000/110	25	16,99	67,96
6	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,24	89,6
7	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,37	84,25
8	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,24	89,6
9	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,37	84,25
10	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	1,66	66,4
11	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,37	84,25

Таблиця 1.3.6 – Параметри ділянок повітряних ліній електричної мережі у режимі максимальної навантажень

Параметри ділянок								
Найм.	Потік початку		Втрати			I _ф ,кА	Потік кінця	
	P,МВт	Q,МВАр	ΔP,МВт	ΔQ,МВАр	dU,кВ		P,МВт	Q,МВАр
0-1	37,73	18,81	0,36	1,08	3,16	0,2063	37,38	18,54
0-2	41,25	25,34	0,57	1,95	4,92	0,2368	40,68	24,52
0-4	44,40	24,49	0,53	1,83	4,41	0,2481	43,87	23,64
1-3	10,08	3,01	0,05	0,11	1,34	0,0525	10,03	4,08
2-5	18,06	10,16	0,07	0,15	0,93	0,1046	17,99	10,42

					ДП1113.131.013.ПЗ				Арк.
									25
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата					

Продовження таблиці 1.3.6

2-10	7,49	5,72	0,18	0,32	1,40	0,1504	7,31	5,44
3-6	9,16	2,86	0,16	0,27	1,17	0,1538	9,00	2,62
4-3	1,23	-0,34	0,00	0,00	0,08	0,0064	1,23	0,25
4-5	11,37	6,20	0,08	0,15	1,48	0,0651	11,28	7,01
6-7	6,98	1,61	0,07	0,07	0,50	0,1176	6,91	1,55
7-8	3,88	0,02	0,02	0,04	0,38	0,0644	3,85	0,01
8-9	1,83	-1,00	0,01	0,02	0,33	0,0348	1,82	-0,98
10-9	1,23	2,51	0,02	0,02	0,34	0,0462	1,21	2,51
10-11	3,05	1,47	0,02	0,03	0,33	0,0560	3,03	1,53

Всі трансформатори працюють із завантаженням не вище 90 %, що відповідає допустимим значенням для режиму тривалої експлуатації. Найбільше завантаження спостерігається у трансформаторів типу ТМ(ТМ)-2500/35, що працюють з навантаженням до 89,6 %, що є прийнятним.

Програма Simple Voltage Calculator (SVC), окрім обчислення навантаження трансформаторів, виконує також розрахунок сумарних втрат потужності в елементах електричної мережі. Загальні втрати потужності в елементах мережі за результатами моделювання становлять:

$$\Delta S_{\Sigma} = 3,39 - j17,52 \text{ МВА.}$$

На рисунку 1.3.1 та 1.3.2 представлено режимні показники функціонування наявної мережі в умовах максимального навантаження.

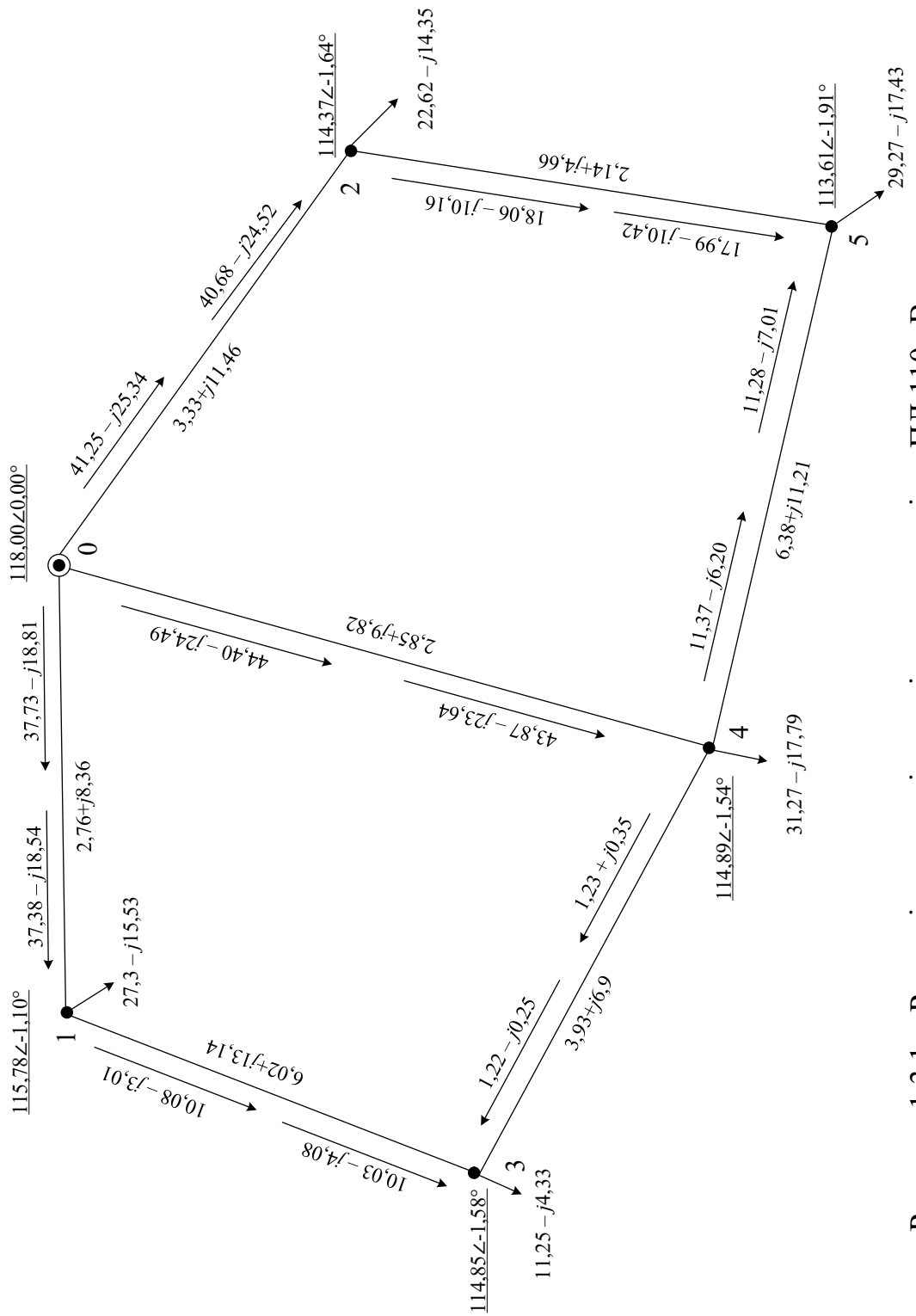


Рисунок 1.3.1 – Розподіл напруг і потоків потужності по ПЛ 110 кВ у режимі максимального навантаження

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

27

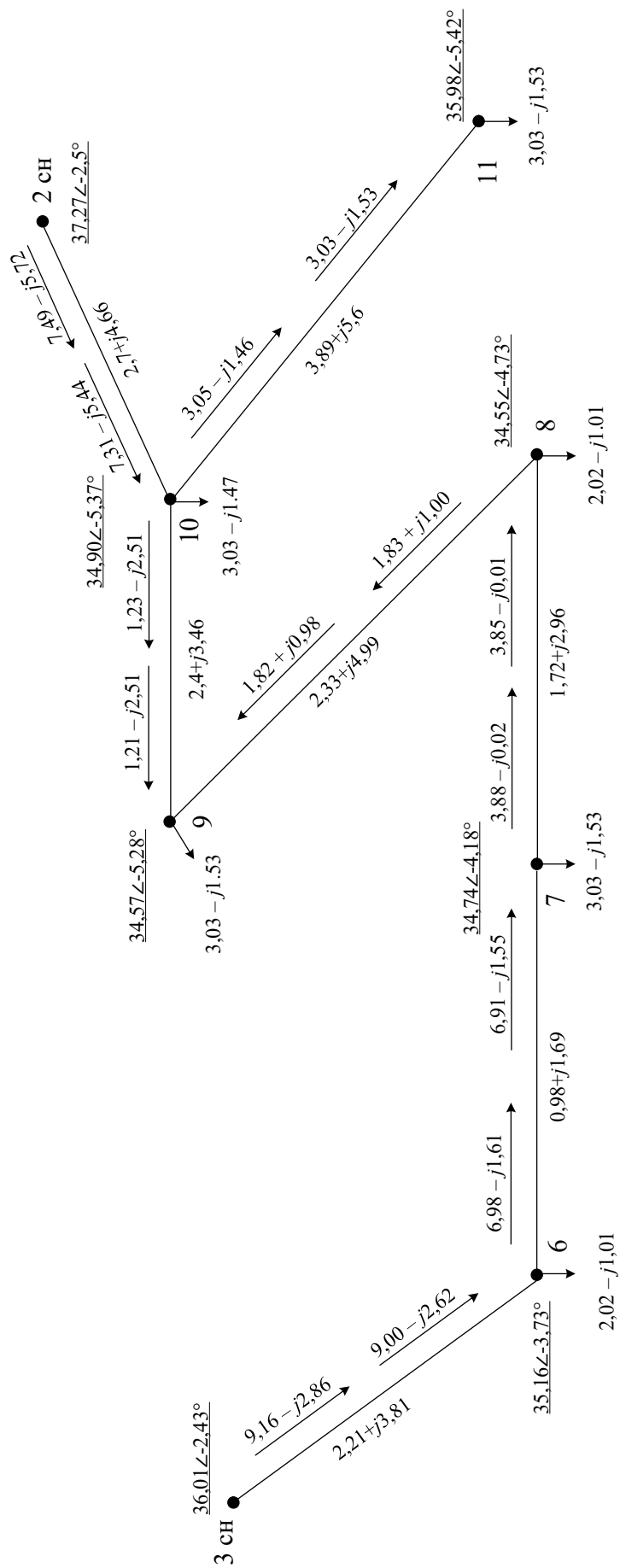


Рисунок 1.3.2 – Розподіл напруг і потоків потужності по ПЛ 35 кВ у режимі максимального навантаження

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата
-----	------	-----------	--------	------

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

28

На рисунках подано значення вузлових напруг, напрямки потоків активної та реактивної потужності, а також фазові кути (δ), отримані в результаті ітераційного розрахунку методом Зейделя у середовищі SVC.

Розрахунок приведених навантажень виконується на основі потоків потужності в елементах мережі, що дозволяє автоматично враховувати всі перетоки між вузлами. Завдяки цьому виконується перевірка 1-го закону Кірхгофа, тобто балансу потужності у кожному вузлі.

Перевірка 2-го закону Кірхгофа виконується шляхом аналізу сумарного падіння напруги вздовж замкнених контурів мережі. Для цього використовуються відомі модулі напруг і кути зсуву фаз (δ), що дозволяє обчислити фазовий зсув напруги в кожному вузлі по відношенню до базового. Обчислення виконано у середовищі MathCad.

II-й закон Кірхгофа:

Контур 0 – 1 – 3 – 4 – 0:

$$(U_0 - U_1 \cdot e^{j\delta_1}) + (U_1 \cdot e^{j\delta_1} - U_3 \cdot e^{j\delta_3}) - (U_4 \cdot e^{j\delta_4} - U_3 \cdot e^{j\delta_3}) - (U_0 - U_4 \cdot e^{j\delta_4}) = (118 - 115,78 \cdot e^{-j \cdot 1,10^\circ}) + (115,78 \cdot e^{-j \cdot 1,10^\circ} - 114,85 \cdot e^{-j \cdot 1,58^\circ}) - (114,89 \cdot e^{-j \cdot 1,54^\circ} - 114,85 \cdot e^{-j \cdot 1,58^\circ}) - (118 - 114,89 \cdot e^{-j \cdot 1,54^\circ}) = 0 \text{ кВ};$$

Контур 0 – 2 – 5 – 4 – 0:

$$(U_0 - U_2 \cdot e^{j\delta_2}) + (U_2 \cdot e^{j\delta_2} - U_5 \cdot e^{j\delta_5}) - (U_4 \cdot e^{j\delta_4} - U_5 \cdot e^{j\delta_5}) - (U_0 - U_4 \cdot e^{j\delta_4}) = (118 - 114,37 \cdot e^{-j \cdot 1,64^\circ}) + (114,37 \cdot e^{-j \cdot 1,64^\circ} - 113,61 \cdot e^{-j \cdot 1,91^\circ}) - (114,89 \cdot e^{-j \cdot 1,54^\circ} - 113,61 \cdot e^{-j \cdot 1,91^\circ}) - (118 - 114,89 \cdot e^{-j \cdot 1,54^\circ}) = 0 \text{ кВ};$$

За результатами моделювання встановлено, що робочі напруги на шинах 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ перебувають у допустимому діапазоні. Струмові навантаження не перевищують граничних значень, а всі трансформатори функціонують у межах допустимого теплового режиму. Завдяки оптимальному вибору положень відпаяк РПН і ПБЗ забезпечено стабільний рівень напруги на

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		

стороні низької напруги. Перевірка виконання законів Кірхгофа підтвердила баланс потужності у вузлах мережі та достовірність розподілу напруг.

1.4 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Для оцінки надійності функціонування електричної мережі виконано моделювання післяаварійного режиму, що передбачає виведення з роботи найбільш навантажених повітряних ліній. На підставі результатів розрахунку усталеного режиму визначено, що:

- ділянка 0–4 ПЛ 110 кВ має найбільший струм навантаження — 248,1 А;
- ділянка 3–6 ПЛ 35 кВ є найбільш навантаженою серед ліній 35 кВ, зі струмом 153,8 А.

Вибір ліній, які умовно підлягають відключенню для аналізу післяаварійного режиму, здійснюється відповідно до методики, викладеної в [1]. У ній визначено критерії допустимого струмового навантаження та принципи формування післяаварійних сценаріїв. Кожен із випадків відключення розглядається окремо з метою перевірки здатності мережі забезпечувати живлення споживачів і відповідність режимних параметрів (напруг, струмів) нормативним межам.

1.4.1 Розрахунок післяаварійного режиму при відключенні ПЛ 3–6 (35 кВ)

Метою аналізу є оцінка змін вузлових параметрів електричної мережі, зокрема напруг і потоків потужності, а також перевірка здатності системи забезпечити стабільну роботу в умовах пошкодження окремої ділянки. Розрахунок виконано із використанням програмного забезпечення *Simple Voltage Calculator (SVC)* на основі тієї ж математичної моделі, що й для розрахунку усталеного режиму.

Нижче наведено параметри вузлів після моделювання аварійного режиму з відключенням ділянки ПЛ 3–6 (35 кВ). Результати розрахунку наведено в таблиці 1.4.1.1.

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ док-т.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.4.1.1 – Параметри вузлів електричної мережі при відключенні ділянки ПЛ 3–6 (35 кВ)

Параметри вузлів				
Найменування	U, кВ	δ , °	Потужність	
			P, МВт	Q, МВАр (інд)
БП	118,00	0,00	124,70	72,99
П1 110 кВ	115,91	-1,01	27,30	15,53
П1 10 кВ	10,59	-4,84	27	11,5
П2 110 кВ	113,71	-1,84	32,94	21,23
П2 35 кВ	35,42	-6,10	17,75	10,77
П2 10 кВ	10,27	-7,45	15	6,39
П3 110 кВ	115,23	-1,36	2,09	1,30
П3 35 кВ	36,30	-1,51	0,00	0,00
П3 10 кВ	10,62	-1,61	2	0,85
П4 110 кВ	114,91	-1,48	31,27	17,79
П4 10 кВ	10,54	-5,07	31	13,21
П5 110 кВ	113,13	-2,04	29,27	17,48
П5 10 кВ 1	10,44	-9,48	14,5	6,18
П5 10 кВ 2	10,44	-9,48	14,5	6,18
П6 35 кВ	29,30	-12,61	2,03	1,06
П6 10 кВ	8,77	-17,05	2	0,85
П7 35 кВ	29,48	-12,48	3,04	1,62
П7 10 кВ	8,82	-17,34	3	1,28
П8 35 кВ	30,05	-11,77	2,03	1,05
П8 10 кВ	9,01	-15,96	2	0,85
П9 35 кВ	31,25	-10,07	3,04	1,58
П9 10 кВ	9,41	-14,27	3	1,28
П10 35 кВ	32,69	-8,79	3,04	1,48
П10 10 кВ	9,84	-11,33	3	1,27
П11 35 кВ	32,37	-9,10	3,03	1,56
П11 10 кВ	9,78	-12,98	3	1,28

Як видно з таблиці 1.4.1.1, в результаті відключення ділянки ПЛ 3–6 (35 кВ) значення напруги на шинах 10 кВ у пунктах П6, П7, П8 знизились до рівня, нижчого за нормативний робочий діапазон (9–11 кВ), досягнувши мінімального значення 8,77 кВ. Це свідчить про необхідність коригування регулювальних положень трансформаторів для стабілізації рівня напруги в контрольних вузлах. З метою відновлення нормативного рівня напруги на стороні 10 кВ рекомендовано змінити положення відпаяк пристроїв РПН та ПБЗ на відповідних підстанціях, як наведено в таблиці 1.4.1.2.

Таблиця 1.4.1.2 – Положення відпаяк РПН та ПБЗ у режимі післяаварійного відключення ПЛ 3–6 (35 кВ)

№ пункту	$N_{\text{РПН}_i}^{\text{ст}}$	$N_{\text{ПБЗ}_i}^{\text{ст}}$
1	-2	-
2	2	1
3	-3	-1
4	-2	-
5	2	-
10	0	-

Після моделювання післяаварійного режиму для ділянки ПЛ 3–6 (35 кВ) було виконано коригування положень відпаяк РПН і ПБЗ трансформаторів з метою відновлення нормативного рівня напруги в усіх вузлах електричної мережі. Значення регулювальних положень РПН і ПБЗ наведено в таблиці 1.4.1.2, а відповідні вузлові параметри після їх встановлення — у таблиці 1.4.1.3.

Таблиця 1.4.1.3 – Параметри вузлів електричної мережі після регулювання РПН і ПБЗ у режимі післяаварійного відключення ПЛ 3–6 (35 кВ)

Параметри вузлів				
Найменування	U, кВ	$\delta, ^\circ$	Потужність	
			P, МВт	Q, МВАр (інд)
БП	118,00	0,00	124,31	71,91
П1 110 кВ	115,92	-1,01	27,30	15,53
П1 10 кВ	10,59	-4,84	27	11,5
П2 110 кВ	113,79	-1,84	32,58	20,24
П2 35 кВ	38,37	-6,04	17,39	9,92
П2 10 кВ	10,59	-7,31	15	6,39
П3 110 кВ	115,24	-1,36	2,09	1,30
П3 35 кВ	35,69	-1,51	0,00	0,00
П3 10 кВ	10,44	-1,61	2	0,85
П4 110 кВ	114,94	-1,48	31,27	17,79
П4 10 кВ	10,54	-5,06	31	13,21
П5 110 кВ	113,19	-2,04	29,27	17,47
П5 10 кВ 1	10,44	-9,47	14,5	6,18
П5 10 кВ 2	10,44	-9,47	14,5	6,18
П6 35 кВ	33,03	-11,43	2,03	1,02
П6 10 кВ	10,00	-14,84	2	0,85
П7 35 кВ	33,19	-11,33	3,03	1,55
П7 10 кВ	10,05	-15,06	3	1,28
П8 35 кВ	33,68	-10,76	2,03	1,02
П8 10 кВ	10,21	-14,02	2	0,85
П9 35 кВ	34,72	-9,39	3,03	1,53
П9 10 кВ	10,55	-12,73	3	1,28
П10 35 кВ	35,98	-8,32	3,03	1,46

Продовження таблиці 1.4.1.3				
П10 10 кВ	10,57	-10,40	3	1,27
П11 35 кВ	35,69	-8,58	3,03	1,52
П11 10 кВ	10,87	-11,72	3	1,28

Після встановлення регулювальних положень РПН і ПБЗ у відповідних вузлах електричної мережі всі значення напруги було приведено до нормативного діапазону. Мінімальне значення напруги на стороні 10 кВ становить 10,00 кВ, що відповідає номінальному рівню. Це свідчить про ефективність виконаного регулювання в умовах післяаварійного відключення ділянки ПЛ 3–6 (35 кВ) та підтверджує здатність мережі забезпечувати допустимі режимні параметри за аварійного сценарію.

Таблиця 1.4.1.4 – Оцінка струмового навантаження ділянок мережі в умовах післяаварійного режиму при відключенні ПЛ 3-6 кВ (35 кВ)

Ділянка	Виконання ділянки	Струмове навантаження, А	Тривалий струм, $I_{\text{доп}}$, А
0-1	АС-185	191,6	510
0-2	АС-240	270,7	610
0-4	АС-240	241,0	610
1-3	АС-150	37,8	450
2-5	АС-150	79,1	450
2-10	АС-120	301,2	390
3-4	АС-120	28,8	390
3-6	АС-120	0,0000	390
4-5	АС-120	91,5	390
7-6	АС-120	39,7	390
8-7	АС-120	98,9	390
9-8	АС-150	137,5	450
10-9	АС-95	193,5	330
10-11	АС-95	54,2	330

Таблиця 1.4.1.5 – Завантаженість трансформаторів в післяаварійному режимі в ділянці ПЛ 3-6 (35 кВ)

№ Пункту	Трансформатори	$S_{\text{ном}}$, МВА	$S_{\text{факт}}$, МВА	Завантаження, %
1	ТДН-20000/110	20	15,23	76,15
2	ТДТН 25000/110	25	20,10	80,40
3	ТДТН 40000/110	40	1,090	2,730
4	ТДН-25000/110	25	17,42	69,68
5	ТРНДЦН-25000/110	25	16,94	67,76
6	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,260	90,40
7	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,390	84,75
8	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,250	90,00
9	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,370	84,25
10	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	1,670	66,40
11	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,370	84,25

					ДП1113.131.013.ПЗ		Арк.
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата			33

Аналіз таблиць 1.4.1.4 і 1.4.1.5 показав, що струмові навантаження на всіх ділянках мережі та завантаження трансформаторів не перевищують допустимих значень.

Більшість трансформаторів працює в межах 60–90 % номінальної потужності, що відповідає умовам тривалого режиму. Відключення ПЛ 3–6 (35 кВ) не призводить до перевантаження елементів, тож післяаварійний режим є термічно допустимим. Таким чином, післяаварійний режим у мережі після відключення ПЛ 3–6 (35 кВ) можна вважати термічно допустимим, без потреби додаткового підсилення або перевантаження елементів мережі.

Таблиця 1.4.1.6 – Параметри ділянок існуючої мережі післяаварійний режим на ділянці 3-6 ПЛ (35 кВ)

Параметри ділянок								
Найм.	Потік початку		Втрати			Іф,кА	Потік кінця	
	Р,МВт	Q,МВАр	ΔР,МВт	ΔQ,МВАр	dU,кВ		Р,МВт	Q,МВАр
0-1	34,93	17,68	0,31	0,93	2,93	0,1916	34,62	17,56
0-2	46,54	29,91	0,74	2,55	5,62	0,2707	45,80	28,49
0-4	42,84	24,32	0,50	1,73	4,29	0,2410	42,34	23,57
1-3	7,32	2,03	0,03	0,06	0,97	0,0378	7,29	3,17
2-5	13,22	8,25	0,04	0,09	0,71	0,0791	13,18	8,57
2-10	17,39	9,92	0,73	1,27	2,81	0,3012	16,66	8,69
3-4	5,21	1,87	0,01	0,02	0,39	0,0288	5,19	2,45
3-6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000	0,00	0,00
4-5	16,26	8,23	0,16	0,29	2,07	0,0915	16,09	8,90
7-6	2,04	1,02	0,01	0,01	0,17	0,0397	2,03	1,02
8-7	5,12	2,63	0,05	0,09	0,59	0,0989	5,07	2,57
9-8	7,28	3,89	0,13	0,28	1,31	0,1375	7,15	3,65
10-9	10,58	5,78	0,27	0,39	1,41	0,1935	10,31	5,42
10-11	3,05	1,45	0,02	0,02	0,32	0,0542	3,03	1,52

За результатами моделювання післяаварійного режиму при відключенні ділянки ПЛ 3–6 (35 кВ) отримано загальні втрати повної потужності:

$$\Delta S_{\Sigma} = 4,32 - j20,79 \text{ МВА.}$$

Значення втрат перевищують ті, що спостерігалися у режимі максимального навантаження без аварії. Це свідчить про зростання активних і реактивних втрат унаслідок перерозподілу навантаження в мережі після аварійного відключення зазначеної ділянки.

Схеми із зазначенням потоків потужності та напруг подано на рисунках 1.4.1.1 (ПЛ 110 кВ) та 1.4.1.2 (ПЛ 35 кВ).

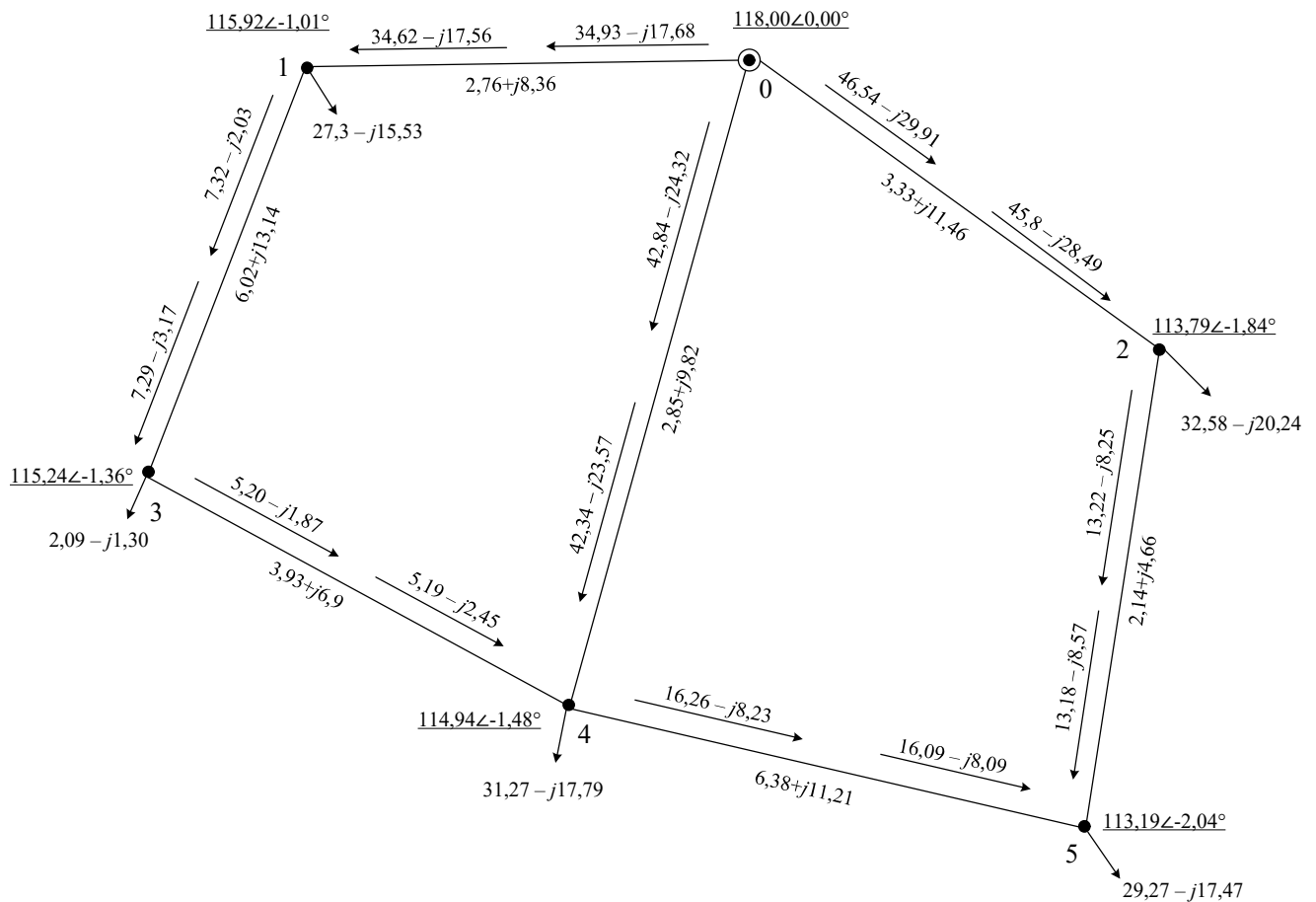


Рисунок 1.4.1.1 – Схема розподілу потужності та напруги в ПЛ 110 кВ при відключення ділянки ПЛ 3-6 (35 кВ)

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

35

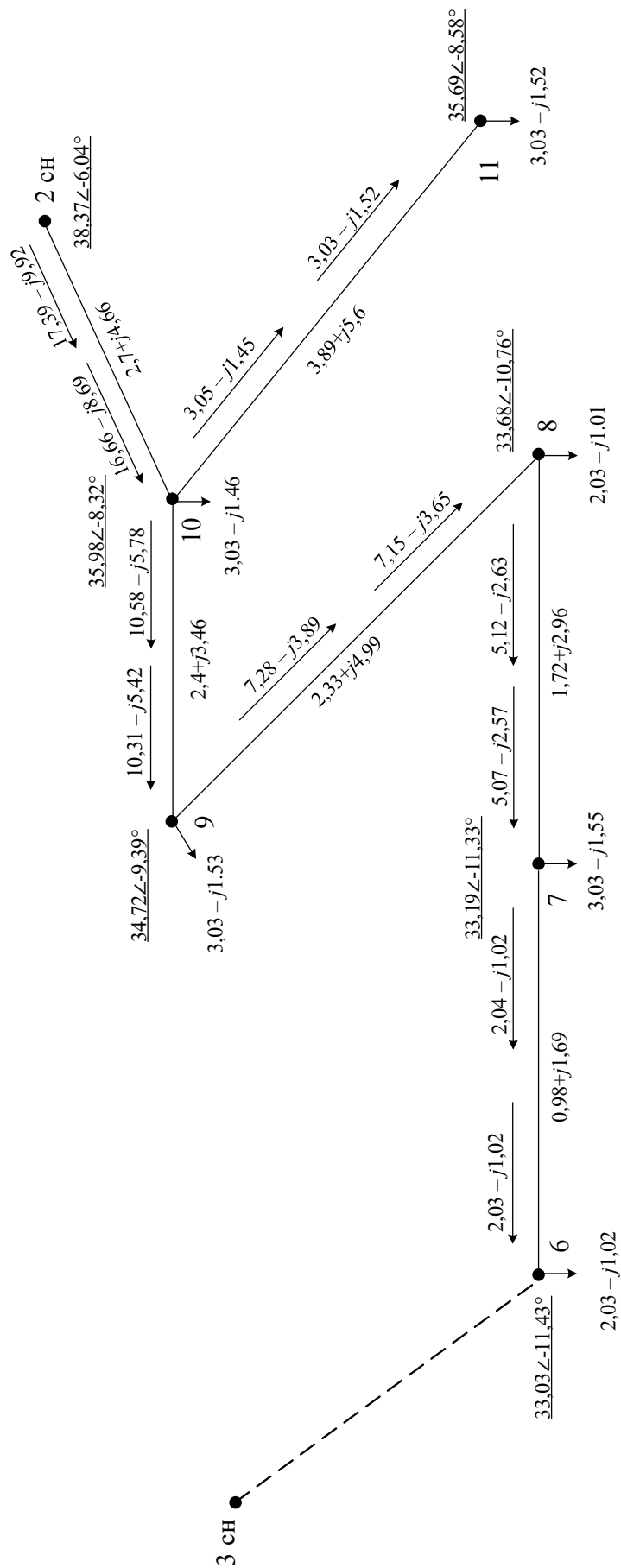


Рисунок 1.4.1.2 - Схема розподілу потужності та напруги в ПЛ
35 кВ при відключення ділянки ПЛ 3-6 (35 кВ)

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

36

Аналогічно до розділу 1.3 виконано перевірку виконання 2-го закону Кірхгофа для замкнених контурів мережі після відключення ділянки ПЛ 3–6 (35 кВ). Сума комплексних напруг по кожному з контурів дорівнює нулю з точністю до округлення:

Контур 0 – 1 – 3 – 4 – 0:

$$(U_0 - U_1 \cdot e^{j\delta_1}) + (U_1 \cdot e^{j\delta_1} - U_3 \cdot e^{j\delta_3}) + (U_4 \cdot e^{j\delta_4} - U_3 \cdot e^{j\delta_3}) - (U_0 - U_4 \cdot e^{j\delta_4}) = (118 - 115,92 \cdot e^{-j \cdot 1,01^\circ}) + (115,92 \cdot e^{-j \cdot 1,01^\circ} - 115,24 \cdot e^{-j \cdot 1,36^\circ}) + (115,24 \cdot e^{-j \cdot 1,36^\circ} - 114,94 \cdot e^{-j \cdot 1,48^\circ}) - (118 - 114,94 \cdot e^{-j \cdot 1,48^\circ}) = 0 \text{ кВ};$$

Контур 0 – 2 – 5 – 4 – 0:

$$(U_0 - U_2 \cdot e^{j\delta_2}) + (U_2 \cdot e^{j\delta_2} - U_5 \cdot e^{j\delta_5}) - (U_4 \cdot e^{j\delta_4} - U_5 \cdot e^{j\delta_5}) - (U_0 - U_4 \cdot e^{j\delta_4}) = (118 - 113,79 \cdot e^{-j \cdot 1,84^\circ}) + (113,79 \cdot e^{-j \cdot 1,84^\circ} - 113,19 \cdot e^{-j \cdot 2,04^\circ}) - (114,94 \cdot e^{-j \cdot 1,48^\circ} - 113,19 \cdot e^{-j \cdot 2,04^\circ}) - (118 - 114,94 \cdot e^{-j \cdot 1,48^\circ}) = 0 \text{ кВ};$$

За результатами моделювання післяаварійного режиму для ПЛ 3–6 (35 кВ) забезпечено відповідність напруг у вузлах нормативному діапазону, допустимість струмового навантаження на лініях і трансформаторах. Втрати потужності зросли порівняно з режимом максимального навантаження, що пояснюється перерозподілом потоків у мережі після аварійного відключення.

1.4.2 Розрахунок післяаварійного режиму при відключенні ПЛ 110 кВ

У цьому підрозділі розглядається робота електричної мережі у післяаварійних умовах при відключенні найбільш навантаженої повітряної лінії 110 кВ. Метою аналізу є оцінка впливу такого порушення на основні режимні параметри: вузлові напруги, струми та потужності, а також перевірка здатності мережі зберігати стійкість при втраті одного з ключових зв'язків на рівні високої напруги.

Дані щодо напруг і фазових зсувів у вузлах одразу після відключення ділянки 0–4 наведено в таблиці 1.4.2.1.

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.4.2.1 – Результат обрахунку параметрів вузлів при відключенні ділянки 0-4 ПЛ 110 кВ

Найменування	U,кВ	$\delta, ^\circ$	Потужність	
			Потужність	
			P, МВт	Q, МВАр (інд)
БП	118	0	125,39	75,69
П1 110 кВ	114,24	-1,74	27,30	15,55
П1 10 кВ	10,43	-5,69	27	11,5
П2 110 кВ	112,13	-2,62	23,41	15,00
П2 35 кВ	35,39	-5,69	8,28	6,17
П2 10 кВ	10,25	-7,03	15	6,39
П3 110 кВ	110,70	-3,20	10,48	3,96
П3 35 кВ	34,71	-4,06	8,40	2,53
П3 10 кВ	10,16	-4,17	2	0,85
П4 110 кВ	109,21	-3,66	31,28	17,86
П4 10 кВ	9,98	-7,67	31	13,21
П5 110 кВ	110,39	-3,26	29,28	17,75
П5 10 кВ 1	10,14	-11,16	14,5	6,18
П5 10 кВ 2	10,14	-11,16	14,5	6,18
П6 35 кВ	33,91	-5,35	2,03	1,01
П6 10 кВ	10,28	-8,46	2	0,85
П7 35 кВ	33,53	-5,80	3,03	1,55
П7 10 кВ	10,16	-9,33	3	1,28
П8 35 кВ	33,40	-6,31	2,03	1,02
П8 10 кВ	10,12	-9,53	2	0,85
П9 35 кВ	33,52	-6,75	3,04	1,52
П9 10 кВ	10,15	-10,30	3	1,28
П10 35 кВ	33,95	-6,75	3,03	1,47
П10 10 кВ	10,24	-9,06	3	1,27
П11 35 кВ	33,65	-7,03	3,03	1,55
П11 10 кВ	10,20	-10,56	3	1,28

Після коригування положень ПБЗ та РПН отримано такі значення, наведені в таблиці 1.4.2.2.

Таблиця 1.4.2.2 – Положення РПН та ПБЗ у післяаварійному режимі при відключенні ПЛ 0–4 (110 кВ)

№ пункту	$N_{РПН_i}^{ст}$	$N_{ПБЗ_i}^{ст}$
1	-1	-
2	1	-1
3	0	-1
4	4	-
5	2	-
10	0	-

Відповідні параметри вузлів електричної мережі після встановлення нових регулювальних положень наведено в таблиці 1.4.2.3.

Таблиця 1.4.2.3 – Результати обрахунку вузових параметрів з урахуванням регулювання ПБЗ і РПН при відключенні ПЛ 0–4 (110 кВ)

Параметри вузлів				
Найменування	U,кВ	$\delta, ^\circ$	Потужність	
			P, МВт	Q, МВАр (інд)
БП	118,00	0,00	125,33	75,22
П1 110 кВ	114,23	-1,74	27,30	15,55
П1 10 кВ	10,61	-5,70	27	11,5
П2 110 кВ	112,19	-2,62	23,01	14,25
П2 35 кВ	36,12	-5,64	7,89	5,53
П2 10 кВ	10,47	-6,91	15	6,39
П3 110 кВ	110,66	-3,20	10,84	4,48
П3 35 кВ	35,91	-4,09	8,75	3,03
П3 10 кВ	10,51	-4,20	2	0,85
П4 110 кВ	109,21	-3,66	31,28	17,86
П4 10 кВ	10,52	-7,68	31	13,21
П5 110 кВ	110,44	-3,26	29,28	17,54
П5 10 кВ 1	10,57	-10,84	14,5	6,18
П5 10 кВ 2	10,57	-10,84	14,5	6,18
П6 35 кВ	35,06	-5,31	2,02	1,01
П6 10 кВ	10,66	-8,21	2	0,85
П7 35 кВ	34,65	-5,72	3,03	1,53
П7 10 кВ	10,53	-9,02	3	1,28
П8 35 кВ	34,46	-6,20	2,02	1,01
П8 10 кВ	10,46	-9,22	2	0,85
П9 35 кВ	34,48	-6,64	3,04	1,50
П9 10 кВ	10,47	-9,98	3	1,28
П10 35 кВ	34,82	-6,64	3,03	1,47
П10 10 кВ	10,37	-8,84	3	1,27
П11 35 кВ	34,53	-6,91	3,03	1,53
П11 10 кВ	10,48	-10,25	3	1,28

Таблиця 1.4.2.4 – Оцінка струмового навантаження ділянок мережі в умовах післяаварійного режиму при відключення ПЛ 35 кВ, ділянка 0-6

Ділянка	Виконання ділянки	Струмове навантаження, А	Тривалий струм, I _{доп} , А
0-1	АС-185	338,0	510
0-2	АС-240	377,5	610
0-4	АС-240	0,000	610
1-3	АС-150	181,2	450
2-5	АС-150	241,2	450
2-10	АС-120	154,0	390
3-6	АС-120	241,2	390
3-4	АС-120	124,2	390
5-4	АС-120	66,20	390
6-7	АС-120	112,3	390

Продовження таблиці 1.4.2.4				
7-8	АС-120	58,20	390	
8-9	АС-150	27,60	450	
10-9	АС-95	46,50	330	
10-11	АС-95	56,20	330	

Таблиця 1.4.2.5 – Завантаженість трансформаторів в після аварійному режимі в ділянці 0-6 ПЛ 35 кВ

№ Пункту	Трансформатори	S _{ном} , МВА	S _{факт} , МВА	Завантаження, %
1	ТДН-20000/110	20	15,25	76,25
2	ТДТН 25000/110	25	20,10	80,40
3	ТДТН 40000/110	40	5,750	14,370
4	ТДН-25000/110	25	17,49	69,96
5	ТРНДЦН-25000/110	25	16,97	67,88
6	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,250	90,00
7	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,380	84,75
8	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,250	90,00
9	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,370	84,25
10	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	1,670	66,80
11	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,380	84,50

За результатами розрахунків встановлено, що в умовах післяаварійного режиму при відключенні ПЛ 0–4 (110 кВ) всі значення напруг у вузлах, струми в лініях і завантаження трансформаторів перебувають у межах допустимих. Це підтверджує працездатність мережі та відповідність режиму експлуатації нормативним вимогам без необхідності додаткових регулювань або резервування.

Отримані значення втрат повної потужності за результатами моделювання післяаварійного режиму при відключенні ПЛ 0–4 (110 кВ) становлять:

$$\Delta S_{\Sigma} = 5,34 - j24,10 \text{ МВА.}$$

Це перевищує втрати, отримані у попередньому післяаварійному сценарії (ПЛ 3–6), що свідчить про більшу потужність перерозподілу в мережі при аварійному відключенні елемента високої напруги.

Схеми з розподілом потужностей і вузовими напругами наведено на рисунках 1.4.2.1 (ПЛ 110 кВ) та 1.4.2.2 (ПЛ 35 кВ).

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.4.2.6 – Параметри ділянок існуючої мережі після аварійний режим на ділянці 0-6 ПЛ 35 кВ

Параметри ділянок								
Найм.	Потік початку		Втрати			I _ф ,кА	Потік кінця	
	P,МВт	Q,МВАр	ΔP,МВт	ΔQ,МВАр	dU,кВ		P,МВт	Q,МВАр
0-1	60,31	33,67	0,95	2,88	5,17	0,3380	59,36	31,58
0-2	65,02	41,54	1,44	4,94	7,83	0,3775	63,58	37,72
0-4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1-3	32,06	16,03	0,60	1,31	4,57	0,1812	31,45	15,85
2-5	40,57	23,47	0,37	0,82	2,15	0,2412	40,20	23,05
2-10	7,89	5,53	0,19	0,33	1,44	0,1540	7,70	5,24
3-4	20,62	11,37	0,18	0,32	1,70	0,1242	20,44	11,60
3-6	8,75	3,03	0,15	0,25	1,14	0,1489	8,60	2,81
5-4	10,92	5,51	0,08	0,14	1,45	0,0662	10,84	6,26
6-7	6,58	1,81	0,06	0,07	0,47	0,1123	6,51	1,75
7-8	3,48	0,22	0,02	0,03	0,34	0,0582	3,47	0,21
8-9	1,44	-0,80	0,01	0,01	0,26	0,0276	1,43	-0,77
10-9	1,61	2,30	0,02	0,02	0,34	0,0465	1,60	2,30
10-11	3,05	1,47	0,02	0,03	0,33	0,0562	3,03	1,53

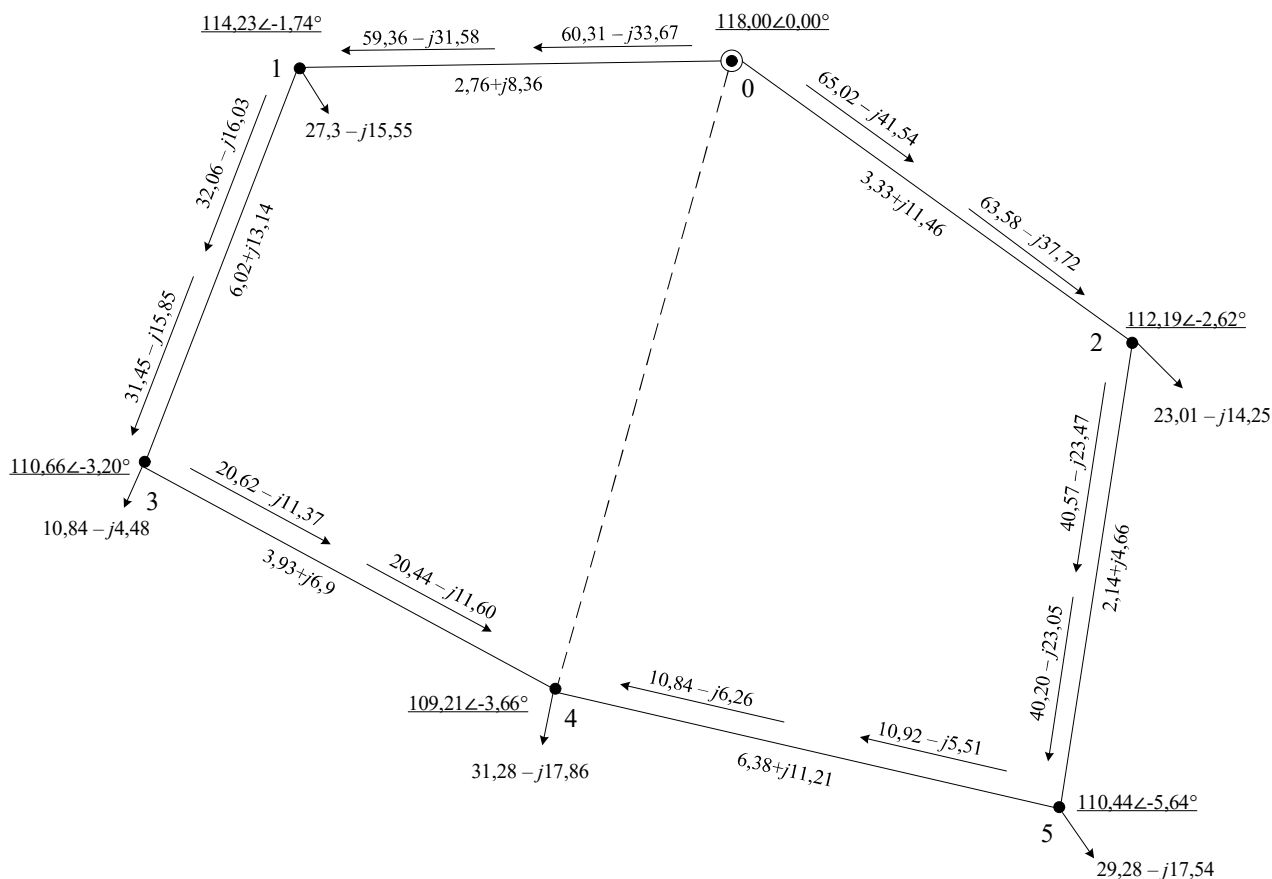


Рисунок 1.4.2.1 – Схема розподілу потужності та напруги в ПЛ 110 кВ при відключення ділянки 0-4 ПЛ 110 кВ

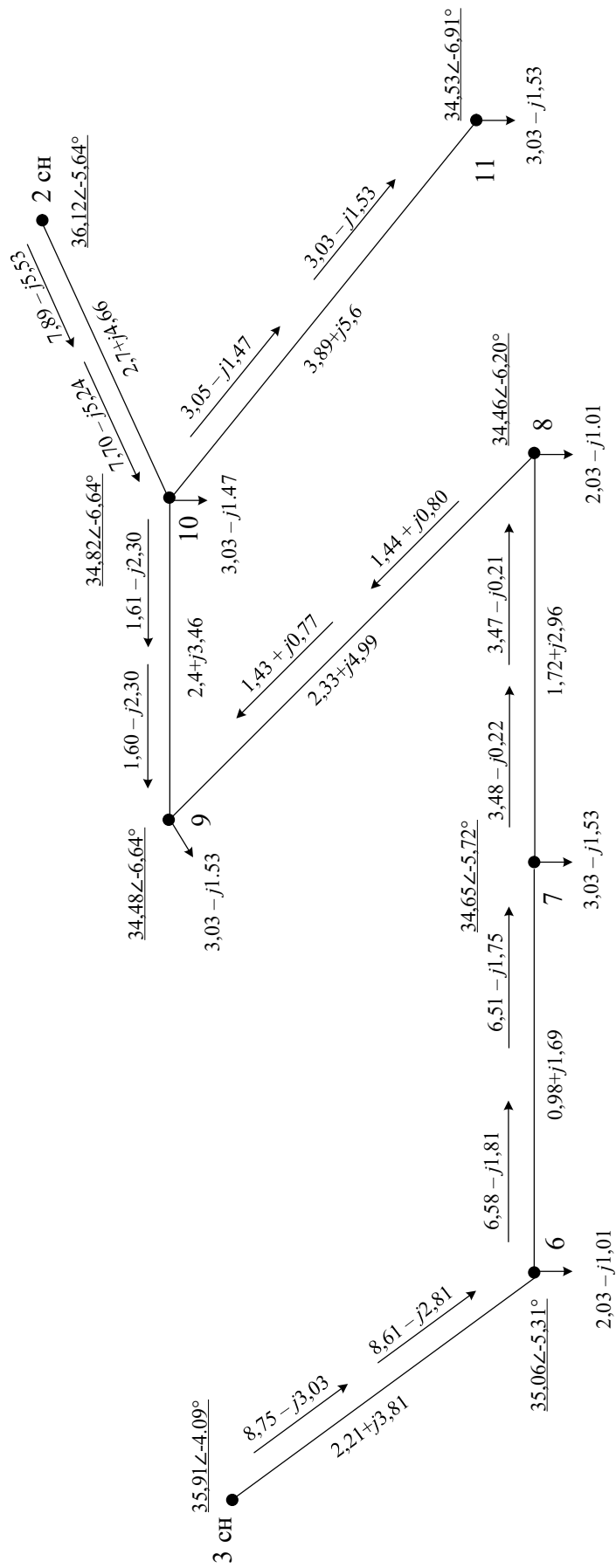


Рисунок 1.4.2.2 – Схема розподілу потужності та напруги в ПЛІ
35 кВ при відключення ділянки 0-4 ПЛІ 110 кВ

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

42

Як і в підрозділі 1.3, виконано перевірку 2-го закону Кірхгофа для замкненого контуру мережі після відключення ПЛ 0–4 (110 кВ). Результати підтверджують коректність обчислення фазових зсувів напруг та дотримання балансу напруг у контурі. II-й закон Кірхгофа:

Контур 0 – 1 – 3 – 4 – 5 – 2 – 0:

$$\begin{aligned} & (U_0 - U_1 \cdot e^{j\delta_1}) + (U_1 \cdot e^{j\delta_1} - U_3 \cdot e^{j\delta_3}) + (U_3 \cdot e^{j\delta_3} - U_4 \cdot e^{j\delta_4}) - \\ & - (U_5 \cdot e^{j\delta_5} - U_4 \cdot e^{j\delta_4}) - (U_2 \cdot e^{j\delta_2} - U_5 \cdot e^{j\delta_5}) - (U_0 - U_2 \cdot e^{j\delta_2}) = \\ & = (118 - 114,23 \cdot e^{-j \cdot 1,74^\circ}) + (114,23 \cdot e^{-j \cdot 1,74^\circ} - 110,66 \cdot e^{-j \cdot 3,20^\circ}) + \\ & + (110,66 \cdot e^{-j \cdot 3,20^\circ} - 109,21 \cdot e^{-j \cdot 3,66^\circ}) - (110,44 \cdot e^{-j \cdot 3,26^\circ} - \\ & - 109,21 \cdot e^{-j \cdot 3,66^\circ}) - (112,19 \cdot e^{-j \cdot 2,62^\circ} - 110,44 \cdot e^{-j \cdot 3,26^\circ}) - \\ & - (118 - 112,19 \cdot e^{-j \cdot 2,62^\circ}) = 0 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

За результатами моделювання післяаварійного режиму забезпечено допустимі значення напруг у вузлах, струмів у лініях та завантаження трансформаторів. Втрати потужності збільшились порівняно з номінальним режимом, що відповідає очікуваному характеру перерозподілу навантажень. Отримані результати свідчать про здатність мережі працювати в аварійних умовах без порушення технічних обмежень.

Висновки до розділу 1

1) У режимі максимального навантаження виконано повну оцінку режимних параметрів електричної мережі 35–110 кВ. Напруги у вузлах 110 кВ становлять 113,61–115,78 кВ, на стороні 35 кВ — 34,55–36,19 кВ, на стороні 10 кВ — 10,49–10,69 кВ, що не виходить за межі допустимого діапазону. Для стабілізації напруг реалізовано коригування РПН у межах $-2 \dots +2$. Усі струми в повітряних лініях відповідають допустимим значенням. Найбільший струм: 248,1 А (ПЛ 0–4, 110 кВ) при допустимому 610 А; 153,8 А (ПЛ 3–6, 35 кВ) при допустимому 390 А. Завантаження трансформаторів — у межах 15,0–89,6 %. Сумарні втрати потужності в режимі максимуму: 3,39 МВт та 17,52 МВАр.

2) У режимі післяаварійного відключення ПЛ 3–6 (35 кВ) напруга в окремих вузлах 10 кВ знизилася до 8,77 кВ. Для корекції обрано положення РПН: $-3 \dots +2$,

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		

ПБЗ у пункті 2 — +1. Після регулювання значення напруг стабілізовано. Струмові навантаження по всіх ділянках не перевищують тривалих допустимих значень. Завантаження трансформаторів — у межах 2,73–90,4 %. Сумарні втрати потужності: 4,32 МВт та 20,29 МВАр. За результатами перевірки 2-го закону Кірхгофа баланс напруг у замкнених контурах витримано з високою точністю.

3) У післяаварійному режимі при відключенні ПЛ 0–4 (110 кВ) напруга на всіх шинах зберігається в межах нормативних обмежень (табл. 1.4.2.1, 1.4.2.3). Мінімальна напруга на стороні 10 кВ — 10,00 кВ. Для компенсації коливань виконано коригування: РПН (–1...+4), ПБЗ — до –1 у пунктах 2 та 3 (табл. 1.4.2.2). Струмове навантаження у всіх ділянках не перевищує тривалих допустимих значень (табл. 1.4.2.4). Найбільший струм зафіксовано на ділянці 0–2 — 377,5 А при допустимому 610 А. Завантаження трансформаторів становить 2,73–90,4 % (табл. 1.4.2.5). Сумарні втрати потужності: 5,34 МВт та 24,10 МВАр, що перевищує попередні сценарії та свідчить про інтенсивні перерозподіли потоків при аварійному відключенні ключової ділянки високовольтної мережі. Розрахунки підтверджено за другим законом Кірхгофа, відхилення в комплексних сумах напруг у контурах — незначні.

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		

2 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ ІСНУЮЧОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПРИ ПІДКЛЮЧЕННІ ВЕС

У цьому розділі виконано аналіз роботи електричної мережі 35–110 кВ при приєднанні вітрової електростанції (ВЕС) встановленою потужністю 20 МВт. Метою розрахунків є оцінка впливу нового джерела генерації на основні параметри мережі — напругу у вузлах, струми в лініях, завантаження силових трансформаторів та втрати потужності.

З урахуванням конфігурації мережі та просторового розташування вузлів розглянуто два основних варіанти приєднання ВЕС:

- 1) підключення до пунктів 7 і 11 на стороні 35 кВ;
- 2) підключення до пунктів 4 і 5 на стороні 110 кВ.

В обох випадках передбачається централізована видача потужності через умовну ПС (П12), обладнану трансформатором відповідного класу напруги та з'єднану з мережею новими повітряними лініями.

Для кожного з варіантів побудовано відповідну електричну модель та виконано розрахунок усталеного режиму з урахуванням регулювання напруг засобами ПБЗ і РПН. Результати включають:

- напруги в контрольних вузлах;
- активні та реактивні потоки;
- завантаження трансформаторів і ліній.

Оцінено також втрати потужності та технічну ефективність кожної схеми з урахуванням перерозподілу потоків у точках генерації.

На основі результатів виконується технічне обґрунтування доцільності варіантів приєднання з подальшим вибором оптимального за критеріями надійності, відповідності режиму нормативам і мінімізації втрат. Обраний варіант буде використано для моделювання аварійного режиму.

На рисунку 2.1 зображено обрані варіанти приєднання

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата		

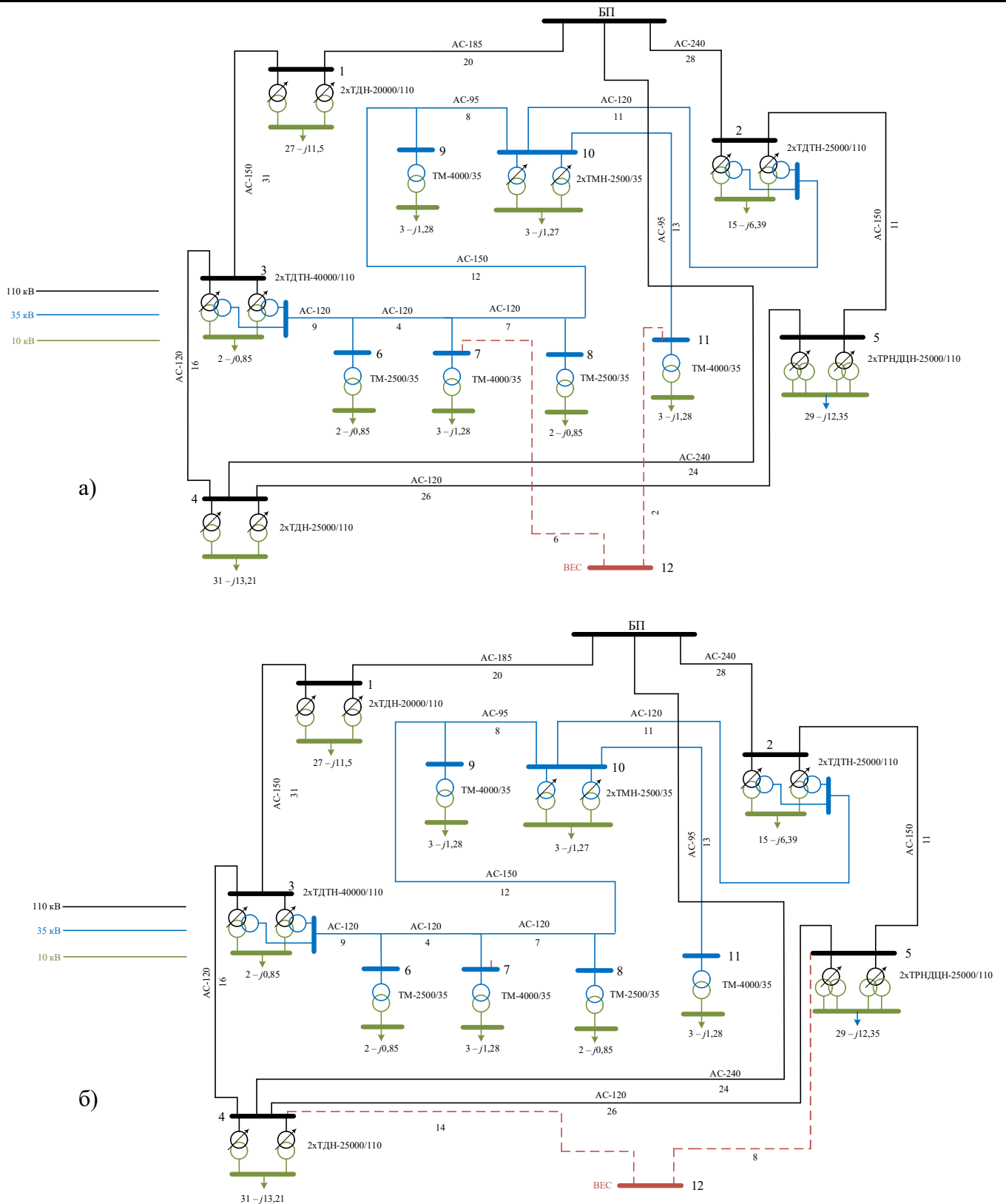


Рисунок 2.1 – Під'єднання ЦПС ВЕС до мереж а – 35 кВ; б – 110 кВ

2.1 Вибір оптимального перерізу та потужності трансформації ВЕС

Установлена активна потужність вітрової електростанції приймається на рівні **19,3 МВт**, що вже враховує власні потреби станції згідно з галузевими

Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

46

рекомендаціями [1]. Втрати у внутрішній мережі та споживання допоміжного обладнання ВЕС становлять до 3,5 % встановленої потужності.

Розрахунок реактивної складової виконується на основі коефіцієнта потужності генерації:

$$\varphi_r = \arccos(\cos(\varphi_r)) = \arccos(0,9) = 25,84^\circ,$$

$$Q_{\text{ВЕС}} = -P_{\text{ВЕС}} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_r) = -(-19,3) \cdot \operatorname{tg}(25,84^\circ) = 9,35 \text{ МВАр.}$$

Для забезпечення надійної трансформації потужності до напруги видачі (35 або 110 кВ) передбачається встановлення трансформатора (або їх групи), номінальною потужністю не менше:

$$S_{\text{т12}} = \frac{S_{\text{max}}}{1,2} = \frac{\sqrt{P_{\text{ВЕС}}^2 + Q_{\text{ВЕС}}^2}}{1,2} = \frac{\sqrt{(-19,3)^2 + 9,35^2}}{1,2} = 17,87 \text{ МВА.}$$

До встановлення приймаємо трансформатор типу ТД-25000/35 для під'єднання пунктів 7 та 11, для під'єднання 4 та 5 обираємо ТД-25000/110. Параметри трансформаторів взяті з [1] та [2] та занесено до довідника трансформаторів у середовищі моделювання, на основі чого виконано розрахунок його параметрів для подальшого використання в схемі видачі потужності ВЕС.

Розрахунок струму ПЛ 35 кВ:

$$I_{\phi 12-7} = I_{\phi 12-11} = \frac{\sqrt{P_{\text{ВЕС}}^2 + Q_{\text{ВЕС}}^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} = \frac{\sqrt{(-19,3)^2 + 9,35^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 353,74 \text{ А.}$$

Розрахунок струму ПЛ 110 кВ:

$$I_{\phi 12-7} = I_{\phi 12-11} = \frac{\sqrt{P_{\text{ВЕС}}^2 + Q_{\text{ВЕС}}^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} = \frac{\sqrt{(-19,3)^2 + 9,35^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 112,55 \text{ А.}$$

Для ПЛ 35 кВ вибір перерізу проводу здійснювався за критерієм допустимого струму. З метою підвищення надійності обрано провід марки АС-150, допустимий струм якого становить 450 А, що перевищує розрахункове значення 354 А.

Для ПЛ 110 кВ при розрахунковому струмі 113 А технічно достатнім є переріз 70 мм² (допустимий струм — 210 А). Однак з урахуванням можливого зростання навантаження в перспективі, переріз збільшено до 120 мм².

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		

Значення функції дисконтованих витрат занесено до таблиці 2.1.1

Таблиця 2.1.1 – Економічне порівняння варіантів приєднання ВЕС: 35 кВ та 110 кВ

Показник	Варіант 35 кВ	Варіант 110 кВ
Капіталовкладення в ПЛ, тис. грн	20761,2	38291,8
Капіталовкладення в ПС, тис. грн	42397,3	48115,6
Щорічні витрати на ПС, тис. грн	1013,1	1165,3
Щорічні витрати на ПЛ, тис. грн	250,3	456,3
Компенсація втрат енергії, тис.грн	316,7	301,2
Сумарні щорічні витрати, тис. грн	1566,3	1933,0
Сумарні дисконтовані витрати, тис. грн	75554,35	101668,3

Як показано в результатах економічного порівняння, варіант приєднання ВЕС до мережі 35 кВ є дешевшим. Однак для остаточного вибору доцільного варіанту в наступних підрозділах буде проведено розрахунок режимів роботи мережі при підключенні ВЕС як до мережі 35 кВ, так і до мережі 110 кВ.

2.2 Розрахунок усталеного режиму при під'єднанні ВЕС до мережі 35 кВ

У цьому підрозділі розглядається усталений режим роботи електричної мережі при приєднанні вітрової електростанції (ВЕС) потужністю 19,3 МВт до пунктів 7 і 11 на стороні 35 кВ. У моделі враховано активні й реактивні навантаження в існуючих вузлах, параметри трансформаторів, повітряних ліній електропередачі та дії регулювальних пристроїв.

На основі розрахунків оцінюється технічна доцільність такого варіанта приєднання з точки зору дотримання нормативного рівня напруги, відсутності перевантажень і мінімізації втрат потужності. Результати подано у вигляді таблиць та структурної схеми із зображенням потоків потужності.

Щоб уникнути дублювання проміжних даних, у таблиці 2.2.2 безпосередньо наведено режимні параметри вузлів з урахуванням дій ПБЗ і РПН відповідно до обраних значень, зазначених у таблиці 2.2.1.

Таблиця 2.2.1 – Результат вибору відпаяк РПН та ПБЗ в пунктах в режимі підключення ВЕС до мережі ПЛ 35 кВ

№ пункту	$N_{РПН_i}^{ст}$	$N_{ПБЗ_i}^{ст}$
1	-2	-
2	-1	-2
3	-3	-2
4	-2	-
5	2	-
10	-3	-

Таблиці 2.2.2 – Параметри вузлів при підключенні ВЕС до мережі 35 кВ з урахуванням РПН та ПБЗ

Параметри вузлів				
Найменування	U, кВ	$\delta, ^\circ$	Потужність	
			P, МВт	Q, МВАр (інд)
БП	118,00	0,00	103,46	57,81
П1 110 кВ	116,05	-0,96	27,30	15,52
П1 10 кВ	10,61	-4,78	27	11,5
П2 110 кВ	115,06	-1,29	12,43	9,46
П2 35 кВ	35,33	-2,81	-2,66	-1,84
П2 10 кВ	10,49	-4,06	15	6,39
П3 110 кВ	115,59	-1,23	1,99	0,06
П3 35 кВ	35,00	-1,38	-0,09	1,24
П3 10 кВ	10,49	-1,48	2	0,85
П4 110 кВ	115,34	-1,30	31,27	17,78
П4 10 кВ	10,58	-4,86	31	13,21
П5 110 кВ	114,25	-1,59	29,27	17,37
П5 10 кВ 1	10,56	-8,86	14,5	6,18
П5 10 кВ 2	10,56	-8,86	14,5	6,18
П6 35 кВ	35,14	-1,49	2,03	0,98
П6 10 кВ	10,69	-4,35	2	0,85
П7 35 кВ	35,36	-1,49	3,03	1,53
П7 10 кВ	10,75	-4,61	3	1,28
П8 35 кВ	35,11	-1,85	2,03	1,01
П8 10 кВ	10,68	-4,72	2	0,85
П9 35 кВ	35,02	-2,13	3,04	1,53
П9 10 кВ	10,65	-5,32	3	1,28
П10 35 кВ	35,29	-2,01	3,03	1,46
П10 10 кВ	10,51	-4,11	3	1,27
П11 35 кВ	35,79	-1,14	3,03	1,52
П11 10 кВ	10,90	-4,18	3	1,28
П12 35 кВ	35,97	-0,79	-19,21	-7,64
П12 10 кВ	10,46	1,32	-19,3	-9,35

За результатами розрахунку усталеного режиму при підключенні ВЕС до мережі 35 кВ напруги у вузлах 10 кВ перебувають у межах 10,49–10,61 кВ, що

відповідає допустимому діапазону. Струмові та потужнісні навантаження трансформаторів не перевищують допустимих значень. Обране регулювання положень РПН і ПБЗ (табл. 2.2.1) дозволило забезпечити допустимі відхилення напруги та компенсувати вплив генерації ВЕС. Режим вважається технічно допустимим для постійної паралельної роботи ВЕС з мережею.

Таблиця 2.2.3 – Оцінка струмового навантаження ділянок мережі в умовах підключення ВЕС до ПЛ ПЛ 35 кВ

Ділянка	Виконання ділянки	Струмове навантаження, А	Тривалий струм, I _{доп} , А
0-1	АС-185	180,7	510
0-2	АС-240	189,0	610
0-4	АС-240	210,5	610
1-3	АС-150	27,70	450
2-5	АС-150	114,20	450
2-10	АС-120	52,90	390
3-6	АС-120	20,50	390
4-3	АС-120	21,8	390
4-5	АС-120	54,4	390
6-7	АС-120	50,4	390
7-8	АС-120	55,9	390
8-9	АС-150	20,1	450
9-10	АС-95	38,2	330
10-11	АС-95	124,6	330
12-7	АС-150	158,1	450
12-11	АС-150	177,1	450

Таблиця 2.2.5 – Завантаженість трансформаторів в після під'єднання ВЕС до ПЛ 35 кВ

№ Пункту	Трансформатори	S _{ном} , МВА	S _{факт} , МВА	Завантаження, %
1	ТДН-20000/110	20	15,23	76,15
2	ТДТН 25000/110	25	7,69	30,76
3	ТДТН 40000/110	40	0,97	2,43
4	ТДН-25000/110	25	17,42	69,68
5	ТРНДЦН-25000/110	25	16,92	67,88
6	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,25	90,00
7	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,37	84,25
8	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,25	90,00
9	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,37	84,25
10	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	1,67	66,80
11	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,37	84,25
12	ТД-25000/35	25	10,40	41,60

За результатами моделювання приєднання ВЕС до мережі 35 кВ усі значення струмів у повітряних лініях (табл. 2.2.3) перебувають у межах допустимих. Найвище струмове навантаження зафіксовано на ділянці 0–4 (210,5 А) при допустимому 610 А. Завантаження трансформаторів (табл. 2.2.5) не перевищує 84,25 %, що забезпечує резерв потужності. Найбільше навантаження спостерігається у трансформаторів типу ТМ(ТМ)-2500/35 та ТМ(ТМ)-4000/35, що беруть участь у видачі потужності від ВЕС. Таким чином, вибране технічне рішення є працездатним з точки зору допустимих струмів і рівня навантаження обладнання.

Отримані значення втрат повної потужності за результатами моделювання режиму при підключенні ВЕС до ПЛ 35 кВ:

$$\Delta S_{\Sigma} = 2,7 - j15,41 \text{ МВА.}$$

Результати нанесені на рисунок 2.2.1 для 110 кВ та 2.2.2 для 35 кВ

Таблиця 2.2.4 – Параметри ділянок після підключення ВЕС до мережі 35 кВ

Параметри ділянок								
Найм.	Потік початку		Втрати			Іф,кА	Потік кінця	
	Р,МВт	Q,МВАр	ΔР,МВт	ΔQ,МВАр	dU,кВ		Р,МВт	Q,МВАр
0-1	33,07	16,45	0,27	0,83	2,77	0,1807	32,80	16,43
0-2	32,79	20,43	0,36	1,25	3,94	0,1890	32,42	20,32
0-4	37,60	20,92	0,38	1,32	3,75	0,2105	37,22	20,58
1-3	5,50	0,91	0,01	0,03	0,71	0,0277	5,48	2,07
2-5	19,99	10,87	0,08	0,18	1,02	0,1142	19,90	11,10
2-10	2,68	-1,84	0,02	0,04	0,49	0,0529	2,66	-1,84
3-6	0,09	1,21	0,00	0,00	0,15	0,0205	0,09	1,24
3-4	3,49	2,01	0,01	0,01	0,29	0,0218	3,48	2,61
4-5	9,43	5,41	0,06	0,10	1,24	0,0544	9,36	6,27
6-7	2,13	2,22	0,01	0,01	0,21	0,0504	2,12	2,22
7-8	3,27	1,02	0,02	0,03	0,33	0,0559	3,25	1,02
8-9	1,22	0,02	0,00	0,01	0,19	0,0201	1,22	0,05
9-10	1,82	1,46	0,01	0,02	0,28	0,0382	1,81	1,48
10-11	7,63	1,12	0,09	0,13	0,74	0,1246	7,54	1,08
12-7	8,52	4,93	0,09	0,19	0,75	0,1581	8,43	4,77
12-11	10,69	2,71	0,04	0,08	0,28	0,1771	10,66	2,64

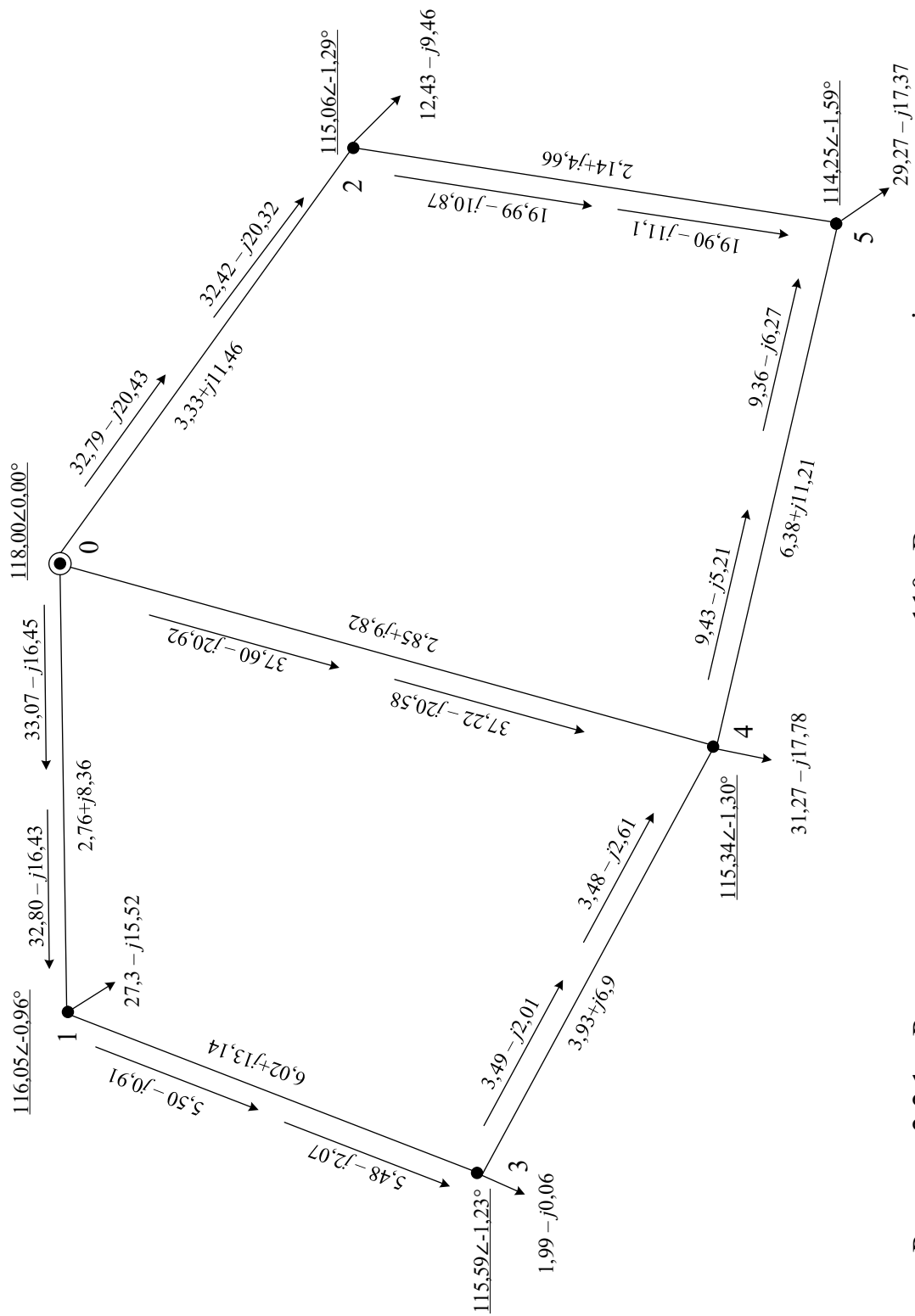


Рисунок 2.2.1 – Результат розрахунку режиму 110 кВ при приєднанні
ВЕС до мережі 35 кВ

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

52

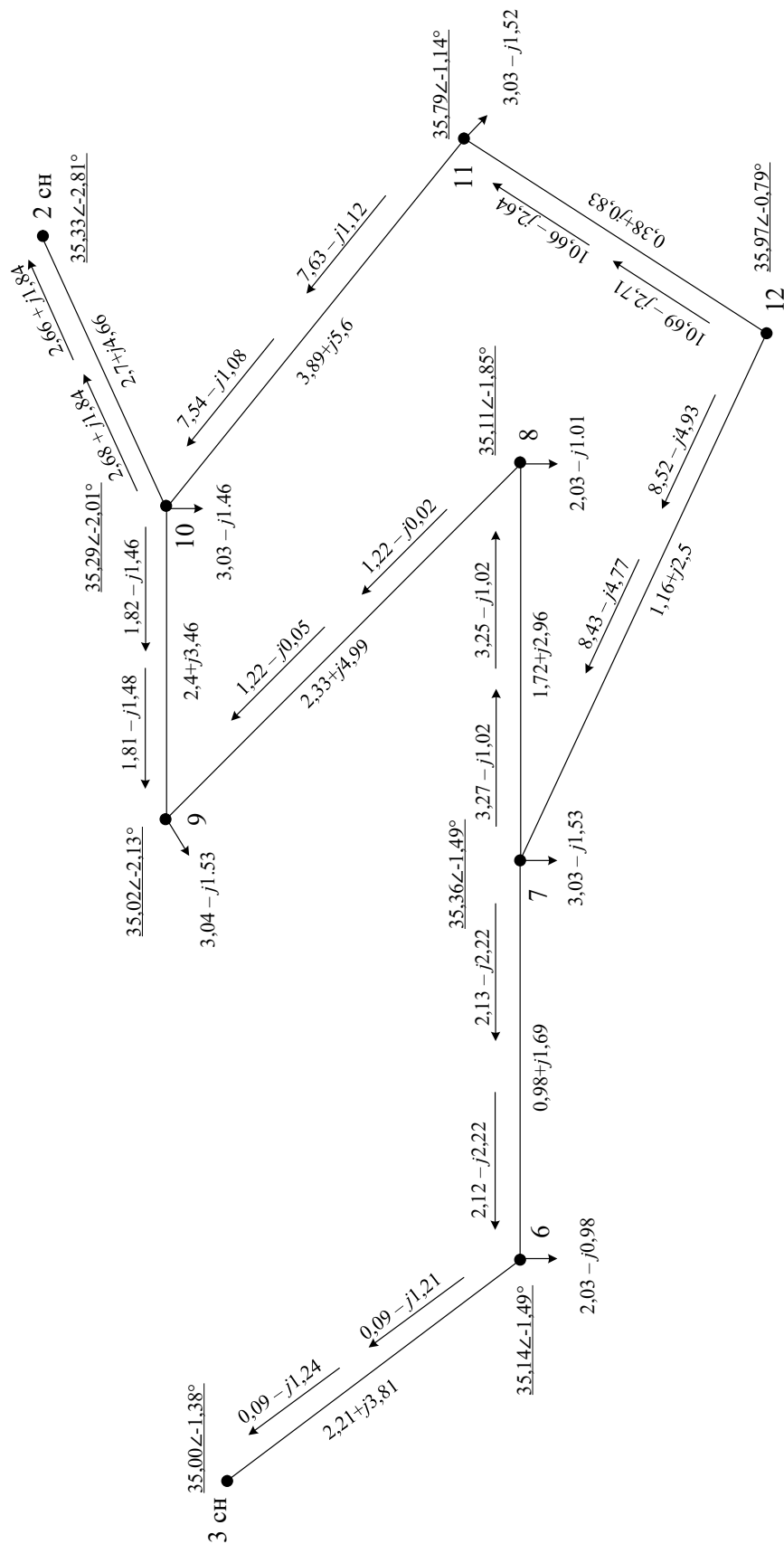


Рисунок 2.2.2 - Результат обчислення Розрахунок режиму 35 кВ при приєднанні ВЕС до мережі 35 кВ

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата
-----	------	-----------	--------	------

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

53

Жодне зі струмових навантажень ліній не перевищує допустимого, а завантаження трансформаторів не перевищує 90 %, що відповідає нормам експлуатації. Перевищень чи перенапруг не зафіксовано. Втрати потужності становили 2,77 МВт та 15,41 МВАр. Усі обчислення виконані на основі підготовленої у розділі 1 математичної моделі, точність якої перевірена згідно з другим законом Кірхгофа. Тому додаткова перевірка для цього режиму не вимагається.

2.3 Розрахунок режиму роботи після під'єднання ВЕС до мереж 110 кВ

Проведення дослідження підключення ВЕС до пунктів 4 та 5 шин вищої напруги. Перевірка допустимості режимів.

Параметри РПН та ПБЗ записані в таблиці 2.3.1, параметри вузлів подані в таблиці 2.3.2

Таблиця 2.3.1 – Результат вибору відгалуджень РПН та ПБЗ в пунктах в режимі підключення ВЕС до мережі ПЛ 110 кВ

№ пункту	$N_{РПН_i}^{ст}$	$N_{ПБЗ_i}^{ст}$
1	-2	-
2	0	-1
3	-2	-1
4	-2	-
5	1	-
10	-2	-

Таблиці 2.3.2 – Параметри вузлів при підключенні ВЕС до мережі 110 кВ з урахуванням РПН та ПБЗ

Параметри вузлів				
Найменування	U, кВ	$\delta, ^\circ$	Потужність	
			P, МВт	Q, МВАр (інд)
БП	118,00	0,00	103,61	57,92
П1 110 кВ	115,90	-1,02	27,30	15,53
П1 10 кВ	10,59	-4,84	27,00	11,50
П2 110 кВ	115,21	-1,25	22,85	14,48
П2 35 кВ	36,47	-4,08	7,72	5,84
П2 10 кВ	10,57	-5,33	15,00	6,39
П3 110 кВ	115,20	-1,36	11,01	4,17
П3 35 кВ	36,13	-2,20	8,92	2,70
П3 10 кВ	10,58	-2,30	2,00	0,85
П4 110 кВ	115,36	-1,27	31,27	17,78
П4 10 кВ	10,58	-4,82	31,00	13,21

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ док-т.	Підпис	Дата		54

Продовження таблиці 2.3.2

П5 110 кВ	114,86	-1,38	29,27	17,42
П5 10 кВ 1	10,42	-8,70	14,50	6,18
П5 10 кВ 2	10,42	-8,70	14,50	6,18
П6 35 кВ	35,31	-3,46	2,03	1,00
П6 10 кВ	10,74	-6,30	2,00	0,85
П7 35 кВ	34,92	-3,89	3,03	1,53
П7 10 кВ	10,61	-7,12	3,00	1,28
П8 35 кВ	34,75	-4,41	2,03	1,01
П8 10 кВ	10,56	-7,36	2,00	0,85
П9 35 кВ	34,80	-4,92	3,03	1,53
П9 10 кВ	10,57	-8,18	3,00	1,28
П10 35 кВ	35,15	-4,98	3,03	1,46
П10 10 кВ	10,63	-7,12	3,00	1,27
П11 35 кВ	34,87	-5,25	3,03	1,53
П11 10 кВ	10,59	-8,49	3,00	1,28
П12 35 кВ	115,41	-1,20	-19,23	-8,11
П12 10 кВ	10,74	1,03	-19,3	-9,35

У результаті розрахунку усталеного режиму при підключенні ВЕС до мережі 110 кВ встановлено, що всі вузлові напруги знаходяться в допустимих межах: на шинах 10 кВ — у межах 10,29–10,74 кВ, на 35 кВ — у діапазоні 34,75–36,47 кВ, а на шинах 110 кВ — від 114,86 до 115,90 кВ, що відповідає вимогам щодо стабільності режиму. Вітрова електростанція (вузол П12) генерує 19,3 МВт активної потужності та 9,35 МВАр реактивної, що забезпечує часткове розвантаження головного джерела живлення (БП), на якому активне навантаження зменшилось до 103,61 МВт.

Таблиця 2.3.3 – Оцінка струмового навантаження ділянок мережі в умовах підключення ВЕС до ПЛ 110 кВ

Ділянка	Виконання ділянки	Струмове навантаження, А	Тривалий струм, $I_{доп}$, А
0-1	АС-185	192,5	510
0-2	АС-240	181,2	610
0-4	АС-240	207,3	610
1-3	АС-150	38,7	450
2-5	АС-150	48,7	450
2-10	АС-120	153,3	390
3-6	АС-120	148,9	390
4-3	АС-120	18,1	390
4-5	АС-120	23,2	390
6-7	АС-120	112,9	390
7-8	АС-120	60,4	390
8-9	АС-150	32,6	450
9-10	АС-95	49,2	330
10-11	АС-95	55,6	330

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

55

Продовження таблиці 2.3.3			
12-7	АС-120	12,1	390
12-11	АС-120	95,2	390

Таблиця 2.3.4 – Завантаженість трансформаторів в після під'єднання ВЕС до ПЛ 110 кВ

№ Пункту	Трансформатори	S _{ном} , МВА	S _{факт} , МВА	Завантаження, %
1	ТДН-20000/110	20	15,23	76,15
2	ТДТН 25000/110	25	13,41	53,64
3	ТДТН 40000/110	40	5,77	14,42
4	ТДН-25000/110	25	17,42	69,68
5	ТРНДЦН-25000/110	25	16,93	67,88
6	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,25	90,00
7	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,37	84,25
8	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,25	90,00
9	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,37	84,25
10	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	1,67	66,80
11	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,37	84,25
12	ТД-25000/35	25	10,52	42,08

У результаті аналізу струмового навантаження (табл. 2.3.3) видно, що найбільш навантаженою ділянкою при приєднанні ВЕС до ПЛ 110 кВ є ділянка 0–4, де струм становить 210,5 А, що становить близько 41 % від допустимого значення для проводу типу АС-240 (610 А). Інші ділянки, зокрема 0–2, 0–1 та 1–2, мають навантаження вище 180 А, що свідчить про концентрацію потоків на вході в мережу. Разом із цим жодна з ділянок не перевищує допустимі струми, отже, перевантаження ПЛ не спостерігається.

Згідно з таблицею 2.3.4, завантаження трансформаторів після приєднання ВЕС до ПЛ 110 кВ залишається в межах допустимого. Найбільш навантаженими є трансформатори типу ТМН(ТМ)-2500/35, які працюють на рівні 90 % від номінальної потужності, що відповідає допустимим умовам експлуатації. Усі інші трансформатори мають запас по потужності, зокрема ТДТН-40000/110 – лише 14,4 %, що дозволяє стабільно працювати навіть у змінних режимах навантаження.

Отримані значення втрат повної потужності за результатами моделювання режиму при підключенні ВЕС до ПЛ 110 кВ:

$$\Delta \underline{S}_{\Sigma} = 2,92 - j16,15 \text{ МВА.}$$

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.3.5 – Параметри ділянок після підключення ВЕС до мережі 110 кВ

Параметри ділянок								
Найм.	Потік початку		Втрати			I _ф ,кА	Потік кінця	
	P,МВт	Q,МВАр	ΔP,МВт	ΔQ,МВАр	dU,кВ		P,МВт	Q,МВАр
0-1	35,06	17,86	0,31	0,94	2,95	0,1925	34,75	17,72
0-2	31,68	19,20	0,33	1,15	3,78	0,1812	31,35	19,19
0-4	36,87	20,86	0,37	1,28	3,69	0,2073	36,50	20,56
1-3	7,45	2,19	0,03	0,06	0,99	0,0387	7,42	3,33
2-5	8,50	4,71	0,02	0,03	0,44	0,0487	8,48	5,09
2-10	7,72	5,84	0,19	0,33	1,43	0,1533	7,53	5,55
3-6	8,92	2,70	0,15	0,25	1,14	0,1489	8,77	2,48
3-4	3,60	0,25	0,00	0,01	0,25	0,0181	3,60	0,85
4-5	3,95	2,43	0,01	0,02	0,55	0,0232	3,94	3,39
6-7	6,75	1,48	0,06	0,07	0,48	0,1129	6,68	1,43
7-8	3,65	-0,11	0,02	0,03	0,36	0,0604	3,63	-0,11
8-9	1,61	-1,12	0,01	0,02	0,31	0,0326	1,60	-1,09
9-10	1,45	2,62	0,02	0,03	0,36	0,0492	1,43	2,63
10-11	3,05	1,47	0,02	0,03	0,33	0,0556	3,03	1,53
12-4	2,33	-0,62	0,00	0,00	0,14	0,0121	2,33	-0,10
12-5	16,90	8,73	0,05	0,09	0,66	0,0952	16,85	8,94

Параметри ділянок після підключення ВЕС до мережі 110 кВ подано у таблиці 2.3.5. Значення активної та реактивної потужності на початку та в кінці кожної лінії, а також втрати й струми, були враховані при побудові схем потоків потужності у відповідних розрахункових режимах.

Усі отримані значення були враховані при побудові схем потоків потужності та не потребують окремого аналізу, оскільки наочно представлені у відповідних рисунках.

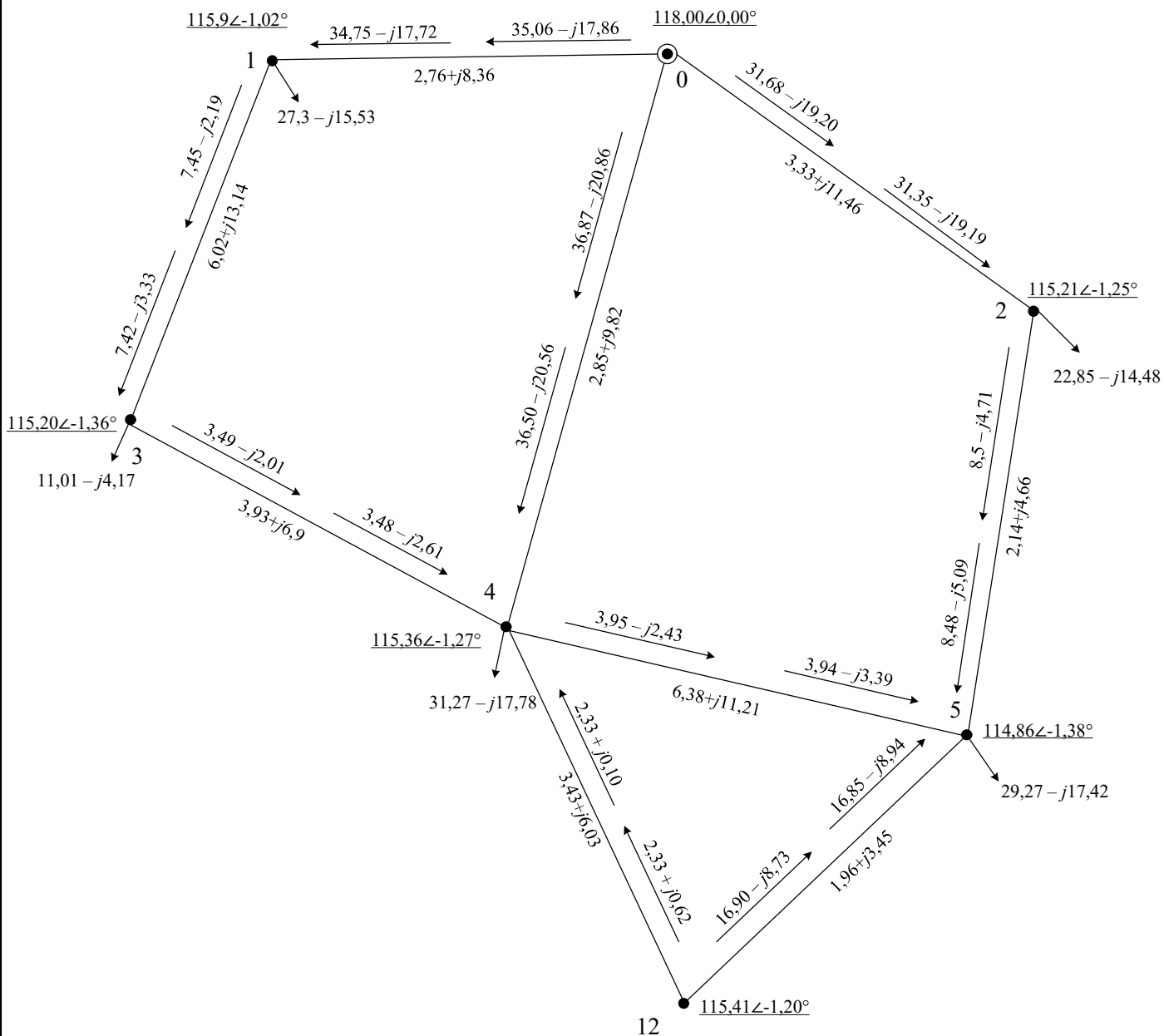


Рисунок 2.3.1 – Результат розрахунку режиму 110 кВ при приєднанні ВЕС до мережі 110 кВ

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

58

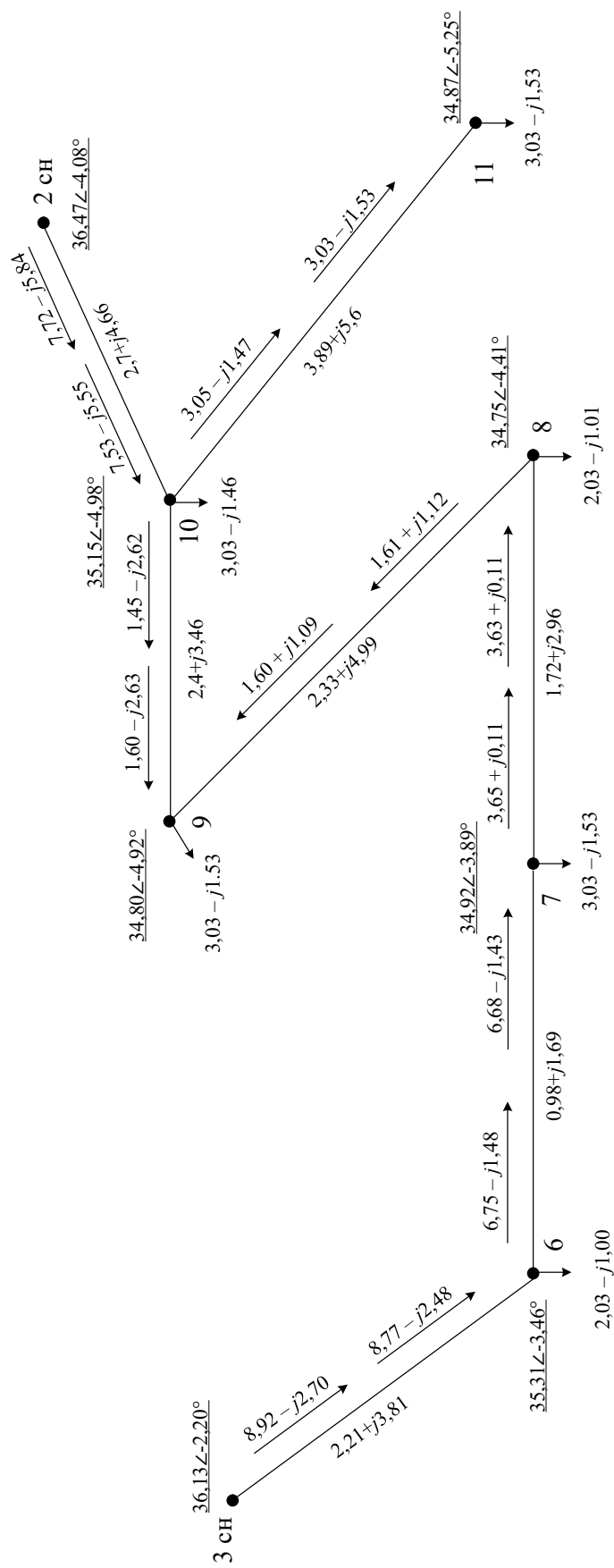


Рисунок 2.2.2 - Результат обрахунку режиму ПЛ 35 кВ при
приєднанні ВЕС до мережі 110 кВ

Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

59

Жодне зі струмових навантажень ліній не перевищує допустимих значень. Завантаження трансформаторів не перевищує 90 %, що відповідає нормативним вимогам для тривалої експлуатації. Перевантажень або нерівномірного розподілу не виявлено. Втрати потужності у режимі становили 2,77 МВт та 15,41 МВАр. Усі розрахунки виконано на основі математичної моделі, підготовленої у розділі 1. Її точність перевірена за другим законом Кірхгофа, тож додаткова верифікація для цього режиму не потребується.

Висновок до підрозділів розділу 2.2 та 2.3

У межах дослідження розглянуто два варіанти приєднання ВЕС потужністю 19,3 МВт — до шин 35 кВ (пункти 7 і 11) та до шин 110 кВ (пункти 4 і 5). Обидва варіанти забезпечують дотримання нормативних меж по напрузі, струмах і завантаженню обладнання.

У варіанті 35 кВ напруга у вузлах становить 10,46–10,75 кВ (на НН) та 35,00–35,97 кВ (на СН); максимальні втрати — 2,77 МВт та 15,41 МВАр; струми в нових лініях — до 180 А. Дисконтовані витрати: 75 554,35 тис. грн.

У варіанті 110 кВ напруга — 10,51–10,74 кВ (НН), 114,86–115,90 кВ (ВН); втрати — 2,92 МВт, 16,15 МВАр; максимальні струми — до 95 А; дисконтовані витрати: 101 668,3 тис. грн.

З урахуванням сукупних техніко-економічних показників варіант приєднання до мережі 35 кВ є доцільнішим. Він забезпечує нижчі витрати та прийнятні експлуатаційні показники. Саме цей варіант обирається для подальшого аналізу післяаварійних режимів.

2.4 Після аварійні режими при підключенні ВЕС до мереж 35 кВ

За результатами розрахунку усталеного режиму визначено ділянки з найбільшим струмовим навантаженням:

- ПЛ 0–4 (110 кВ) — 210,5 А;
- ПЛ 12–11 (35 кВ) — 177,1 А.

Для оцінки надійності мережі змодельовано режими з виведенням зазначених ділянок із роботи.

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата		

2.4.1 Розрахунок післяаварійного режиму під'єднання ВЕС при відключенні ПЛ 35 кВ (ділянка 12-11)

Після вибору оптимального варіанта приєднання ВЕС до мережі 35 кВ виконується перевірка режиму роботи системи в умовах аварійного відключення однієї з ключових ліній видачі потужності. Ділянка 12–11 визначена як найбільш навантажена серед ліній 35 кВ і забезпечує передачу значної частини потужності ВЕС.

Розрахунок виконано з урахуванням регулювання напруги засобами РПН і ПБЗ. Відповідні положення наведено в таблиці 2.4.1.1, параметри вузлів — у таблиці 2.4.1.2.

Таблиця 2.4.1.1 – Положення РПН та ПБЗ у вузлах при відключенні ПЛ 12–11 (аварійний режим)

№ пункту	$N_{\text{РПН}_i}^{\text{ст}}$	$N_{\text{ПБЗ}_i}^{\text{ст}}$
1	-2	-
2	-1	-2
3	-3	-2
4	-2	-
5	2	-
10	-3	-

Таблиця 2.4.1.2 – Режимні параметри вузлів після відключення ПЛ 12–11 з урахуванням регулювання РПН та ПБЗ

Параметри вузлів				
Найменування	U, кВ	$\delta, ^\circ$	Потужність	
			P, МВт	Q, МВАр (інд)
БП	118,00	0,00	104,02	59,32
П1 110 кВ	116,09	-0,92	27,30	15,52
П1 10 кВ	10,61	-4,73	27	11,5
П2 110 кВ	114,83	-1,39	17,11	11,47
П2 35 кВ	35,09	-3,50	-1,97	-3,45
П2 10 кВ	10,42	-4,78	15	6,39
П3 110 кВ	115,73	-1,12	-2,17	-0,59
П3 35 кВ	35,08я'	-0,96	-4,25	-1,89
П3 10 кВ	10,52	-1,05	2	0,85
П4 110 кВ	115,35	-1,27	31,27	17,78
П4 10 кВ	10,58	-4,83	31	13,21
П5 110 кВ	114,08	-1,66	29,27	17,39
П5 10 кВ 1	10,54	-8,95	14,5	6,18
П5 10 кВ 2	10,54	-8,95	14,5	6,18
П6 35 кВ	35,56	-0,40	2,03	1,00

					ДП1113.131.013.ПЗ		Арк.
							61
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата			

Продовження таблиці 2.4.1.2

П6 10 кВ	10,82	-3,19	2	0,85
П7 35 кВ	36,00	-0,13	3,03	1,52
П7 10 кВ	10,96	-3,12	3	1,28
П8 35 кВ	35,36	-1,20	2,03	1,00
П8 10 кВ	10,76	-4,01	2	0,85
П9 35 кВ	34,71	-2,76	3,03	1,53
П9 10 кВ	10,55	-6,01	3	1,28
П10 35 кВ	34,48	-3,50	3,03	1,47
П10 10 кВ	10,26	-5,72	3	1,27
П11 35 кВ	34,18	-3,77	3,03	1,54
П11 10 кВ	10,37	-7,14	3	1,28
П12 35 кВ	37,11	1,55	-19,21	-7,68
П12 10 кВ	10,78	3,53	-19,3	-9,35

Таблиця 2.4.1.3 – Оцінка струмового навантаження ділянок мережі після відключення ПЛ 12–11

Ділянка	Виконання ділянки	Струмове навантаження, А	Тривалий струм, $I_{\text{доп}}$, А
0-1	АС-185	174,6	510
0-2	АС-240	203,9	610
0-4	АС-240	207,8	610
1-3	АС-150	21,4	450
2-5	АС-150	103,4	450
2-10	АС-120	65,9	390
3-6	АС-120	76,6	390
4-3	АС-120	35,4	390
4-5	АС-120	65,5	390
6-7	АС-120	113,1	390
7-8	АС-120	156,2	390
8-9	АС-150	120,6	450
9-10	АС-95	69,5	330
10-11	АС-95	56,8	330
12-7	АС-150	322,0	450
12-11	АС-150	0,0000	450

Після відключення ділянки 12–11 всі струми в лініях залишаються нижчими за допустимі значення. Максимальний струм зафіксовано на ділянці 0–4 — 210,5 А при допустимому 610 А. Струми в лініях 12–7 та 0–2 також не перевищують тривалих нормативних меж, що підтверджує технічну допустимість обраного варіанта.

Таблиця 2.4.1.4 – Завантаження трансформаторів у режимі відключення ПЛ 12–11 (післяаварійний режим)

№ Пункту	Трансформатори	S _{ном} , МВА	S _{факт} , МВА	Завантаження, %
1	ТДН-20000/110	20	15,23	76,15
2	ТДТН 25000/110	25	10,19	53,64
3	ТДТН 40000/110	40	1,24	14,42
4	ТДН-25000/110	25	17,42	69,68
5	ТРНДЦН-25000/110	25	16,93	67,88
6	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,24	90,00
7	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,37	84,25
8	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,25	90,00
9	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,37	84,25
10	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	1,67	66,80
11	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,37	84,25
12	ТД-25000/35	25	10,41	42,08

Отримані значення втрат повної потужності за результатами моделювання післяаварійного режиму при відключенні ПЛ 12–11 (мережа 35 кВ):

$$\Delta S_{\Sigma} = 3,33 - j16,92 \text{ МВА.}$$

Таблиця 2.4.1.5 – Параметри ділянок у мережі 35-110 кВ після відключення ПЛ 12–11

Параметри ділянок								
Найм.	Потік початку		Втрати				Потік кінця	
	P,МВт	Q,МВАр	ΔP,МВт	ΔQ,МВАр	dU,кВ		P,МВт	Q,МВАр
0-1	31,79	16,20	0,26	0,77	2,68	0,1746	31,54	16,23
0-2	35,32	22,11	0,42	1,45	4,24	0,2039	34,89	21,80
0-4	36,91	21,01	0,37	1,29	3,70	0,2078	36,53	20,70
1-3	4,24	0,71	0,01	0,02	0,55	0,0214	4,23	1,89
2-5	17,79	10,33	0,07	0,15	0,92	0,1034	17,72	10,59
2-10	2,00	3,47	0,04	0,06	0,62	0,0659	1,97	3,45
3-6	4,29	1,93	0,04	0,07	0,58	0,0766	4,25	1,89
3-4	6,40	2,48	0,01	0,03	0,48	0,0354	6,38	3,06
4-5	11,64	5,98	0,08	0,15	1,49	0,0655	11,55	6,80
6-7	6,38	2,98	0,06	0,07	0,48	0,1131	6,32	2,93
7-8	9,44	2,42	0,13ч	0,22	0,93	0,1562	9,31	2,23
8-9	7,28	1,23	0,10	0,22	1,15	0,1206	7,18	1,05
9-10	4,15	-0,48	0,03	0,05	0,51	0,0695	4,12	-0,50
10-11	3,05	1,48	0,02	0,03	0,34	0,0568	3,03	1,54
12-7	19,21	8,3	0,36	0,78	1,54	0,3220	18,85	6,93
12-11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000	00,00	0,00

Результати розрахунку нанесено на рисунок 2.4.1.1 (ділянка 110 кВ) та рисунок 2.4.1.2 (ділянка 35 кВ).

					ДП1113.131.013.ПЗ			Арк.
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата				63

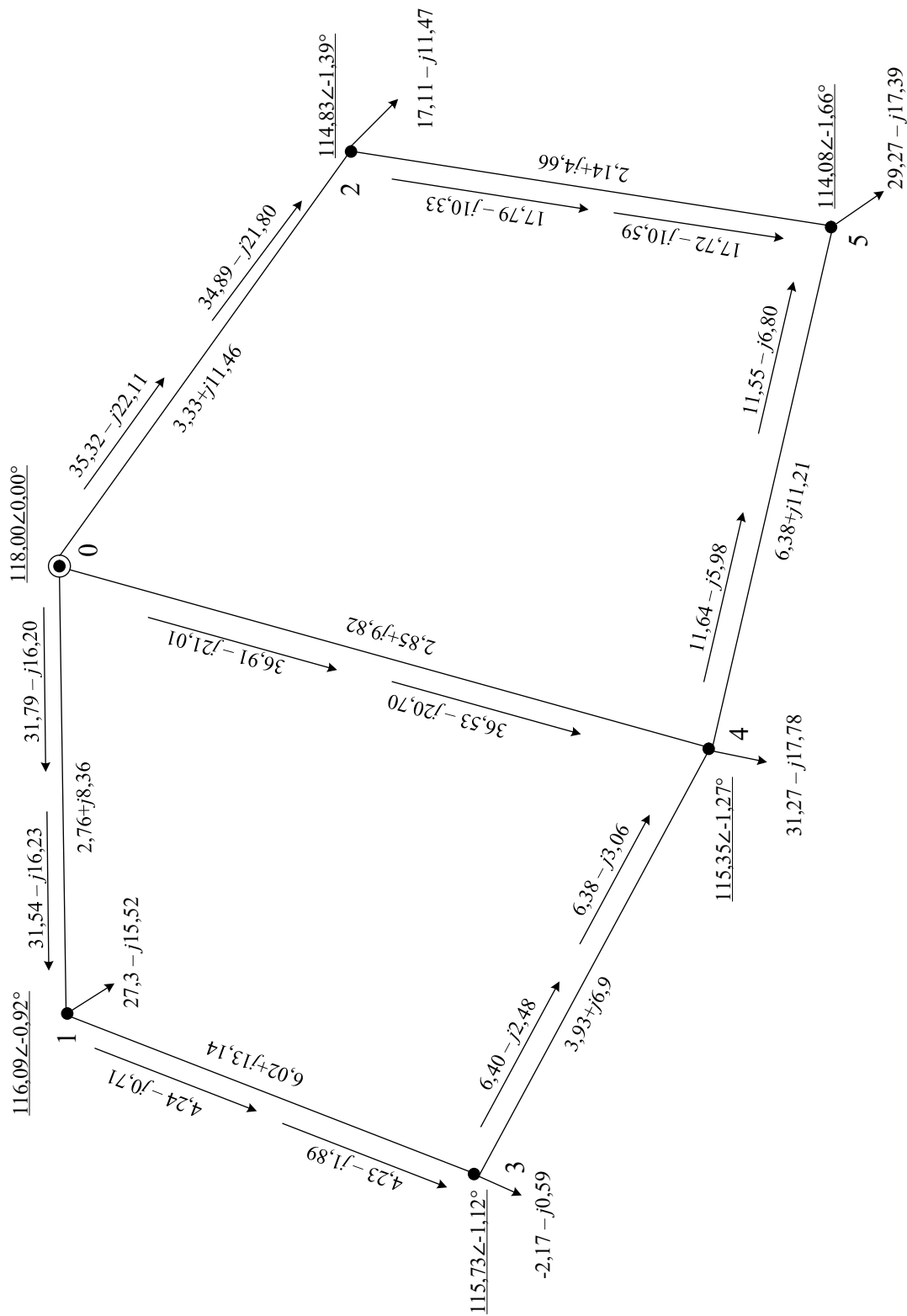


Рисунок 2.4.1.1 – Схема розподілу потужності та напруги в мережі
35 кВ у післяаварійному режимі (відключення ПЛІ 12–11)

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

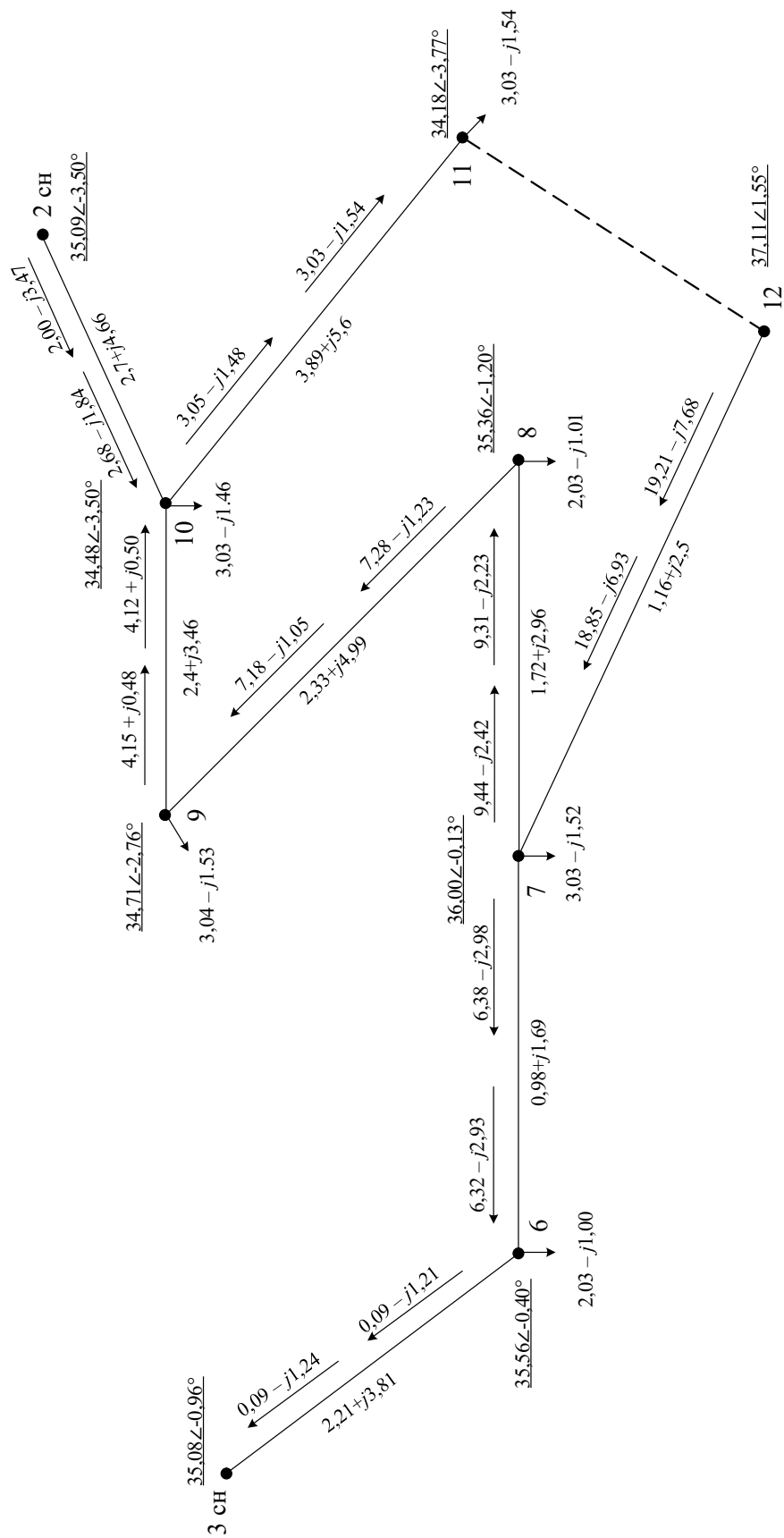


Рисунок 2.4.1.1 – Схема розподілу потужності та напруги в мережі
35 кВ у післяаварійному режимі (відключення ПЛІ 12–11)

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата
-----	------	-----------	--------	------

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

65

У післяаварійному режимі з відключенням ділянки 2–10 ПЛ 35 кВ забезпечено підтримку допустимого рівня напруг у більшості вузлів мережі. Перерозподіл потоків потужності не призвів до критичних перевантажень, однак спостерігається зростання втрат у деяких ділянках, що є типовим для такого типу порушень. Загалом, мережа демонструє достатній рівень надійності при аварії на заданій ділянці.

2.4.2 Розрахунок післяаварійного режиму під'єднання ВЕС при відключенні ПЛ 110 кВ (ділянка 0-4)

Після вибору оптимального варіанта приєднання ВЕС до мережі 35 кВ проводиться перевірка режиму роботи системи в умовах аварійного відключення однієї з ключових ліній видачі потужності. Ділянка 0–4 є найбільш навантаженою серед ліній 110 кВ та забезпечує передачу значної частини потужності ВЕС.

Розрахунок виконано з урахуванням регулювання напруги засобами РПН і ПБЗ. Положення регуляторів наведено в таблиці 2.4.2.1, параметри вузлів — у таблиці 2.4.2.2.

Таблиця 2.4.2.1 – Положення РПН і ПБЗ у вузлах при відключенні ПЛ 0–4 (післяаварійний режим)

№ пункту	$N_{\text{РПН}_i}^{\text{ст}}$	$N_{\text{ПБЗ}_i}^{\text{ст}}$
1	-2	-
2	-1	-2
3	-3	-2
4	-2	-
5	2	-
10	-3	-

Таблиці 2.4.2.2 – Режимні параметри вузлів після відключення ПЛ 0–4 з урахуванням регулювання РПН і ПБЗ

Параметри вузлів				
Найменування	U, кВ	$\delta, ^\circ$	Потужність	
			P, МВт	Q, МВАр (інд)
БП	118,00	0,00	104,89	62,45
П1 110 кВ	114,78	-1,50	27,30	15,54
П1 10 кВ	10,48	-5,41	27	11,5
П2 110 кВ	113,22	-2,11	13,25	9,70
П2 35 кВ	34,72	-3,79	-1,84	2,01
П2 10 кВ	10,30	-5,09	15	6,39

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		66

Продовження таблиці 2.4.2.2

ПЗ 110 кВ	112,16	-2,57	1,19	-0,63
ПЗ 35 кВ	34,00	-2,67	-0,89	-1,90
ПЗ 10 кВ	10,19	-2,77	2	0,85
П4 110 кВ	110,59	-3,05	31,27	17,84
П4 10 кВ	10,11	-6,96	31	13,21
П5 110 кВ	111,58	-2,71	29,33	16,82
П5 10 кВ 1	10,27	-10,41	14,5	6,18
П5 10 кВ 2	10,27	-10,41	14,5	6,18
П6 35 кВ	34,27	-2,71	2,04	1,00
П6 10 кВ	10,40	-5,73	2	0,85
П7 35 кВ	34,56	-2,69	3,03	1,53
П7 10 кВ	10,49	-5,97	3	1,28
П8 35 кВ	34,34	-3,04	2,03	1,01
П8 10 кВ	10,42	-6,05	2	0,85
П9 35 кВ	34,29	-3,28	3,03	1,54
П9 10 кВ	10,41	-6,62	3	1,28
П10 35 кВ	34,59	-3,12	3,03	1,47
П10 10 кВ	10,30	-5,31	3	1,27
П11 35 кВ	35,07	-2,28	3,03	1,53
П11 10 кВ	10,66	-5,46	3	1,28
П12 35 кВ	35,25	-1,94	-19,21	-8,23
П12 10 кВ	10,27	0,25	-19,3	-9,35

У післяаварійному режимі при відключенні ділянки 0–4 всі вузлові напруги залишаються в межах нормативних значень. Мінімальна напруга на шинах 10 кВ становить 10,30 кВ, максимальна — 10,52 кВ. Потужності в режимі компенсовано за рахунок оптимального регулювання трансформаторів засобами РПН і ПБЗ (табл. 2.4.2.1). Режим оцінюється як технічно допустимий.

Таблиця 2.4.2.3 – Оцінка струмового навантаження ділянок мережі в умовах підключення ВЕС до ПЛ 110 кВ

Ділянка	Виконання ділянки	Струмове навантаження, А	Тривалий струм, $I_{\text{доп}}$, А
0-1	АС-185	289,5	510
0-2	АС-240	308,1	610
0-4	АС-240	0,0000	610
1-3	АС-150	133,6	450
2-5	АС-150	227,7	450
2-10	АС-120	45,3	390
3-6	АС-120	35,7	390
4-3	АС-120	133,7	390
4-5	АС-120	54,3	390
6-7	АС-120	69,4	390
7-8	АС-120	51,8	390
8-9	АС-150	15,7	450
9-10	АС-95	44,4	330
10-11	АС-95	118,4	330

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

67

Продовження таблиці 2.4.2.3			
12-7	АС-150	174,1	450
12-11	АС-150	172,1	450

Таблиця 2.4.2.4 – Оцінка струмового навантаження ділянок у мережі 35-110 кВ після відключення ПЛ 0–4

№ Пункту	Трансформатори	$S_{ном}$, МВА	$S_{факт}$, МВА	Завантаження, %
1	ТДН-20000/110	20	15,24	76,20
2	ТДТН 25000/110	25	8,1	32,40
3	ТДТН 40000/110	40	0,76	1,90
4	ТДН-25000/110	25	17,48	69,92
5	ТРНДЦН-25000/110	25	16,99	67,96
6	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,24	89,60
7	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,38	84,50
8	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	2,28	90,00
9	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,38	84,25
10	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	1,67	66,80
11	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	3,37	84,25
12	ТД-25000/35	25	10,51	42,04

В аварійному режимі при відключенні ПЛ 0–4 максимальний струм у лінії 0–4 становить 308,1 А, що не перевищує тривалий допустимий струм 610 А. Завантаження трансформаторів також перебуває в допустимих межах: максимальне значення — 90 %, мінімальне — 1,90 % (табл. 2.4.2.4). Таким чином, режим оцінюється як технічно допустимий.

Отримані значення втрат повної потужності за результатами моделювання режиму при відключенні ПЛ 0–4 (мережа 110 кВ):

$$\Delta S_{\Sigma} = 4,20 - j20,68 \text{ МВА.}$$

Результати нанесено на рисунок 2.4.2.1 для мережі 110 кВ і на рисунок 2.4.2.2 для мережі 35 кВ.

Таблиця 2.4.2.5 – Параметри ділянок у мережі 35-110 кВ після відключення ПЛ 0–4

Параметри ділянок								
Найм.	Потік початку		Втрати				Потік кінця	
	Р,МВт	Q,МВАр	ΔP ,МВт	ΔQ ,МВАр	dU,кВ		Р,МВт	Q,МВАр
0-1	51,90	28,42	0,70	2,12	4,43	0,2895	51,20	27,10
0-2	52,99	34,03	0,96	3,29	6,40	0,3081	52,03	31,86
0-4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000	00,00	0,00
1-3	23,90	11,56	0,33	0,72	3,38	0,1336	23,57	12,00
2-5	38,78	22,16	0,33	0,73	2,03	0,2277	38,44	21,83
2-10	1,86	-2,02	0,02	0,03	0,42	0,0453	1,84	-2,01
3-6	0,90	1,89	0,01	0,01	0,27	0,0357	0,89	1,90
3-4	22,38	12,63	0,21	0,37	1,83	0,1337	22,17	12,82

					ДП1113.131.013.ПЗ		Арк.
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата			68

Продовження таблиці 2.4.2.5

4-5	9,16	4,20	0,05	0,10	1,19	0,0543	9,11	5,01
6-7	2,95	2,91	0,02	0,03	0,29	0,0694	2,92	2,90
7-8	2,97	0,89	0,01	0,02	0,31	0,0518	2,95	0,89
8-9	0,93	-0,12	0,00	0,00	0,15	0,0157	0,93	-0,08
9-10	2,12	1,61	0,01	0,02	0,32	0,0444	2,11	1,62
10-11	7,09	1,09	0,08	0,12	0,70	0,1184	7,01	1,06
12-7	9,05	5,55	0,11	0,23	0,83	0,1741	8,95	5,34
12-11	10,16	2,68	0,03	0,07	0,27	0,1721	10,12	2,61

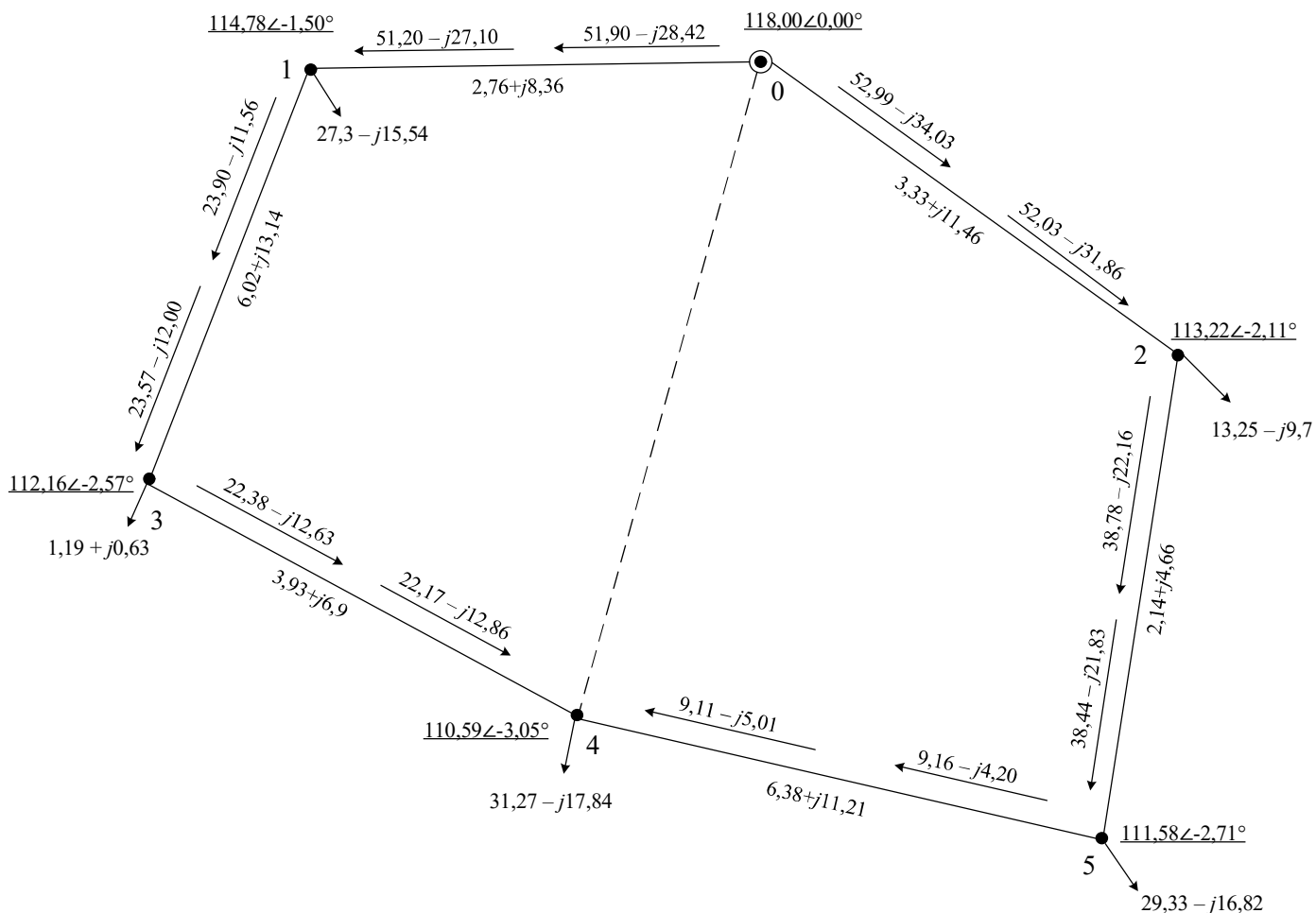


Рисунок 2.4.2.1 – Схема розподілу потужності та напруги в мережі 110 кВ у післяаварійному режимі (відключення ПЛ 0–4)

Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

69

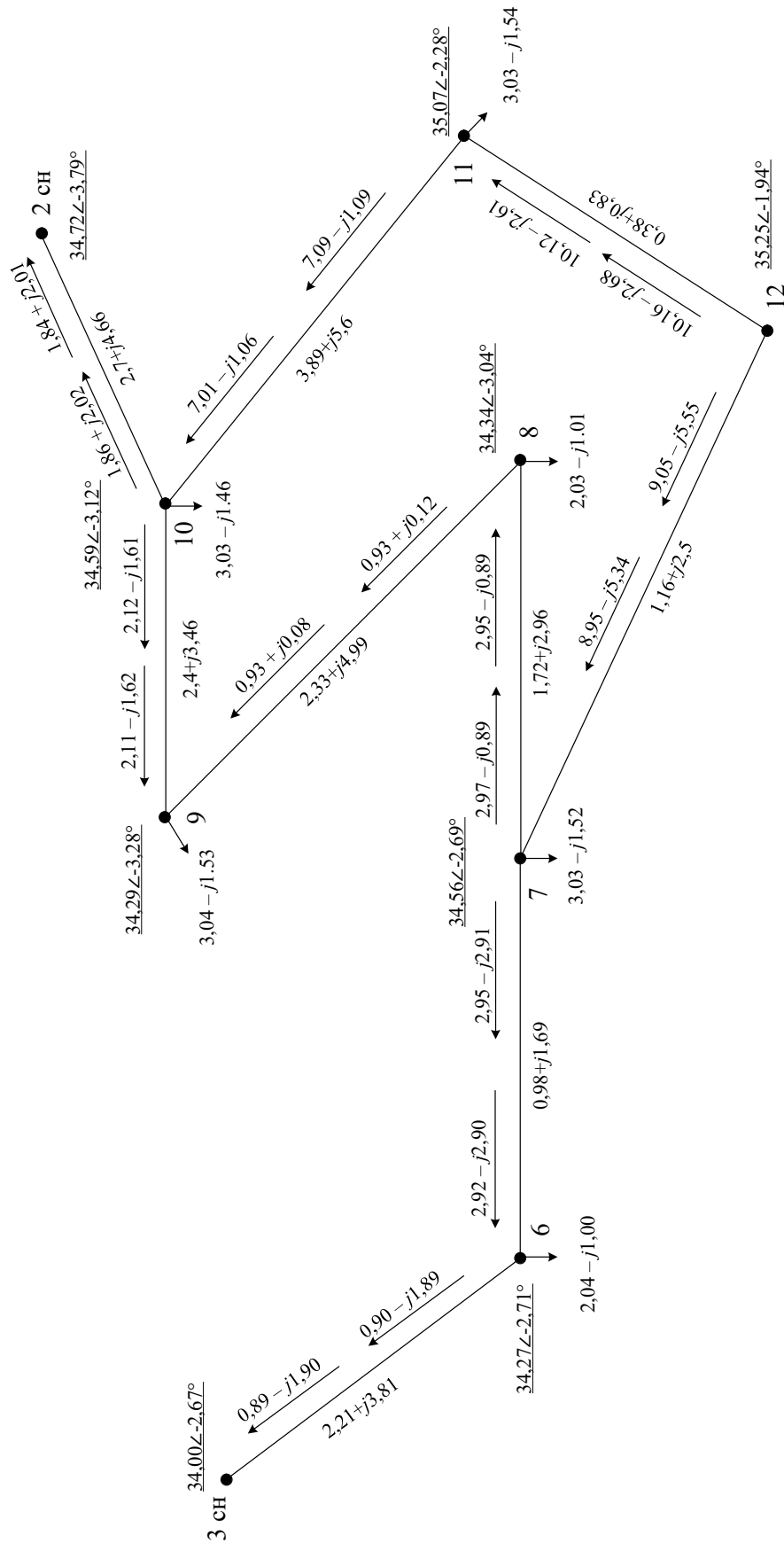


Рисунок 2.4.2.2 – Схема розподілу потужності та напруги в мережі 35 кВ у післяаварійному режимі (відключення ПЛІ 0-4)

Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата
-----	------	-----------	--------	------

ДП1113.131.013.ПЗ

Арк.

70

У результаті моделювання післяаварійного режиму при відключенні ділянки ПЛ 0–4 (110 кВ) встановлено, що всі напруги у вузлах електричної мережі залишаються в межах нормативно допустимих значень. Струмові навантаження у всіх лініях не перевищують тривалих допустимих значень, а завантаження трансформаторів становить не більше 90 %, що підтверджує стабільність режиму. Загальні втрати потужності в цьому сценарії становлять 4,20 МВт і 20,68 МВАр. Таким чином, аварійне відключення ділянки високовольтної ПЛ не порушує технічну допустимість роботи мережі.

Висновок до розділу 2

У розділі 2 проведено техніко-економічний аналіз варіантів приєднання вітрової електростанції (ВЕС) встановленою потужністю 20 МВт до електричної мережі напругою 35/110 кВ. Розрахунки виконано з використанням середовища Simple Voltage Calculator, на основі параметрів, визначених у розділі 1.

На початковому етапі (підпункт 2.1) здійснено вибір оптимальних перерізів повітряних ліній електропередачі для двох варіантів приєднання: до шин 35 кВ (пункти 7 і 11) та до шин 110 кВ (пункти 4 і 5). Для забезпечення надійності та врахування перспективного зростання навантаження обрано провід АС-150 (для 35 кВ) і АС-120 (для 110 кВ). Також визначено загальні дисконтовані витрати, які становлять 75 554,35 тис. грн для варіанта 35 кВ та 101 668,3 тис. грн для варіанта 110 кВ.

У підрозділах 2.2 та 2.3 змодельовано усталені режими роботи електричної мережі при приєднанні ВЕС до зазначених вузлів. У варіанті підключення до 35 кВ напруги в мережі 10 кВ становили 10,46–10,75 кВ, втрати потужності – 2,77 МВт і 15,41 МВАр. Для варіанта 110 кВ напруги були в межах 10,51–10,74 кВ, втрати – 2,92 МВт і 16,15 МВАр. В обох випадках забезпечено дотримання нормативних значень напруг, відсутність перевантажень і допустимий рівень завантаження трансформаторів (не вище 90 %).

У підрозділі 2.4 виконано оцінку післяаварійних режимів для обраного оптимального варіанта приєднання до 35 кВ.

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						71
Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата		

Розглянуто аварійне відключення двох найбільш навантажених ділянок: ПЛ 12–11 (35 кВ) та ПЛ 0–4 (110 кВ). В обох сценаріях змодельовано напруги, струми, завантаження трансформаторів і втрати потужності. Втрати потужності відповідно склали:

При відключенні ПЛ 12-11:

$$\Delta \underline{S}_{\Sigma} = 3,33 - j16,92 \text{ МВА.}$$

При відключенні ПЛ 0-4:

$$\Delta \underline{S}_{\Sigma} = 4,20 - j20,68 \text{ МВА.}$$

Результати розрахунків підтверджують, що обраний варіант приєднання ВЕС до мережі 35 кВ є технічно допустимим навіть у післяаварійних ситуаціях. Забезпечується безпечний рівень напруг, відсутність перевантажень та надмірних втрат. За сукупністю техніко-економічних і експлуатаційних показників він є доцільним для реалізації в умовах існуючої мережі.

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						72
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У межах дипломного проєкту проведено техніко-аналітичне дослідження можливості інтеграції вітрової електростанції встановленою потужністю 20 МВт у електричну мережу класу напруги 35–110 кВ. Метою проєкту було визначити оптимальний варіант приєднання ВЕС з урахуванням забезпечення допустимих режимних параметрів та мінімізації втрат електроенергії.

На першому етапі було побудовано математичну модель досліджуваної мережі, верифіковано її коректність за другим законом Кірхгофа, виконано розрахунок ustalених режимів та перевірено відповідність напруг і струмів нормативним вимогам. Особливу увагу приділено оцінці завантаження трансформаторів, втрат потужності та рівню напруг на шинах усіх класів напруги.

На другому етапі розглянуто два можливі варіанти видачі потужності ВЕС — до мережі 35 кВ та до мережі 110 кВ. Встановлено, що варіант приєднання до 35 кВ забезпечує менші втрати активної потужності (2,77 МВт проти 2,92 МВт), нижчі економічні витрати (75,6 млн грн проти 101,7 млн грн) та стабільні напруги в межах допустимих відхилень. З урахуванням навантажень трансформаторів, струмових навантажень і вартості реалізації — обрано приєднання до мережі 35 кВ як оптимальне.

Для перевірки стійкості запропонованого рішення змодельовано післяаварійний режим з відключенням однієї з ключових ліній видачі потужності. Результати показали, що мережа зберігає працездатність навіть за умов аварійної ситуації: напруги залишаються в межах нормативу, перевантажень трансформаторів не спостерігається.

Таким чином, розрахунки підтвердили технічну та економічну доцільність приєднання ВЕС до мережі 35 кВ із максимально можливою генерацією до 19,3 МВт, що забезпечує нормовану роботу мережі та ефективне використання відновлюваних джерел енергії.

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						73
Зм.	Арк.	№ док-т.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Районні електричні мережі : Курсовий проєкт [Електронний ресурс] : навч. по сіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В. В. Чижевський, О. М. Янковська, О. С. Богомоллова. – Електронні текстові дані (1 файл: 12,54 МБ). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 118 с.

2. Справочні данные параметров трансформаторов от 35 кВ [Електронний ресурс]. Режим доступу:
https://powersystem.info/index.php/Справочные_данные_параметров_трансформаторов_от_35_кВ

3. ДСТУ EN 50160:2023 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності.

4. Методичні вказівки до виконання дипломного проєкту освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр» з тематики районних електричних мереж для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців з напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський – К.: ІВЦ «Видавництво Політехніка», 2007. - 100 с.

5. Матвійчук А. Я. Електротехніка: навчально-методичний посібник/ Матвійчук А. Я., В. Л. Стінянський; Вінницький державний педагогічний університет ім. М.Коцюбинського. – Вінниця, 2017. -270 с.

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						74
Зм.	Арк.	№ док.ут.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК А

Результати перевірки пояснювальної записки на плагіат

					ДП1113.131.013.ПЗ	Арк.
						75
Зм.	Арк.	№ док.т.	Підпис	Дата		



Звіт подібності

метадані

Назва організації

National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute

Заголовок

Приєднання вітрової електричної станції 20 МВт до мереж 35- 110 кВ

Автор

Науковий керівник / Експерт

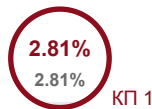
Моргун Леонід ОлексійовичБуслова Наїна Володимирівна

підрозділ

ФЕА, Кафедра електричних мереж і систем

Обсяг знайдених подібностей

Коефіцієнт подібності визначає, який відсоток тексту по відношенню до загального обсягу тексту було знайдено в різних джерелах. Зверніть увагу, що високі значення коефіцієнта не автоматично означають плагіат. Звіт має аналізувати компетентна / уповноважена особа.

**10**

Довжина фрази для коефіцієнта подібності 2

16186

Кількість слів

93843

Кількість символів

Тривога

У цьому розділі ви знайдете інформацію щодо текстових спотворень. Ці спотворення в тексті можуть говорити про МОЖЛИВІ маніпуляції в тексті. Спотворення в тексті можуть мати навмисний характер, але частіше характер технічних помилок при конвертації документа та його збереженні, тому ми рекомендуємо вам підходити до аналізу цього модуля відповідально. У разі виникнення запитань, просимо звертатися до нашої служби підтримки.

Заміна букв	Б	228
Інтервали	A→	0
Мікропробіли	␣	0
Білі знаки	Б	0
Парафрази (SmartMarks)	a	16

Подібності за списком джерел

Нижче наведений список джерел. В цьому списку є джерела із різних баз даних. Колір тексту означає в якому джерелі він був знайдений. Ці джерела і значення Коефіцієнту Подібності не відображають прямого плагіату. Необхідно відкрити кожне джерело і проаналізувати зміст і правильність оформлення джерела.

10 найдовших фраз

Колір тексту

ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	НАЗВА ТА АДРЕСА ДЖЕРЕЛА URL (НАЗВА БАЗИ)	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
1	https://knowledge.allbest.ru/physics/3c0a65635a3bc79a4c43b88421306d37_1.html	17 0.11 %
2	Районні електричні мережі. Курсовий проєкт 3/15/2025 National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute (National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute)	16 0.10 %