

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

Теймураз КАЦАДЗЕ

“16” 07 2025 р.

ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ

на здобуття ступеня бакалавра

**за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Аналіз режимів роботи електричної мережі з інтеграцією сонячної
електростанції»**

Виконав:

студент III курсу, групи ЕС-п21
Янковський Денис Сергійович

Науковий керівник:

доцент кафедри електричних мереж та систем, к. т. н.
Богомоллова Оксана Сергіївна

Консультант:

асистент кафедри електричних мереж та систем
Моссаковський Вадим Ігорович

Рецензент:

доцент кафедри відновлювальних джерел енергії, к. т. н.,
Бардик Євген Іванович

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»

Інститут/факультет: факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра: електричних мереж та систем

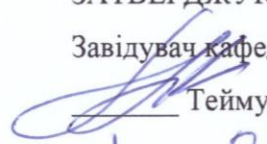
Рівень вищої освіти: перший (бакалаврський)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма: «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

 Теймураз КАЦАДЗЕ

« 1 » 05 2025 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Янковському Денису Сергійовичу

1. Тема дипломного проєкту: «Аналіз режимів роботи електричної мережі з інтеграцією сонячної електростанції», науковий керівник дисертації Богомолова Оксана Сергіївна, к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету від «26» травня 2025 р. №1720-с.
2. Термін подання студентом проєкту (роботи): 01 червня 2025 р.
3. Вихідні дані до проєкту: однолінійна схема електричної мережі відповідно до Додатку до завдання на дипломний проєкт.
4. Зміст пояснювальної записки дипломного проєкту (перелік завдань, які необхідно розробити):
 - 1) аналіз та розрахунок усталених режимів роботи існуючої електричної мережі;
 - 2) особливості приєднання СЕС до мережі 110 кВ;
 - 3) параметри приєднання СЕС до електричної мережі;
 - 4) розрахунок та аналіз електричної мережі після підключення СЕС в характерних режимах роботи мережі;
5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:
 - 1) Параметри режиму вихідної електричної мережі
 - 2) Електричний розрахунок режимів роботи мережі із СЕС
 - 3) Аналіз параметрів електричної мережі

6. Дата видачі завдання: 11 квітня 2025 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Термін виконання етапів дипломного проєкту	Примітка
1	Аналіз працездатності електричної мережі	18.04.25	<i>всн</i>
2	Вибір трансформаторів на ПС	27.04.25	<i>всн</i>
3	Вибір перерізів проводів ПЛ	04.05.25	<i>всн</i>
4	Розрахунок параметрів схеми заміщення ПЛ та СТ на ПС	11.05.25	<i>всн</i>
5	Формування розрахункової моделі електричної мережі	18.05.25	<i>всн</i>
6	Розрахунок режимів роботи мережі	25.05.25	<i>всн</i>
7	Формування висновків	27.06.25	<i>всн</i>
7	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини	01.06.25	<i>всн</i>

Студент

ДМ

Денис ЯНКОВСЬКИЙ

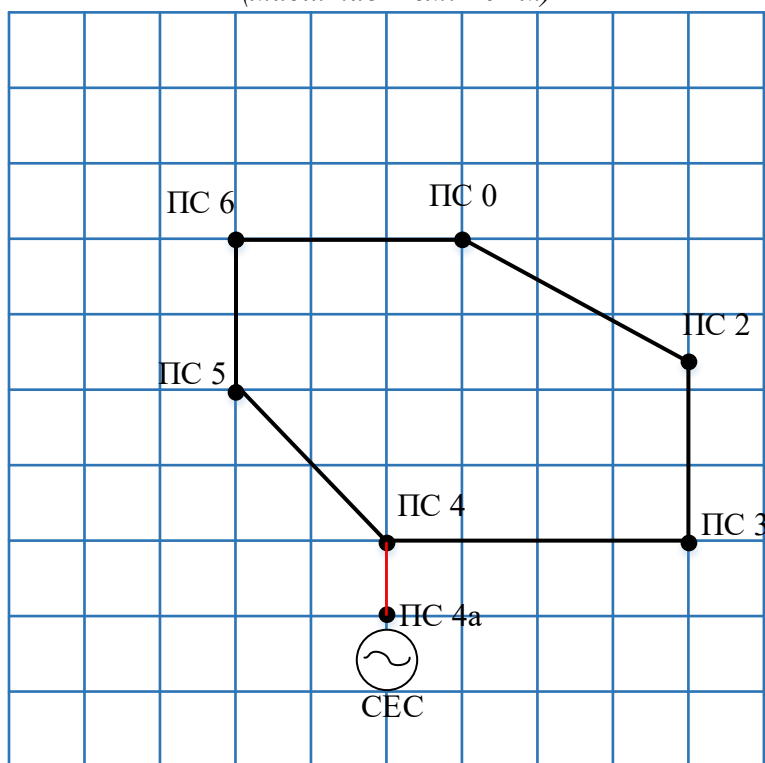
Керівник проєкту (роботи)

ОБ

Оксана БОГОМОЛОВА

Додаток А

до завдання на кваліфікаційний дипломний проєкт першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

Аналіз режимів роботи електричної мережі з СЕССитуаційний план
(масштаб 1 см: 10 км)**Електричні навантаження вузлів мережі**

Підстанція	Навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності
ПС 1	-15	
ПС 2	41	0,87
ПС 3	95	0,89
ПС 4	16	0,87
ПС 5	70	0,88
ПС 6	130	0,91

Вихідні дані до проєкту

1. Номінальна напруга мережі 110 кВ.
2. Розташування балансуючого пункту у вузлі 0.
3. Напруга балансуючого пункту 114 кВ.
4. Планується підключення СЕС у ПС 4а потужністю 15 МВт.
5. Категорії споживачів за надійністю електропостачання I-II
6. Мережа виконана опорами ПБ 110-3, УБ-110-3.
7. Географічний район спорудження мережі – Україна.

Примітки:

- 1) Відстань між пунктами визначаються за ситуаційним планом.
- 2) У таблиці наведено навантаження ПС.

**Пояснювальна записка
до дипломного проєкту**

на тему: «Аналіз режимів роботи електричної мережі з інтеграцією сонячної
електростанції»

Київ – 2025 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

[illegible]

					ДП2104.141.004 ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Аналіз режимів роботи електричної мережі з інтеграцією сонячної електростанції	Лім.	Арк.	Акрюшів	
Розроб.		Янковський Д.С.							
Перевір.		Богомолова О.С.					5	55	
						КПІ ім. Ігоря Сікорського Каф. ЕМС гр. ЕС-п21			
Н. Контр.		Моссаковський В.І.							
Затверд.		Кацадзе Т.Л.							

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка має обсяг – 55 сторінок машинописного тексту.
Містить ілюстрацій – 19. Таблиць – 18.

Цей дипломний проєкт присвячений дослідженню можливості приєднання СЕС до мережі 110 кВ. В ньому наведено розрахунок режиму роботи електричної мережі, оцінку впливу приєднання нової СЕС на мережу з попереднім аналізом існуючого стану мережі.

Результатом виконання роботи є висновок стосовно допустимості приєднання нової СЕС.

Дипломний проєкт бакалавра містить пояснювальну записку та графічну частину, яка складається з 3-х креслень.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РЕЖИМИ РОБОТИ; ПАРАМЕТРИ РЕЖИМУ;
СОНЯНЧА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ANNOTATION

The explanatory note is 55 pages of typewritten text. It contains 19 illustrations and 18 tables.

This diploma project is dedicated to the study of the possibility of connecting a SPP to the 110 kV grid. It contains the calculation of the grid operation mode, an assessment of the impact of connecting a new SPP to the grid with a preliminary analysis of the existing grid condition.

The result of the work is a conclusion on the admissibility of connecting a new SPP.

The bachelor's degree project contains an explanatory note and a graphic part consisting of 3 drawings.

POWER GRID, OPERATING MODES; MODE PARAMETERS; SOLAR POWER PLANT STATION

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк. 2
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень	9
Вступ	10
1 Аналіз працездатності електричної мережі	11
1.1 Особливості функціонування електричних мереж 110 кВ	11
1.2 Огляд досліджуваної мережі	12
1.3 Визначення попереднього поточкорозподілу в електричній мережі.....	13
1.4 Вибір трансформаторів на ПС.....	16
1.5 Розрахунок параметрів схеми заміщення електричної мережі.....	17
Висновок по розділу 1.....	20
2 Аналіз можливості приєднання СЕС.....	21
2.1 Світові тенденції розвитку сонячної енергетики	21
2.2 Тенденції сонячної енергетики в Україні	22
2.3 Інтеграція СЕС у мережу 110 кВ	23
2.4 Розрахунок режимів роботи мережі	25
2.3 Підключення СЕС до мережі	35
Висновок по розділу 2.....	50
Загальні висновки	51
Список використаних джерел.....	52
Додаток А.....	54
Додаток Б	55

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ПЛ	—	повітряна лінія
ПС	—	підстанція
СЗ	—	схема заміщення
СТ	—	силовий трансформатор
СЕС	—	сонячна електростанція
РПН	—	регулювання під навантаженням
ОЕС	—	об'єднана енергосистема

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Сучасний розвиток енергетики супроводжується активним впровадженням відновлюваних джерел енергії, серед яких особливе місце займають сонячні електростанції (СЕС). Їх інтеграція в існуючі електричні мережі ставить нові завдання щодо забезпечення надійної та ефективної роботи енергосистеми в різних режимах, з урахуванням специфіки генерації, залежної від погодних умов та часу доби.

Метою даного дипломного проекту є аналіз усталених режимів роботи електричної мережі з урахуванням підключення СЕС, а також оцінка впливу СЕС на параметри електромережі та якість електроенергії. Для досягнення цієї мети передбачається вирішення низки задач, що охоплюють як аналіз мережі до підключення СЕС, так і дослідження змін режимних параметрів після її інтеграції.

У першому етапі проекту передбачається перевірка працездатності електричної мережі в усталених режимах без підключення СЕС. Це включає вибір трансформаторів на підстанціях, визначення перерізів повітряних ліній електропередач, розрахунок параметрів схеми заміщення, а також аналіз трьох типових режимів: максимального навантаження, післяаварійного режиму з відключенням найбільш навантаженої ділянки та мінімального режиму зі зменшенням навантаження на 30%.

Другий етап дослідження присвячений аналізу режимів роботи електричної мережі після підключення СЕС. Розглядаються підключення генерації СЕС 15 МВт. Аналізуються сценарії з відключенням найбільш навантаженої ділянки при максимальному та мінімальному навантаженнях з врахуванням генерації СЕС.

На завершальному етапі виконується дослідження якості електроенергії в мережі, зокрема перевірка відповідності параметрів якості нормованим значенням згідно з чинними стандартами.

Результати аналізу дозволять оцінити здатність електричної мережі працювати в нових умовах.

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Особливості функціонування електричних мереж 110 кВ

Електричні мережі напругою 110 кВ є ключовим рівнем у структурі ОЕС України, забезпечуючи зв'язок між високовольтними магістральними ПС та мережами розподільчими мережами. Ці мережі виконують критично важливу функцію передають електроенергію від підстанцій класу 220–330 кВ до проміжних і кінцевих розподільчих ПС напругою 35–10 кВ, які безпосередньо живлять споживачів.

Мережі 110 кВ формують базовий каркас обласних та міжобласних електромереж, маючи радіально-петльову або кільцеву конфігурацію в залежності від географічного розташування та щільності енергоспоживання. Наприклад, у великих міських агломераціях (Київ, Харків, Дніпро) лінії 110 кВ часто працюють у кільцевому режимі, що забезпечує підвищену надійність живлення в аварійних умовах.

Значна частина наявної інфраструктури побудована ще в середині ХХ століття, що створює низку технічних ризиків. Серед них зношеність ізоляції, підвищені втрати потужності на протяжних ділянках, відсутність дистанційного контролю та діагностики. Окрім цього, більшість існуючих підстанцій досі експлуатуються на базі електромеханічних релейних пристроїв, які не відповідають сучасним вимогам до швидкодії та гнучкості.

Із зростанням частки децентралізованої генерації (зокрема, сонячних та вітрових електростанцій) потреба у модернізації мереж 110 кВ суттєво зросла. Часто саме до цього рівня напруги підключаються промислові СЕС, які передають надлишкову енергію в мережу. Відтак мережі змушені функціонувати в умовах змінних потоків потужності, що потребує впровадження засобів автоматизованого управління та цифрового моніторингу.

Аналіз стратегічних документів та ринкових тенденцій свідчить, що в період 2025–2030 років очікується поступове зростання інвестицій у реконструкцію та модернізацію мереж 110 кВ[18].

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

До основних напрямів розвитку належать:

- оновлення силового обладнання (трансформаторів, комутаційної апаратури);
- впровадження інтелектуальних систем релейного захисту та автоматики (РЗА);
- заміна електромеханічних приладів на мікропроцесорні;
- впровадження SCADA/EMS-систем для онлайн-контролю;
- оптимізація конфігурацій мереж з урахуванням розосередженої генерації.

Ці дії дозволять значно зменшити втрати, підвищити надійність енергопостачання та підготувати мережі до функціонування у складі більш гнучкої, децентралізованої енергосистеми на базі відновлюваних джерел.

1.2 Огляд досліджуваної мережі

На рисунку 1.1 наведено схему досліджуваної електричної мережі. Мережа характеризується великими значеннями навантажень на ПС. Найбільше навантаження фіксується на ПС 6 на рівні 130 МВт, що у випадку одностороннього живлення ПС 6 перевищує допустиме завантаження лінії з перерізом 240 мм², що становить 109,2 МВт за температури повітря 25°C. Тому можливість роботи мережі потребує аналізу.

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

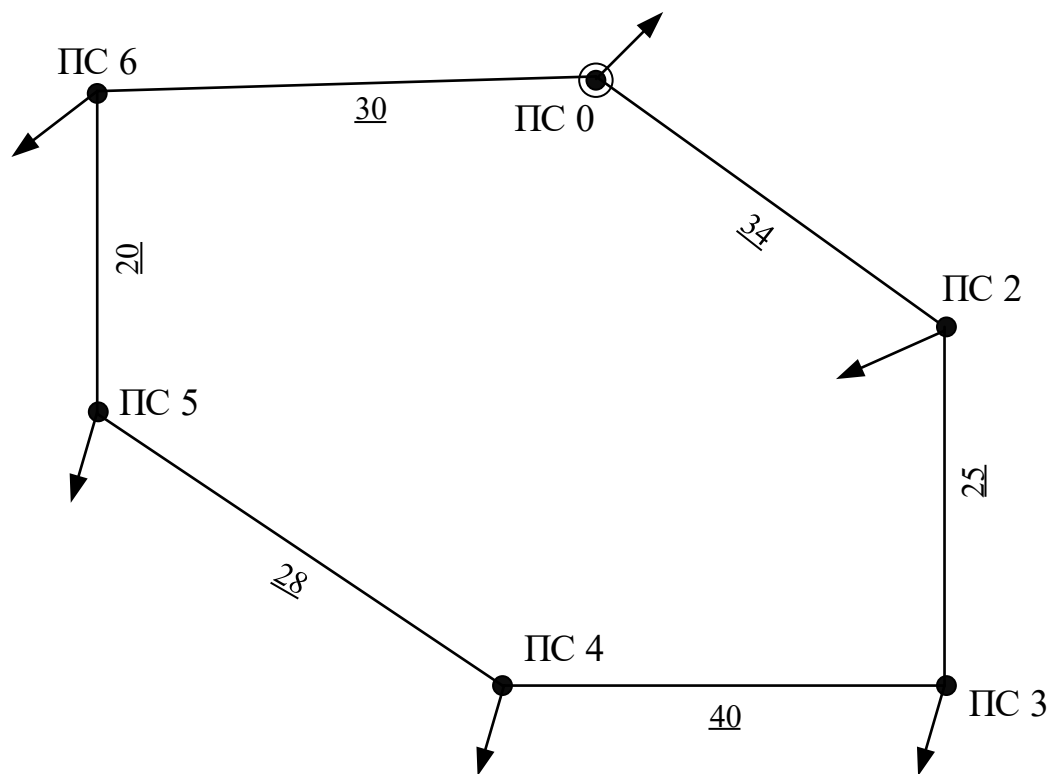


Рисунок 1.1 – Схема досліджуваної мережі

1.3 Визначення попереднього поточкорозподілу в електричній мережі

Виконуємо попередній розрахунок поточкорозподілу для визначення струмового завантаження ліній. Втрати потужності в елементах електричної мережі за цього розрахунку не враховуються. Розрахунок проводиться на основі використання методу контурних рівнянь.

До контуру входять всі ділянки мережі, а в якості перемички виступає ділянка 3-4. Схему поточкорозподілу в умовно розімкненій схемі в загальному вигляді наведено на рисунку 1.2.

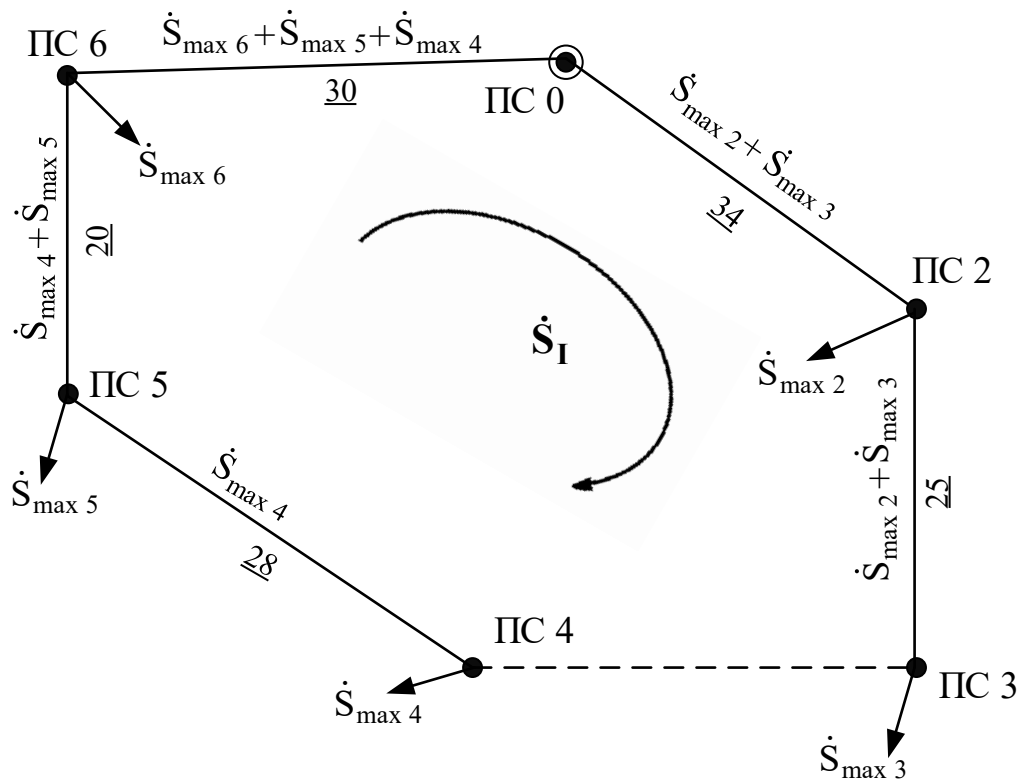


Рисунок 1.2 – Схема поточкорозподілу потужностей в умовно розімкненій схемі

Складемо систему контурних рівнянь для суміщеного поточкорозподілу в умовно розімкненій схемі мережі та зрівняльних потужностей:

$$\begin{cases} (\dot{S}_{\max 6} + \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 4}) \cdot L_{0-6} + (\dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 4}) \cdot L_{5-6} + \dot{S}_{\max 4} \cdot L_{4-5} + \\ -(\dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3}) \cdot L_{0-2} - (\dot{S}_{\max 3}) \cdot L_{2-3} = -\dot{S}_I \cdot (L_{0-6} + L_{5-6} + L_{4-5} + L_{3-4} + L_{2-3} + L_{0-2}) \end{cases}$$

$$\begin{cases} (216 - j106,08) \cdot 30 + (86 - j46,85) \cdot 20 + (16 - j9,07) \cdot 28,28 + \\ -(136 - j71,91) \cdot 33,5 - (95 - j48,67) \cdot 25 = -\dot{S}_I \cdot 176,83 \end{cases}$$

Розв'язуючи дану систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_I = (-9,704 + j4,226) \text{ MVA}$$

Значення потоків потужностей за окремими ділянками схеми знаходимо таким чином:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{3-4} &= -\dot{S}_I = (9,704 - j4,226) \text{ MVA} \\ \dot{S}_{0-2} &= (\dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3}) - \dot{S}_I = (136 - 71,906) - (-9,704 + j4,226) \text{ MVA} \\ \dot{S}_{2-3} &= \dot{S}_{\max 3} - \dot{S}_I = (95 - 48,67) - (-9,704 - j4,226) = (104,7 - j52,9) \text{ MVA} \\ \dot{S}_{5-4} &= \dot{S}_I + \dot{S}_{\max 4} = (16 - j9,068) + (-9,704 + j4,226) = (6,296 - j4,841) \text{ MVA} \\ \dot{S}_{6-5} &= \dot{S}_I + \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{\max 5} = (86 - j46,85) + (-9,704 + j4,226) = \\ &= (76,296 - j42,623) \text{ MVA} \\ \dot{S}_{0-6} &= \dot{S}_I + \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6} = (216 - j106,08) + (-9,704 + j4,226) = \\ &= (206,296 - j101,853) \text{ MVA}\end{aligned}$$

Здійснимо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа для єдиного контуру післяаварійної схеми мережі:

$$\dot{S}_{0-6} \cdot L_{0-6} + \dot{S}_{6-5} \cdot L_{6-5} + \dot{S}_{5-4} \cdot L_{5-4} + \dot{S}_{3-4} \cdot L_{3-4} - \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} - \dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} = 0$$

Потокорозподіл потужностей у L-схемі електричної мережі знайдений вірно. Потокорозподіл потужностей у L-схемі мережі представлений на рис. 1.3.

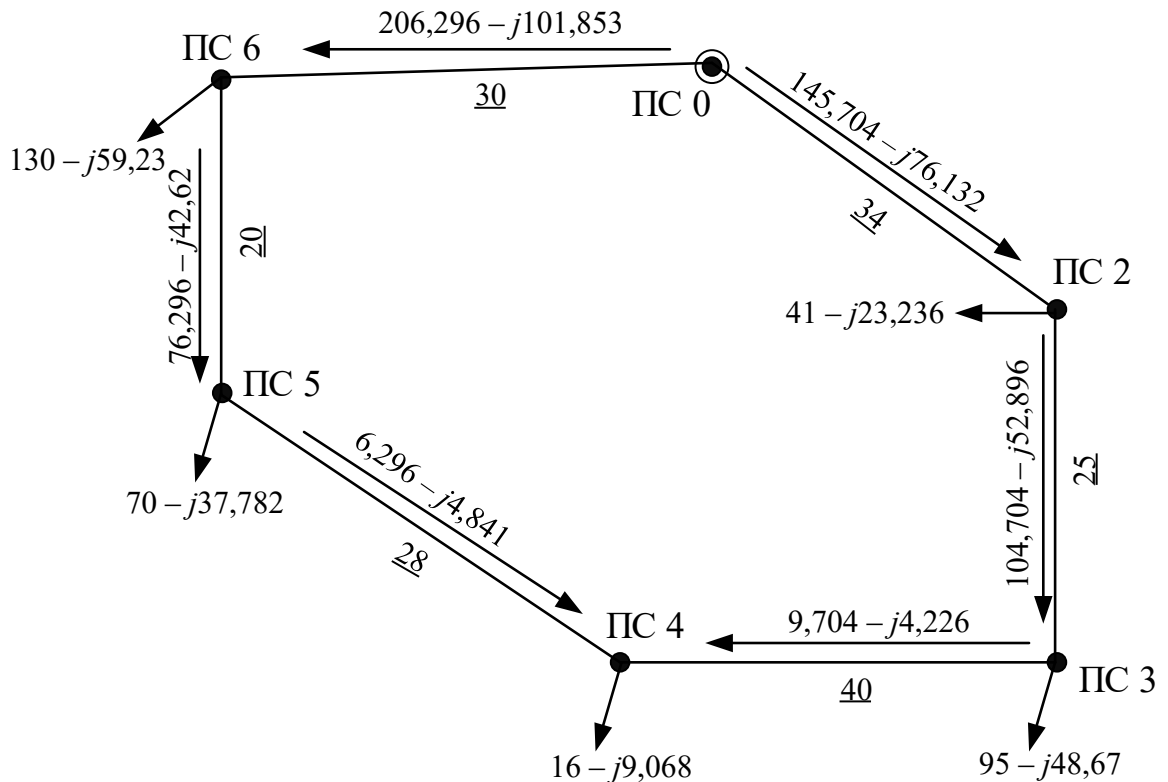


Рисунок 1.3 – Потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі

Виконаємо розрахунок струмових навантажень для ділянок електричної мережі згідно методики наведеної у [3]. Результати розрахунків струмового навантаження ділянок електричної мережі представимо в табличному вигляді в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Струмове завантаження ділянок мережі

Ділянка	Струм, А	Ділянка	Струм, А
0-2	862,9	3-4	55,6
0-6	1207,6	6-5	229,4
2-3	307,9	5-4	41,68

Слід зазначити, що струмове завантаження розраховувалось з одноколовим виконанням всіх ліній. Максимально допустимим перерізом, який використовується в мережах 110 кВ є 240 мм². Цей переріз забезпечує допустиме струмове завантаження на рівні 610 А. Виходячи з цього обмеження, а також з результатів розрахунків струмового завантаження ліній, для ділянок 0-2, 0-6 та 2-3 приймається двоколове виконання ліній.

1.4 Вибір трансформаторів на ПС

Для забезпечення надійного електропостачання споживачів, на кожній підстанції приймається до встановлення по два силові трансформатори. У всіх пунктах електричної мережі приймаються до встановлення двообмоткові трансформатори. Розрахуємо повні потужностей навантажень ПС у режимі максимальних навантажень електричної мережі. Результати розрахунку навантаження підстанцій наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 1.2 – Розраховані навантаження

№	Активні потужності P, МВт	Реактивні потужності Q, МВАр	Повна потужність S_{max} , МВА	Модуль повної потужності S_{max} , МВА
2	41	-23,24	$41 - j23,24$	47,13
3	95	-48,67	$95 - j48,67$	106,74
4	16	-9,07	$16 - j9,07$	18,39
5	70	-37,78	$70 - j37,78$	79,55
6	130	-59,23	$130 - j59,23$	142,86

Використовуючи величини отриманих повних потужностей вузлових підстанцій, визначимо номінальні потужності встановлених на них силових трансформаторів з урахуванням ДСТУ 3463-96 [4] коефіцієнт перевантаження в аварійних режимах складає 1.5. В таблиці 1.3 наведено результати вибору силових трансформаторів. Каталожні дані обраних трансформаторів наведено у [3].

Таблиця 1.3 – Результати вибору потужності силових трансформаторів вузлових підстанцій.

№ пункту	Модуль повної потужності S_{max} , МВА	Розрахункова номінальна потужність S_T , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
2	47,13	31,42	2	2хТДН-40000/110
3	106,74	71,16	2	2хТДН-80000/110
4	18,39	12,26	2	2хТДН-16000/110
5	79,55	53,03	2	2хТДЦН-63000/110
6	142,857	95,234	2	2хТДЦН-100000/110

1.5 Розрахунок параметрів схеми заміщення електричної мережі

На основі здійсненого вибору силових трансформаторів на ПС проводимо розрахунок параметрів СЗ.

Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів виконується на основі їх паспортних даних та схем заміщення. Для двообмоткового силового трансформатора Г-подібна схема заміщення, з контуром намагнічування з боку живлячої обмотки ВН, для триобмоткового трансформатора – Г-подібна трипроменева схема заміщення. До параметрів схеми заміщення силового трансформатора входить: повздовжня гілка у вигляді активного та реактивного індуктивного опорів, та поперечна гілка у вигляді активної та реактивної індуктивної провідності.

Параметри схем заміщення блоків трансформаторів решти підстанцій схеми електричної мережі розраховують аналогічно до наведених формул у [3]. Результати розрахунку наведені в табл. 1.4.

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.4 – Результати розрахунку опорів блоків трансформаторів

№	Параметри схеми заміщення блоку трансформаторів, Ом			
	Активний опір $r_{бт}, \text{Ом}$	Реактивний опір $r_{бт}, \text{Ом}$	Активна провідність $g_{бт} \cdot 10^{-6} \text{ СМ}$	Реактивна провідність $b_{бт} \cdot 10^{-6} \text{ СМ}$
2	0,661	34,716	3,781	-19,66
3	0,32	8,679	10,59	-72,59
4	2,196	43,395	2,873	-16,94
5	0,433	11,021	8,922	-57,16
6	0,169	5,555	18,15	-104

Для визначення оптимальних перерізів ділянок скористуємось наведеною формулою 2.3.1 у [3, с.35], до складу якої зокрема входить: значення струму на п'ятирічну перспективу, час максимальних втрат, вартість електроенергії.

Результати розрахунків оптимальних перерізів проводів ділянок електричної мережі представимо в таблиці 1.5

Таблиця 1.5 – Розрахунковий оптимальний переріз проводів на ПЛ

Ділянка	Переріз, мм ²	Ділянка	Переріз, мм ²
0-2	246,8	3-4	62,53
0-6	345,4	6-5	131,2
2-3	176,1	5-4	46,92

За результатами розрахунків переріз проводів може бути прийнятий без проведення техніко-економічного порівняння:

- для ПЛ 0-2 обираємо переріз 240 мм²;
- для ПЛ 0-6 обираємо переріз 240 мм² (Так як 240 найбільший допустимий для мереж 110 кВ);
- для ПЛ 2-3 обираємо переріз 185 мм²;
- для ПЛ 3-4 обираємо переріз 70 мм²;
- для ПЛ 6-5 обираємо переріз 120 мм²;
- для ПЛ 5-4 обираємо переріз 70 мм².

Виконаємо розрахунок параметрів схеми заміщення ЛЕП. Приймається, що мережа побудована з опор типу ПБ 110-3. Схему опори наведено на рисунку 2.1.

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Значення повної провідності ділянок з різних марок наведено в таблиці 1.8. Значення повних опорів та провідностей ділянок електричної мережі наводяться в таблиці 1.9.

Таблиця 1.8 – Поперечні параметри схеми заміщення ПЛ

Марка	$G \times 10^{-9}$, См/км	$B \times 10^{-6}$, См/км	$Y \times 10^{-6}$, См/км
АС-240	2,479	2,888	$0,0025 - j2,888$
АС-185	2,479	2,825	$0,0025 - j2,888$
АС-120	4,959	2,764	$0,005 - j2,764$
АС-70	9,091	2,598	$0,01 - j2,598$

Таблиця 1.9 – Параметри схем заміщення ПЛ

Ділянка	l , км	Z , Ом/км	$Y \times 10^{-6}$, См/км
0-6	30	$3,6 + j11,82$	$0,074 - j86,63$
0-2	33,5	$4,025 + j13,215$	$0,083 - j96,86$
2-3	25	$3 + j9,85$	$0,062 - j70,63$
6-5	20	$4,88 + j8,22$	$0,099 - j55,29$
3-4	40	$16,872 + j17,44$	$0,036 - j103,9$
5-4	28,3	$8,436 + j8,72$	$0,025 - j73,47$

Висновки по розділу 1

В цьому розділі було проведено аналіз стану розподільчої мережі 110 кВ, здійснено вибір обладнання на ПС, а саме розраховано максимальне навантаження на шинах ПС, на основі якого обрано типи та потужність трансформаторів. Для обраних трансформаторів розраховано параметри схем заміщення блоків, що встановлюються на ПС.

Також на основі порахованого в розділі 1 струмового завантаження ділянок здійснено вибір перерізів проводів, якими виконуються ПЛ. Для кожної з ділянок здійснено розрахунок параметрів схеми заміщення ЛЕП.

2 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ ПРИЄДНАННЯ СЕС

2.1 Світові тенденції розвитку сонячної енергетики

Сонячна енергетика на сьогодні є одним з найдинамічніших напрямів у галузі відновлюваних джерел енергії. Її зростання зумовлене цілим комплексом чинників: від економічної вигоди й технологічних проривів до нагальної потреби скорочення викидів парникових газів та зменшення залежності від викопного палива. За оцінками Міжнародного енергетичного агентства, лише у 2023 році світові потужності сонячних електростанцій збільшилися більш як на 360 ГВт, і ця тенденція, за прогнозами, буде лише посилюватися [7].

Вагомим стимулом для впровадження сонячної енергетики стало суттєве зниження вартості фотоелектричних технологій. Протягом останніх 10–15 років ціна на встановлення та експлуатацію сонячних модулів зменшилась майже вдсятеро, що зробило їх доступними як для промислових, так і для приватних споживачів [9]. Одночасно розвиваються й системи накопичення енергії, без яких неможливо ефективно інтегрувати СЕС у загальні енергосистеми. Найбільш поширеними залишаються літій-іонні батареї, однак усе більше уваги приділяється альтернативним технологіям на основі натрію, твердотільних матеріалів та інших інноваційних рішень [8].

На сучасному етапі розвитку енергетики відбувається поступовий перехід від централізованої моделі генерації до децентралізованої. У багатьох країнах світу громадяни, бізнеси та муніципалітети активно впроваджують сонячні установки на дахах будинків і промислових об'єктах. Завдяки спрощеним процедурам підключення до мережі та фінансовим стимулам з боку держав, такі рішення стають масовими [9].

Політична воля та національні стратегії декарбонізації також відіграють критичну роль у підтримці сектору. Такі регіони, як Європейський Союз, Китай, США та Індія, розробили довгострокові плани щодо повного або часткового переходу на відновлювану енергетику, в яких сонячна генерація посідає ключову позицію. Програми державного фінансування, пільгове оподаткування, система

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

«зелених» тарифів та інвестиційні квоти дозволяють прискорити впровадження нових потужностей [11].

Окрему увагу варто приділити географічному розподілу виробництва сонячних технологій. Більшість модулів виробляється в Китаї, який займає понад 50 % світового ринку. Це створює певні ризики щодо ланцюгів постачання, але водночас сприяє глобальній доступності обладнання завдяки масштабам виробництва [12].

2.2 Тенденції розвитку сонячної енергетики в Україні

Сектор сонячної енергетики в Україні за останнє десятиліття вийшов на якісно новий рівень, поступово перетворюючись із експериментального напрямку на повноцінну складову енергетичного комплексу країни. Поступове впровадження новітніх технологій, запровадження стимулюючих механізмів та зростання зацікавленості як з боку населення, так і з боку бізнесу, стали основними рушіями поширення сонячної генерації. Вагомий внесок у це зробив запроваджений у 2009 році механізм "зеленого тарифу", який створив інвестиційно привабливе середовище для будівництва нових сонячних електростанцій різного масштабу [13].

До початку повномасштабного вторгнення у 2022 році, в Україні було встановлено понад 8 ГВт потужностей СЕС, з яких помітну частку становили малі установки, розміщені на дахах домогосподарств. Такі малі СЕС почали активно розвиватися завдяки відносно швидкому терміну окупності, спрощеним адміністративним процедурам та можливості забезпечити базову енергетичну незалежність для побутових споживачів [14]. Найбільш інтенсивне розгортання таких об’єктів спостерігалось у південних та центральних областях, де річна інсоляція дозволяє досягати високої ефективності перетворення сонячної енергії.

У контексті війни, коли частина централізованої генерації опинилась під загрозою або зазнала руйнувань, зросла роль автономних та гібридних систем з акумулюванням енергії. У 2023 році, згідно з офіційною статистикою, кількість приватних СЕС перевищила 65 тисяч, а їхня загальна потужність сягнула понад 700 МВт, що свідчить про збереження високого попиту навіть за умов воєнного

стану [15]. Розвиток саме децентралізованих форм генерації розглядається як ключовий елемент зміцнення енергетичної стійкості держави.

Післявоєнне відновлення країни також визначає сонячну енергетику як стратегічно важливий напрям реформування енергосистеми. У межах проєктів ЄС та за підтримки міжнародних фінансових інституцій передбачається значне оновлення енергетичної інфраструктури із пріоритетом розвитку відновлюваних джерел енергії. Зокрема, Національна стратегія енергетичного переходу передбачає зростання частки «зеленої» генерації до 50–70 % до 2050 року, у чому сонячні установки відіграватимуть провідну роль [16].

Зміна моделей державної підтримки від прямого субсидування до ринкових механізмів, таких як енергетичні аукціони, Net Billing та механізми розподіленого виробництва, дозволяє адаптувати національну політику до сучасних викликів. Крім того, важливу роль відіграє розвиток енергетичних кооперативів, муніципальних ініціатив і програм підтримки на рівні громад. Усе це сприяє посиленню децентралізації енергосистеми, підвищенню її адаптивності до кризових ситуацій та зміцненню енергетичної безпеки [17].

Водночас подальше розширення використання сонячної енергії потребує вирішення ряду інфраструктурних і нормативних питань. До них належать модернізація розподільчих мереж, удосконалення систем балансування генерації, забезпечення кіберзахисту, а також стабільне та прозоре регуляторне середовище. Незважаючи на зазначені бар'єри, тенденції останніх років засвідчують високий потенціал галузі, яка здатна забезпечити сталий розвиток енергетики України у довгостроковій перспективі.

2.3 Інтеграція СЕС у мережу 110 кВ

Інтеграція великих сонячних електростанцій у існуючу мережу 110 кВ є актуальним напрямком розвитку енергетичної системи в умовах зростаючої частки відновлюваних джерел енергії. Такий процес потребує дотримання технічних умов, узгоджених із системним оператором, і врахування ряду специфічних викликів. Сонячні електростанції (СЕС) працюють у паралельному

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

режимі з енергосистемою, тому процес їх підключення регламентується нормативними документами, зокрема Кодексом системи передачі та відповідними технічними умовами. Для приєднання потужних СЕС оформлюються індивідуальні умови приєднання до мережі, які визначають точку підключення та допустимі режими навантаження [1], [2]. Наприклад, для проєктів потужністю 80 МВт і більше зазвичай обирається схема приєднання «вхід–вихід» у ПЛ 110 кВ із необхідними пристроями керування [1].

Один з основних викликів, що виникає при приєднанні СЕС — це нестабільність генерованої потужності, пов'язана зі змінами погодних умов. Перепади інсоляції можуть спричинити короточасні відхилення напруги на шинах підстанції. Тому важливо передбачити використання трансформаторів з РПН та ПБЗ, а також засобів компенсації реактивної потужності.

Ще однією характерною особливістю роботи СЕС є можливість реверсного потоку активної потужності у денний час, коли генерація перевищує споживання в районі приєднання. Це може викликати локальне перевантаження елементів мережі або недопустиме відхилення напруги. Для уникнення таких ситуацій важливо провести моделювання режимів роботи у нормальних і аварійних умовах.

Інверторна природа СЕС також впливає на якість електроенергії. Зокрема, генеруються гармонічні складові, які можуть негативно позначитися на роботі релейного захисту та призвести до перевищення норм за ДСТУ EN 50160. Для мінімізації впливу рекомендується використання фільтрів гармонік або активних засобів корекції.

Серед основних вимог до обладнання для приєднання СЕС можна виокремити наступні.

Силові трансформатори для СЕС мають бути двообмоткові або триобмоткові, з РПН із запасом потужності та можливістю роботи при зворотних потоках. Зазвичай встановлюються по два трансформатори на ПС для забезпечення резерву [2], [4].

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Необхідно враховувати струмові навантаження з урахуванням максимуму генерації СЕС. Часто передбачається двоколове виконання ліній та використання проводів перерізом до 240 мм² [3].

Сучасні системи релейного захисту повинні враховувати реверсивні потоки потужності та забезпечувати захист від коротких замикань та перенапруг.

2.4 Розрахунок режимів роботи мережі

Для аналізу усталених режимів функціонування електричної мережі, до якої підключена сонячна електростанція, необхідно здійснити розрахунок напруг у вузлах та визначити значення струмів або потоків потужності в лініях. Отримані результати слід зіставити з нормативно допустимими межами. У якості типових усталених режимів слід розглядати режими, що відповідають характерним періодам добового й сезонного змінювання генерації та споживання електроенергії. Це включає режими зимового пікового навантаження, літнього мінімального споживання, а також найскладніші післяаварійні режими як при максимальних, так і при мінімальних навантаженнях за різних конфігурацій мережі нормальної та аварійної.

Перед моделюванням режимів роботи мережі з приєднаною СЕС передбачається попереднє дослідження існуючого стану електричної мережі. Для моделювання роботи електричної мережі використовується спеціалізоване програмне забезпечення. Вихідна схема електричної мережі наводиться на рисунку 2.1.

Результати розрахунків усталеного режиму роботи мережі за максимальних навантажень наводяться на рисунку 2.2 та таблиці 2.1.

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

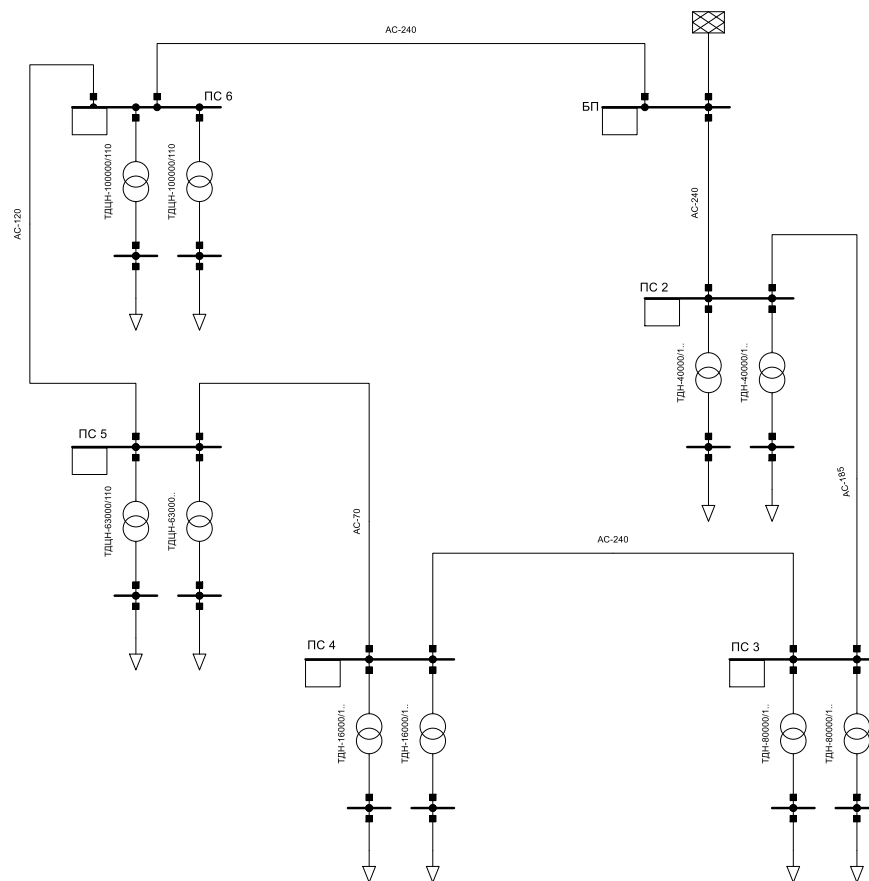


Рисунок 2.1 – Вихідна схема ЕМ

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку мережі в режимі максимальних навантажень

Рівні напруг на шинах ПС				
Назва ПС	U, кВ	Назва ПС	U, кВ	
ПС "БП"	114	ПС "4"	99,46	
ПС "2"	105,99	ПС "5"	99,76	
ПС "3"	101,29	ПС "6"	105,31	
Завантаження ділянок мережі				
Ділянка	I, %	Ділянка	I, %	
0-2	69,9	3-4	13	
0-6	88,5	5-4	6,6	
2-3	61,2	6-5	98	
Потокорозподіл по ділянкам				
Ділянка	Рпоч	Ркін	Qпоч	Qкін
ПЛ 0-2	135,2	98,3	130,8	86,1
ПЛ 0-6	177,7	116,8	170,8	98,1
ПЛ 2-3	95	62,7	92,7	58,4
ПЛ 3-4	10,6	8,1	10,5	8,8
ПЛ 6-5	59,1	36,3	57	33,3
ПЛ 5-4	3	0,7	2,9	0

Аналіз таблиці 2.1 та рисунку 2.2 виявив значні відхилення рівня напруги до межі допустимих значень на ПС "4" (9,5% від $U_{ном}$), ПС "5" (9,3% від $U_{ном}$) та ПС "5" (7,91% від $U_{ном}$). Також виявлено завантаження ПЛ 6-5 на рівні 98%.

За таких показників поточний стан мережі потребує додаткових заходів з посилення працездатності мережі. В якості такого заходу пропонується будівництво ділянки від ПС "БП" до ПС "4", оскільки таке рішення ділить транзитний контур мережі на дві подібні частини, що в свою чергу дозволяє зменшити завантаження всіх ділянок мережі. Довжина нової ЛЕП складе 42 км, передбачається виконання двоколової лінії проводом марки АС-240.

Результати розрахунків усталеного режиму роботи мережі за максимальних навантажень з врахуванням нової ПЛ 0-4 наводяться на рисунку 2.3 та таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку мережі після будівництва ПЛ 0-4

Рівні напруг на шинах ПС					
Назва ПС	U, кВ	Назва ПС	U, кВ		
ПС "БП"	114	ПС "4"	108,99		
ПС "2"	108,22	ПС "5"	103,66		
ПС "3"	105,28	ПС "6"	106,66		
Завантаження ділянок мережі					
Ділянка	I, %	Ділянка	I, %		
0-2	52,5	3-4	26,9		
0-6	73,2	5-4	73,2		
2-3	39,9	6-5	48,9		
		0-4	37,5		
Потокорозподіл по ділянкам					
Ділянка		Рпоч	Ркін	Qпоч	Qкін
ПЛ 0-4		76,7	45,1	75,1	42,7
ПЛ 0-2		105,4	67,8	103	61,9
ПЛ 0-6		144,5	98,9	140,3	86,8
ПЛ 2-3		65,6	37,5	64,6	36,6
ПЛ 3-4		24,5	17,8	24,1	17,7
ПЛ 6-5		25,7	23,4	25,2	23,1
ПЛ 5-4		34,5	14,3	33,1	13,6

Аналіз таблиці 2.2 та рисунку 2.3 показує позитивний вплив на стан мережі будівництва нової ПЛ 0-4. Такий захід дозволив розвантажити ділянку 6-5 з рівня 98% до 48,9% а також підвищити рівні напруги на шинах ПС "5" (на 3,9 кВ), ПС "4" (на 9,5 кВ) та ПС "3" (на 4 кВ).

Продовжимо дослідження мережі розраховавши режим аварійного відключення найбільш завантаженої ділянки мережі. Відповідно до таблиці 2.2 найбільш завантаженою ділянкою є ПЛ 5-4. Результати розрахунку усталеного режиму роботи мережі за відключення ПЛ 0-4 наведено на рисунку 2.4. та в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку аварійного режиму роботи мережі

Рівні напруг на шинах ПС				
Назва ПС	U, кВ	Назва ПС	U, кВ	
ПС "БП"	114	ПС "4"	110,45	
ПС "2"	108,56	ПС "5"	99,88	
ПС "3"	105,9	ПС "6"	105,35	
Завантаження ділянок мережі				
Ділянка	I, %	Ділянка	I, %	
0-2	49,1	3-4	34,3	
0-6	87,5	0-4	25,38	
2-3	35,8	6-5	94,9	
Потокорозподіл по ділянкам				
Ділянка	Рпоч	Ркін	Qпоч	Qкін
ПЛ 0-4	50,1	32,2	49,4	32,7
ПЛ 0-2	98,1	63,9	95,9	59
ПЛ 0-6	174	117	167,9	98,7
ПЛ 2-3	58,3	34,4	57,6	34,1
ПЛ 3-4	32,9	21,7	32,2	20,9
ПЛ 6-5	56,1	36,9	54,1	34,1

Аналіз таблиці 2.3 та рисунку 2.4 не виявив недопустимих перевантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах допустимих значень в -10% від $U_{ном}$. Найбільш завантаженою є ПЛ 6-5 з завантаженням на рівні 95%. Найменший рівень напруги спостерігається на шинах ПС "5" на рівні 99,9 кВ.

Продовжимо дослідження мережі розраховавши режим мінімуму навантажень. Для цього значення всіх навантажень на шинах НН підстанцій мережі зменшено на 30%. Результати наводяться в таблиці 2.4 та на рисунку 2.5.

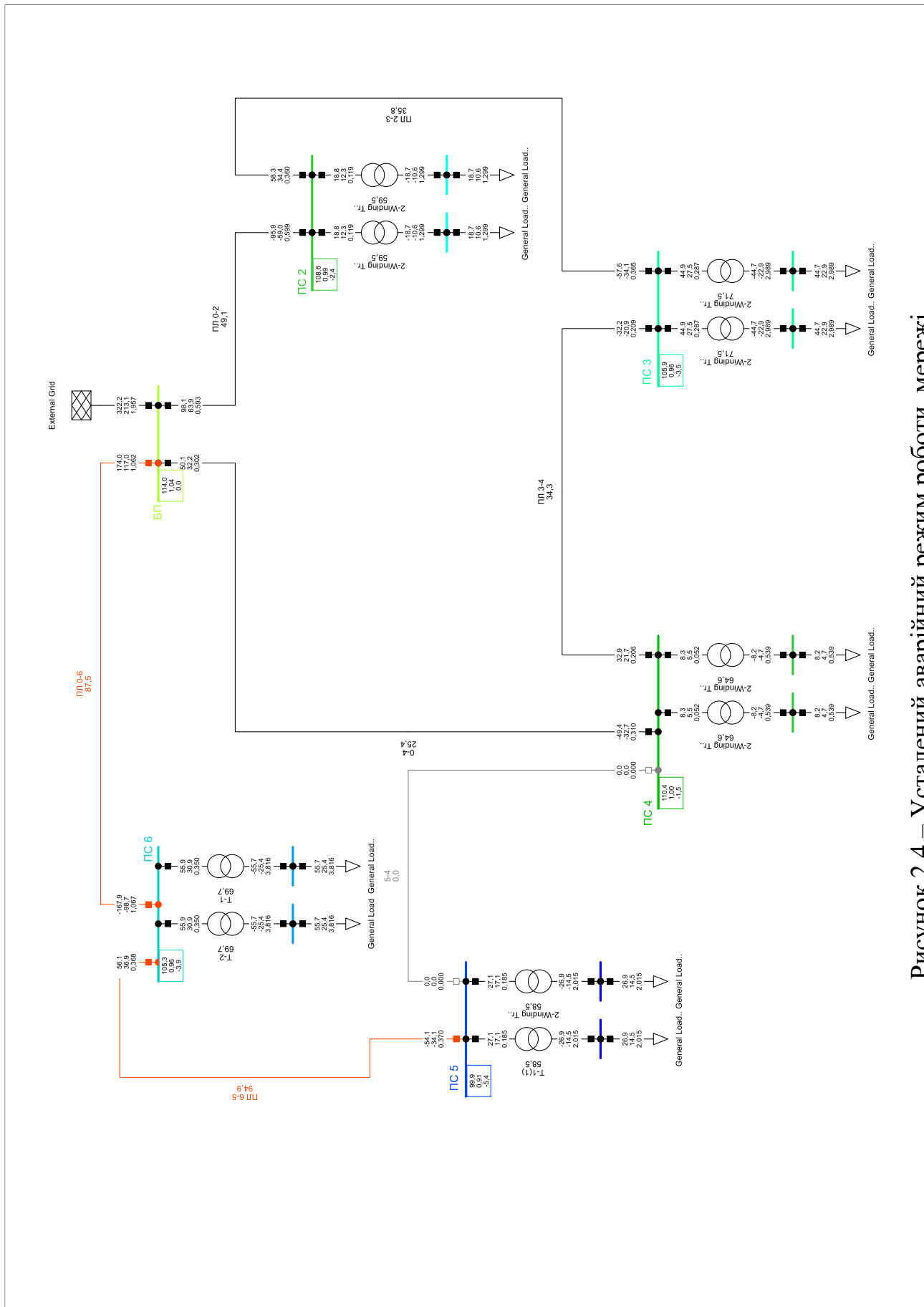
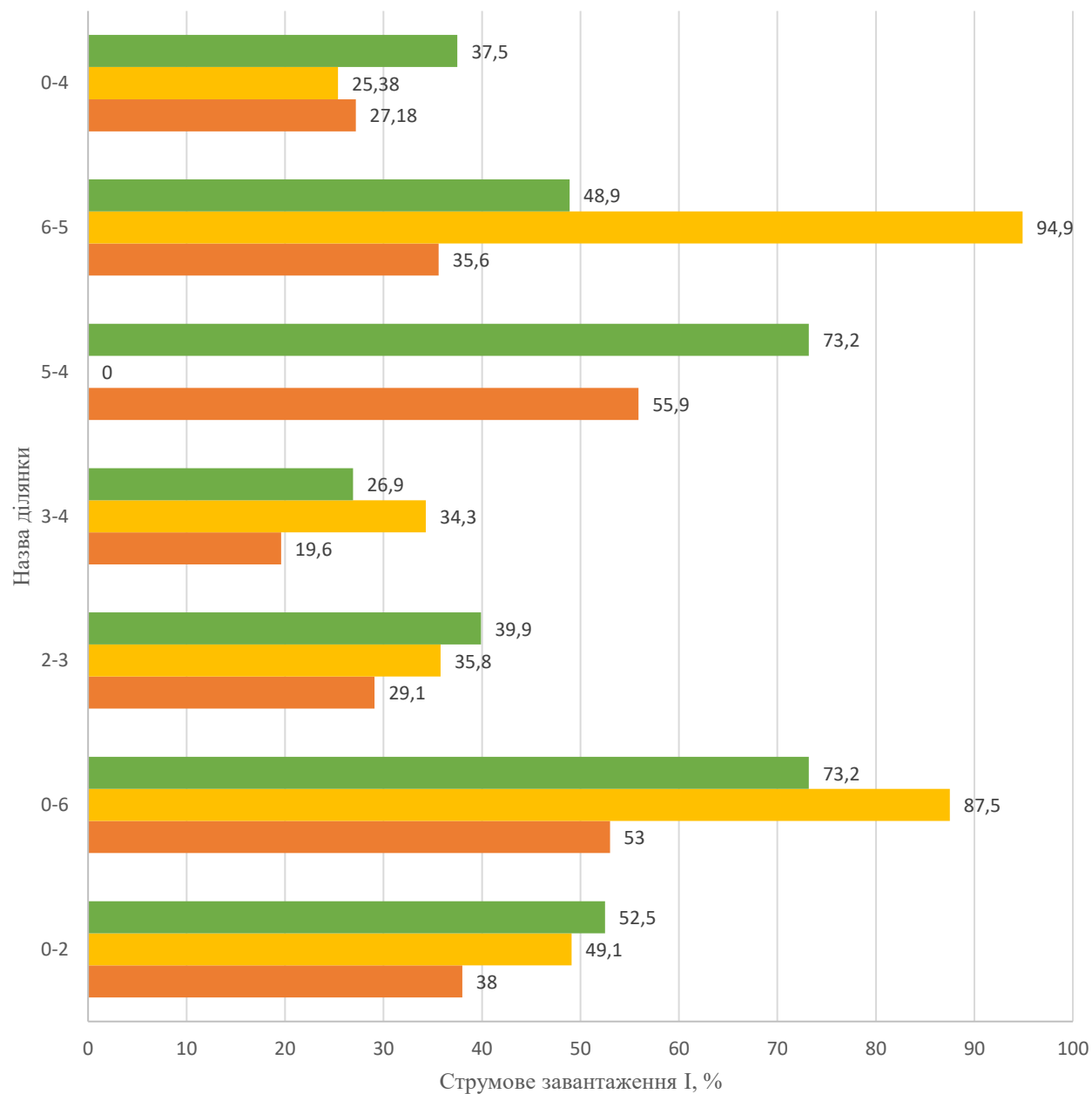


Рисунок 2.4 – Усталений аварійний режим роботи мережі

Таблиця 2.4 – Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень

Рівні напруг на шинах ПС				
Назва ПС	U, кВ	Назва ПС	U, кВ	
ПС "БП"	114	ПС "4"	110,49	
ПС "2"	109,94	ПС "5"	106,64	
ПС "3"	107,9	ПС "6"	108,81	
Завантаження ділянок мережі				
Ділянка	I, %	Ділянка	I, %	
0-2	38	3-4	19,6	
0-6	53	5-4	55,9	
2-3	29,1	6-5	35,6	
		0-4	27,18	
Потокорозподіл по ділянкам				
Ділянка	Рпоч	Ркін	Qпоч	Qкін
ПЛ 0-4	56,8	29,8	56	29,9
ПЛ 0-2	78,1	45,5	76,8	43,5
ПЛ 0-6	107,2	67,5	104,9	62,1
ПЛ 2-3	49,2	25,9	48,7	26,3
ПЛ 3-4	18,4	12,4	18,2	13
ПЛ 6-5	19,5	16,8	19,2	17
ПЛ 5-4	25,7	9,9	25	10

Аналіз таблиці 2.4 та рисунку 2.5 не виявив недопустимих перевантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах допустимих значень в -10% від $U_{ном}$. Найбільш завантаженою є ПЛ 5-4 з завантаженням на рівні 56%. Найменший рівень напруги спостерігається на шинах ПС "5" на рівні 106,6 кВ. На рисунках 2.6 та 2.7 наведено зведені дані щодо завантаження ліній та рівнів напруги на шинах для кращої інтерпретації отриманих результатів.



- Нормальний режим роботи мережі за мінімальних навантажень
- Аварійний режим роботи мережі за максимальних навантажень
- Нормальний режим за максимальних навантажень

Рисунок 2.6 – Струмове завантаження ділянок в різних режимах

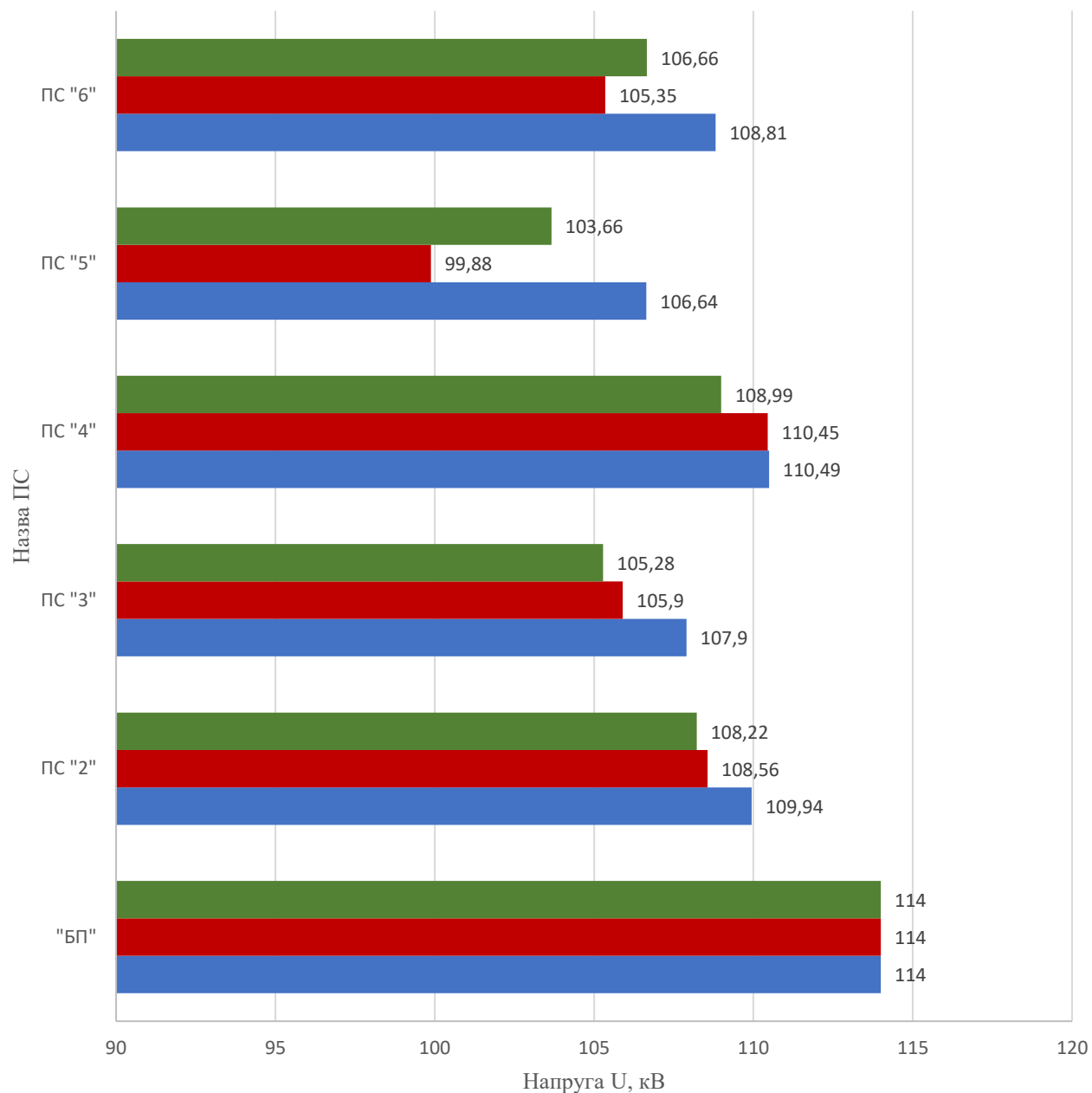


Рисунок 2.7 – Зміна напруги на ПС в різних режимах

2.5 Підключення СЕС до мережі

Підключення СЕС передбачається до шин 10 кВ нової ПС "4А", що з'єднуватиметься з мережею лінією до ПС "4". Потрібно обрати переріз проводу, яким буде виконана нова ПЛ 4-4а. Для цього розрахуємо струмове завантаження ділянки з врахуванням завантаження ділянки максимальним обсягом генерації СЕС – 15 МВт.

$$I_{4-4a} = \frac{P_{4-4a}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_{\text{Л}}} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 39,37 \text{ А}$$

На основі отриманого значення струмового завантаження розраховуємо бажаний переріз проводу:

$$F_{\text{ном0-6}} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_{4-4a}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{ex}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{нум.зм.110}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} =$$

$$\frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 39,37^2 \cdot 28,5 \cdot 4946,41 \cdot 5,2 \cdot 10^{-5}}{1550 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 44,31 \text{ мм}^2$$

Отже, обираємо переріз провід марки АС-70. ТР на новій ПС обираємо також виходячи з максимальної генерації СЕС. Приймаємо ТДН-16000/110. Вихідна схема мережі з СЕС наводиться на рисунку 2.5. Проведемо розрахунок нормального режиму роботи мережі з врахуванням максимальних навантажень. При цьому потужність генерації СЕС приймається на рівні 2 МВт. Результати наведено в таблиці 2.5 та на рисунку 2.8.

Таблиця 2.5 – Результати розрахунку режиму максимуму навантажень

Рівні напруг на шинах ПС			
Назва ПС	U, кВ	Назва ПС	U, кВ
ПС "БП"	114	ПС "4"	109
ПС "2"	108,3	ПС "5"	103,7
ПС "3"	105,3	ПС "6"	106,7
ПС "4а"	109,1		
Завантаження ділянок мережі			
Ділянка	I, %	Ділянка	I, %
0-2	52,4	3-4	27,2
0-6	73,1	5-4	75,8
2-3	39,8	6-5	48,6
4-4а	4	0-4	37

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.5

Потокорозподіл по ділянкам				
Ділянка	Рпоч	Ркін	Qпоч	Qкін
ПЛ 0-4	75,4	44,8	73,9	42,5
ПЛ 0-2	105,1	67,7	102,6	61,8
ПЛ 0-6	144,2	99	140	86,8
ПЛ 2-3	65,3	37,4	64,3	36,6
ПЛ 3-4	24,5	17,8	24,9	17,9
ПЛ 6-5	25,4	23,5	24,9	23,2
ПЛ 4-4а	2	-0,1	2	-0,2
ПЛ 5-4	34,8	14,2	33,4	13,6

Аналіз таблиці 2.5 та рисунку 2.9 не виявив недопустимих перевантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах допустимих значень в -10% від $U_{ном}$. Найбільш завантаженою є ПЛ 5-4 з завантаженням на рівні 76%. Найменший рівень напруги спостерігається на шинах ПС "5" на рівні 103,7 кВ.

Проведемо розрахунок аварійного режиму роботи мережі з виходом з роботи найбільш завантаженої ділянки мережі. Відповідно до таблиці 2.5 це ділянка 5-4. Результати наведено в таблиці 2.6 та на рисунку 2.7.

Таблиця 2.6 – Аварійний режим з врахуванням максимальних навантажень

Рівні напруг на шинах ПС				
Назва ПС	U, кВ	Назва ПС	U, кВ	
ПС "БП"	114	ПС "4"	110,5	
ПС "2"	108,6	ПС "5"	99,9	
ПС "3"	105,9	ПС "6"	105,3	
ПС "4а"	110,57			
Завантаження ділянок мережі				
Ділянка	I, %	Ділянка	I, %	
0-2	48,9	3-4	34,7	
0-6	87,5	0-4	24,8	
2-3	35,6	6-5	94,9	
4-4а	29,4			
Потокорозподіл по ділянкам				
Ділянка	Рпоч	Ркін	Qпоч	Qкін
ПЛ 0-4	48,6	32	47,9	32,5
ПЛ 0-2	97,6	63,8	95,5	59
ПЛ 0-6	174	117	167,9	98,7
ПЛ 2-3	57,9	34,4	57,2	34,1
ПЛ 3-4	33,3	21,8	32,7	20,9
ПЛ 6-5	56,1	36,9	54,1	34,1
ПЛ 4-4а	2	-0.1	2	-0.2

Аналіз таблиці 2.6 та рисунку 2.10 не виявив недопустимих перевантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах допустимих значень в -10% від $U_{ном}$. Найбільш завантаженою є ПЛ 6-5 з завантаженням на рівні 95%. Найменший рівень напруги спостерігається на шинах ПС "5" на рівні 99,9 кВ.

Проведемо розрахунок нормального режиму роботи мережі з врахуванням максимуму генерації СЕС та мінімальних навантажень на ПС. Результати наведено в таблиці 2.7 та на рисунку 2.10.

Таблиця 2.7 – Режим мінімальних навантажень та максимуму генерації СЕС

Рівні напруг на шинах ПС				
Назва ПС	U, кВ	Назва ПС	U, кВ	
ПС "БП"	114	ПС "4"	110,7	
ПС "2"	109,99	ПС "5"	106,7	
ПС "3"	107,95	ПС "6"	108,8	
ПС "4а"	111,2			
Завантаження ділянок мережі				
Ділянка	I, %	Ділянка	I, %	
0-2	37	3-4	21,6	
0-6	52,4	0-4	23,8	
2-3	27,9	6-5	34,2	
4-4а	29,4	5-4	58,7	
Потокорозподіл по ділянкам				
Ділянка	Рпоч	Ркін	Qпоч	Qкін
ПЛ 0-4	47,1	29,8	46,5	30,5
ПЛ 0-2	75,3	45,4	74,1	43,6
ПЛ 0-6	104,8	68,2	102,6	62,9
ПЛ 2-3	46,5	26,1	46	26,6
ПЛ 3-4	21,3	12,3	21	12,8
ПЛ 6-5	17,2	17,7	17	17,9
ПЛ 4-4а	14,9	-1,7	14,8	-1,4
ПЛ 5-4	28,1	9,1	27,3	9,1

Аналіз таблиці 2.7 та рисунку 2.11 не виявив недопустимих перевантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах допустимих значень в -10% від $U_{ном}$. Найбільш завантаженою є ПЛ 5-4 з завантаженням на рівні 59%. Найменший рівень напруги спостерігається на шинах ПС "5" на рівні 106,7 кВ.

Проведемо розрахунок аварійного режиму роботи мережі з врахуванням максимуму генерації СЕС та мінімальних навантажень на ПС. Результати наведено в таблиці 2.8 та на рисунку 2.12.

Таблиця 2.8 – Аварійний режим за мінімальних навантажень

Рівні напруг на шинах ПС				
Назва ПС	U, кВ	Назва ПС	U, кВ	
ПС "БП"	114	ПС "4"	111,7	
ПС "2"	110,2	ПС "5"	103,9	
ПС "3"	108,4	ПС "6"	107,8	
ПС "4а"	112,2			
Завантаження ділянок мережі				
Ділянка	I, %	Ділянка	I, %	
0-2	34	3-4	27,3	
0-6	63,9	0-4	14,8	
2-3	24,6	6-5	70	
4-4а	29,1			
Потокорозподіл по ділянкам				
Ділянка	Рпоч	Ркін	Qпоч	Qкін
ПЛ 0-4	25,5	25,3	21,9	24
ПЛ 0-2	69,2	43	68,1	41,8
ПЛ 0-6	130,2	80	126,9	71,2
ПЛ 2-3	40,4	24,2	40	24,9
ПЛ 3-4	27,9	14,8	27,6	14,8
ПЛ 6-5	43	26,8	41,9	25,6
ПЛ 4-4а	14,9	-1,7	14,8	-1,4

Аналіз таблиці 2.8 та рисунку 2.12 не виявив недопустимих перевантажень елементів мережі. Рівні напруги знаходяться в межах допустимих значень в -10% від $U_{ном}$. Найбільш завантаженою є ПЛ 6-5 з завантаженням на рівні 70%. Найменший рівень напруги спостерігається на шинах ПС "5" на рівні 103,9 кВ.

Проведемо розрахунок ремонтно-аварійного режиму роботи мережі з врахуванням мінімуму генерації СЕС та максимальних навантажень на ПС. Результати наведено в таблиці 2.9 та на рисунку 2.13. В якості другої відключеної ділянки розглядається найбільш завантаження в аварійному режимі ПЛ 0-2. В цьому режимі спостерігаються значні відхилення напруги на ПС "3" та ПС "2" за межі допустимих -10%, що пов'язано зі значними навантаженнями на ПС "3" та великою довжиною утвореного транзитного сполучення БП-ПС "4" – ПС "3" – ПС "2". Також виявлено перевантаження ділянки 3-4, що складає 8,5%. Для покращення ситуації пропонується посилення пропускної здатності ділянки ПЛ 3-4" через створення другого кола лінії. Такий захід дозволяє прибрати перевантаження та значно підвищити напруги на шинах ПС. Результати такого моделювання наведена на рисунку 2.14.

					ДП2104.141.004 ПЗ		Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			39

На рисунках 2.14 та 2.15 наведено зведені дані щодо завантаження ліній та рівнів напруги на шинах для кращої інтерпретації отриманих результатів.

Таблиця 2.9 – Ремонтно-аварійний режим за мінімальних навантажень

Рівні напруг на шинах ПС						
Назва ПС		U, кВ	Назва ПС		U, кВ	
ПС "БП"		114	ПС "4"		105,5	
ПС "2"		91,1	ПС "5"		99,9	
ПС "3"		92,6	ПС "6"		105,4	
ПС "4а"		105,6				
Завантаження ділянок мережі						
Ділянка		I, %	Ділянка		I, %	
			3-4		108,5	
0-6		87,5	0-4		61,3	
2-3		19,65	6-5		94,9	
4-4а		4,1				
Потокорозподіл по ділянкам						
Ділянка			Рпоч	Ркін	Qпоч	Qкін
ПЛ 0-4			121,5	81,3	117,4	70,1
ПЛ 0-6			174	117	167,9	98,7
ПЛ 2-3			26,7	17,3	26,5	16,7
ПЛ 3-4			104,2	60,3	98	40,7
ПЛ 6-5			56,1	36,9	54,1	34,1
ПЛ 4-4а			2	-0,1	2	-0,2

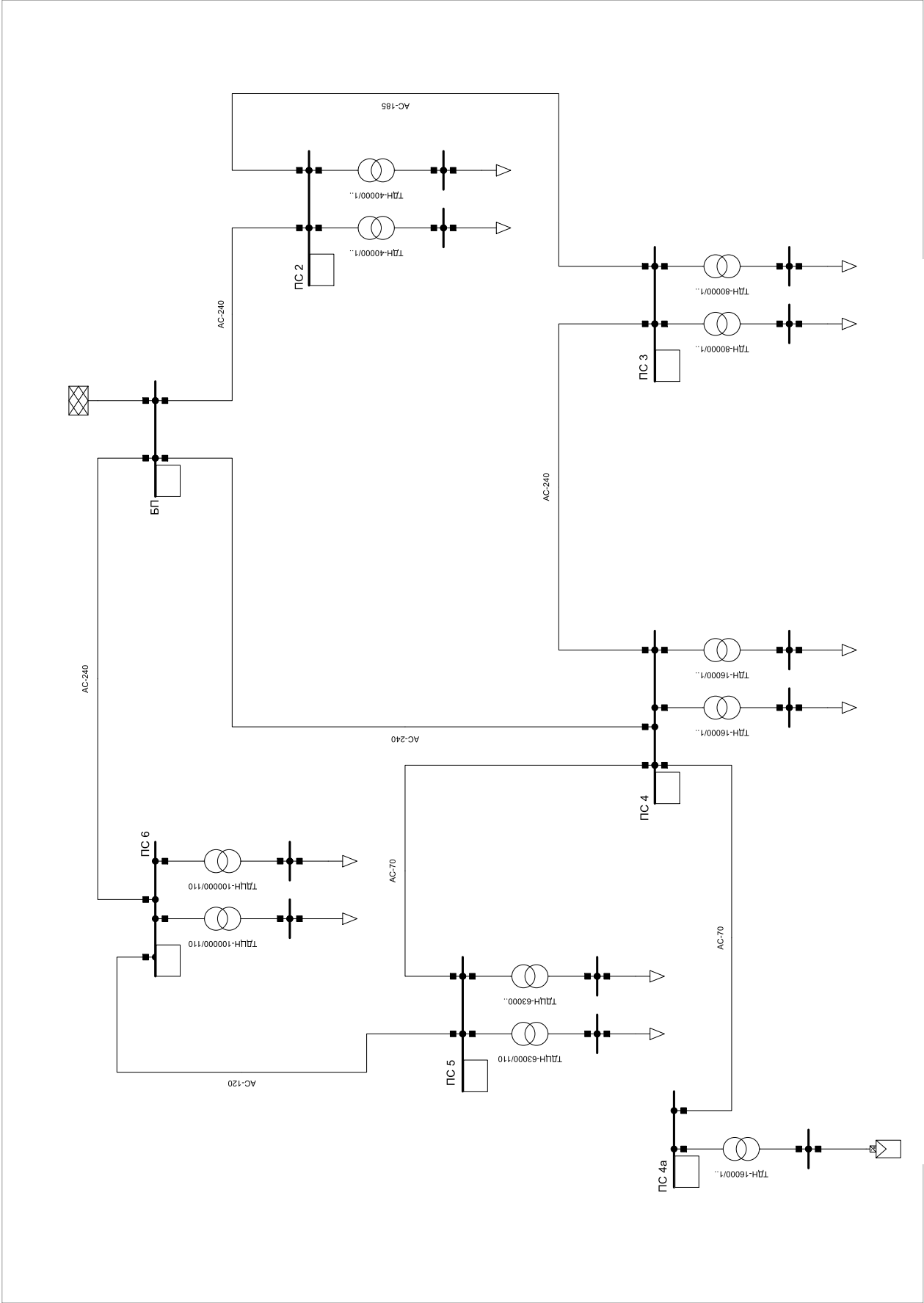


Рис. 2.8 – Вихідна схема електричної мережі з врахуванням СЕС

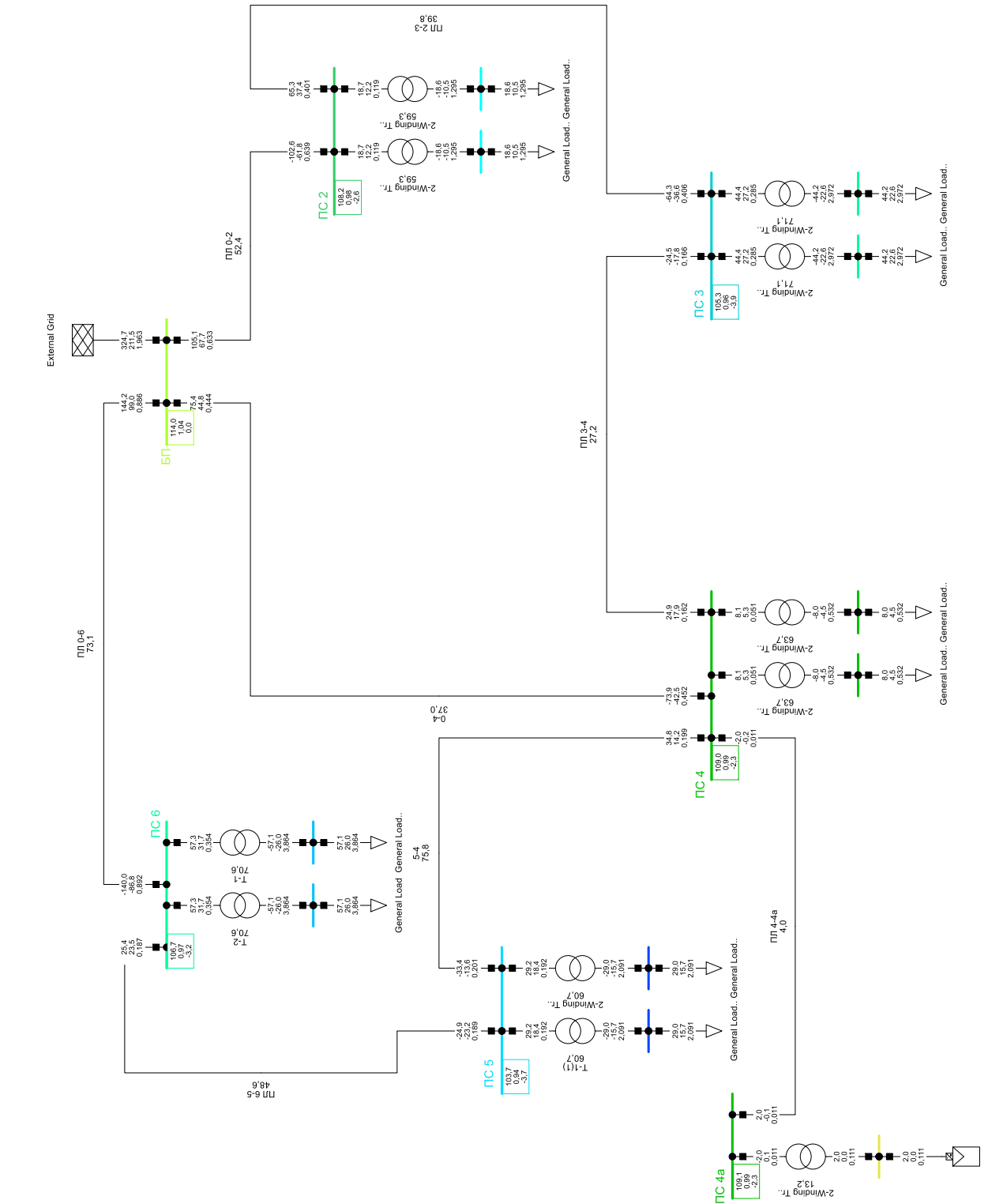


Рис. 2.9 – Нормальний режим роботи мережі з СЕС з врахуванням максимальних навантажень



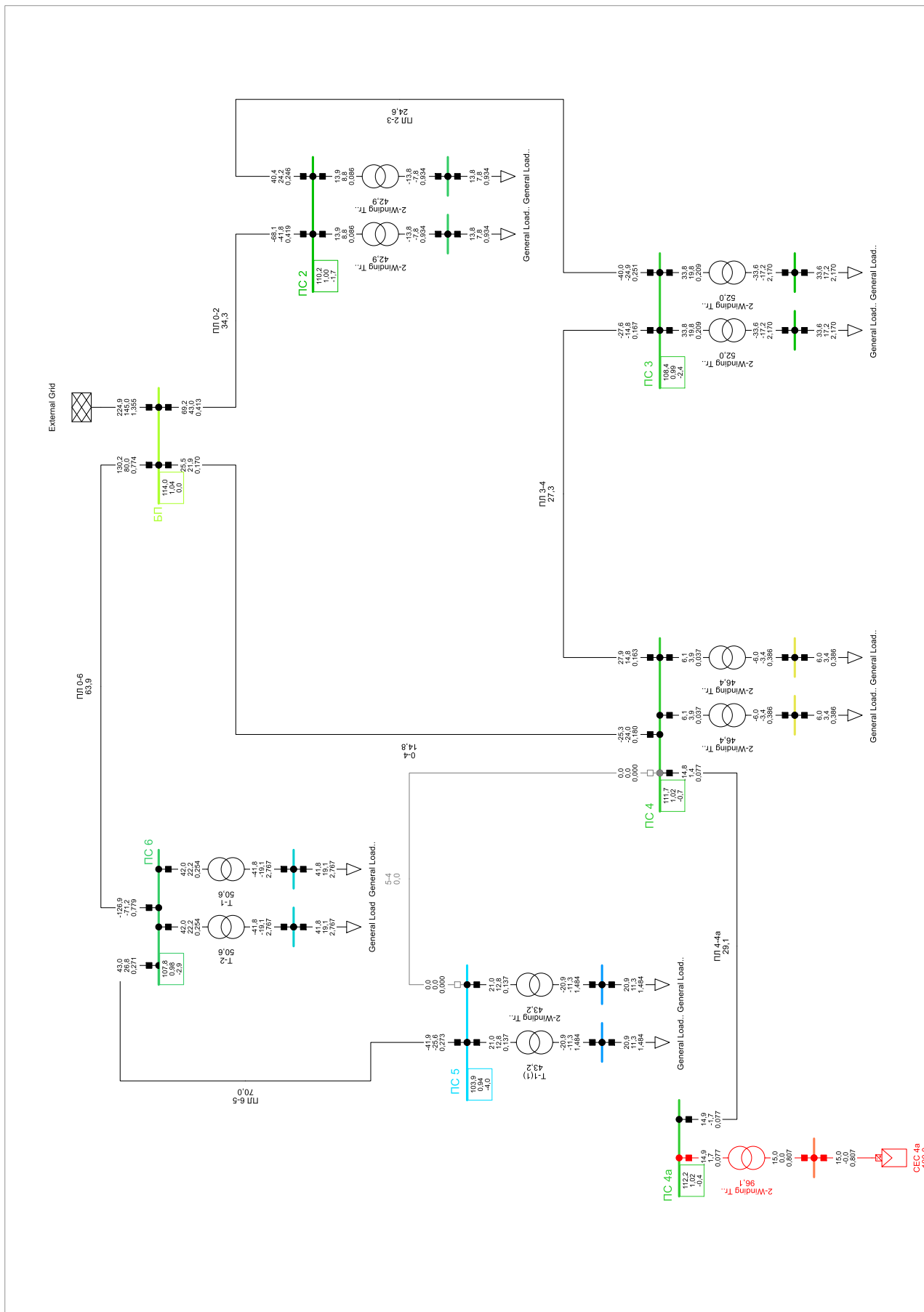


Рис. 2.12 – Аварійний режим роботи мережі з СЕС за мінімальних навантажень

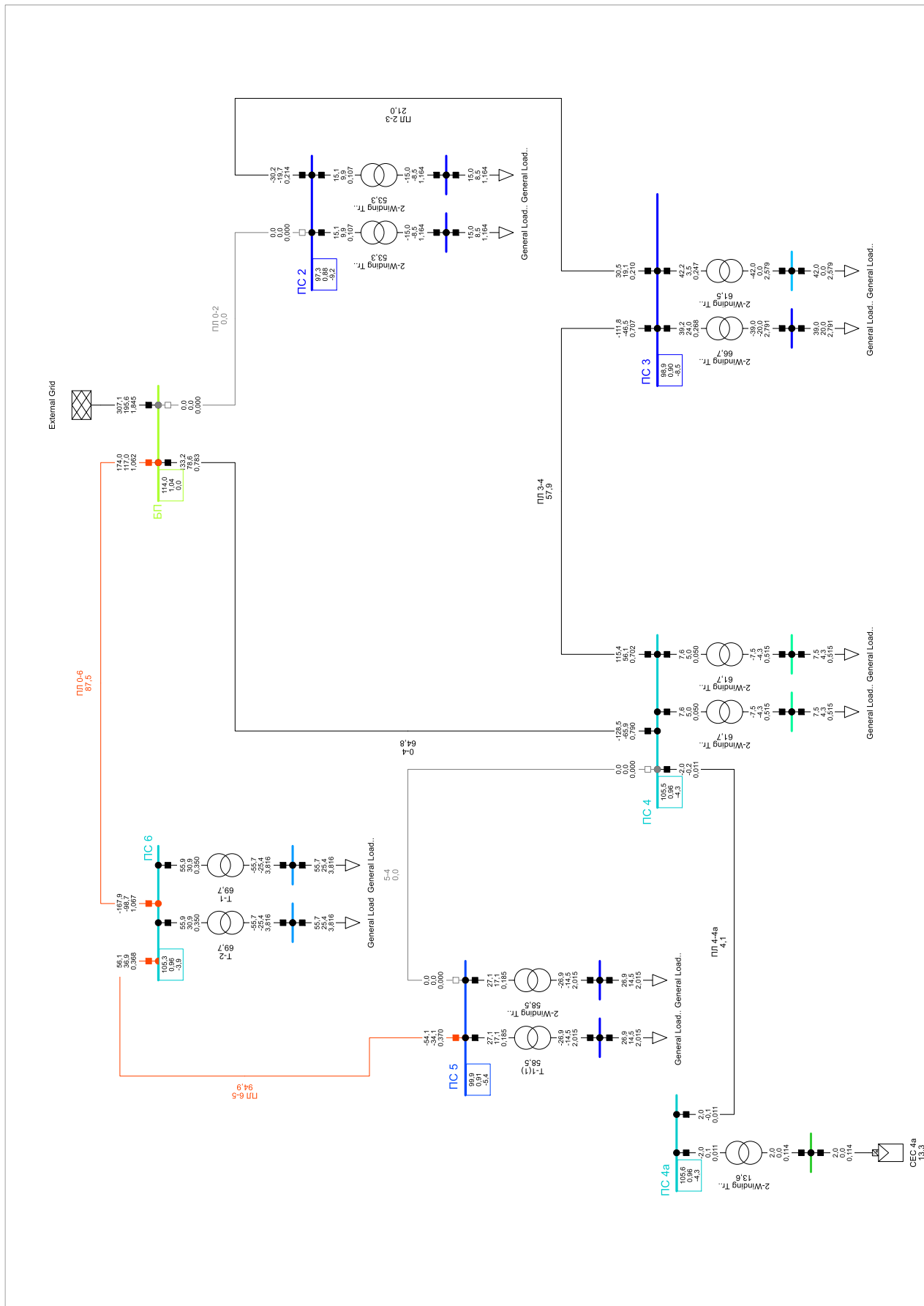


Рис. 2.13 – Ремонтно-аварійний режим роботи мережі з СЕС із запропонованими заходами

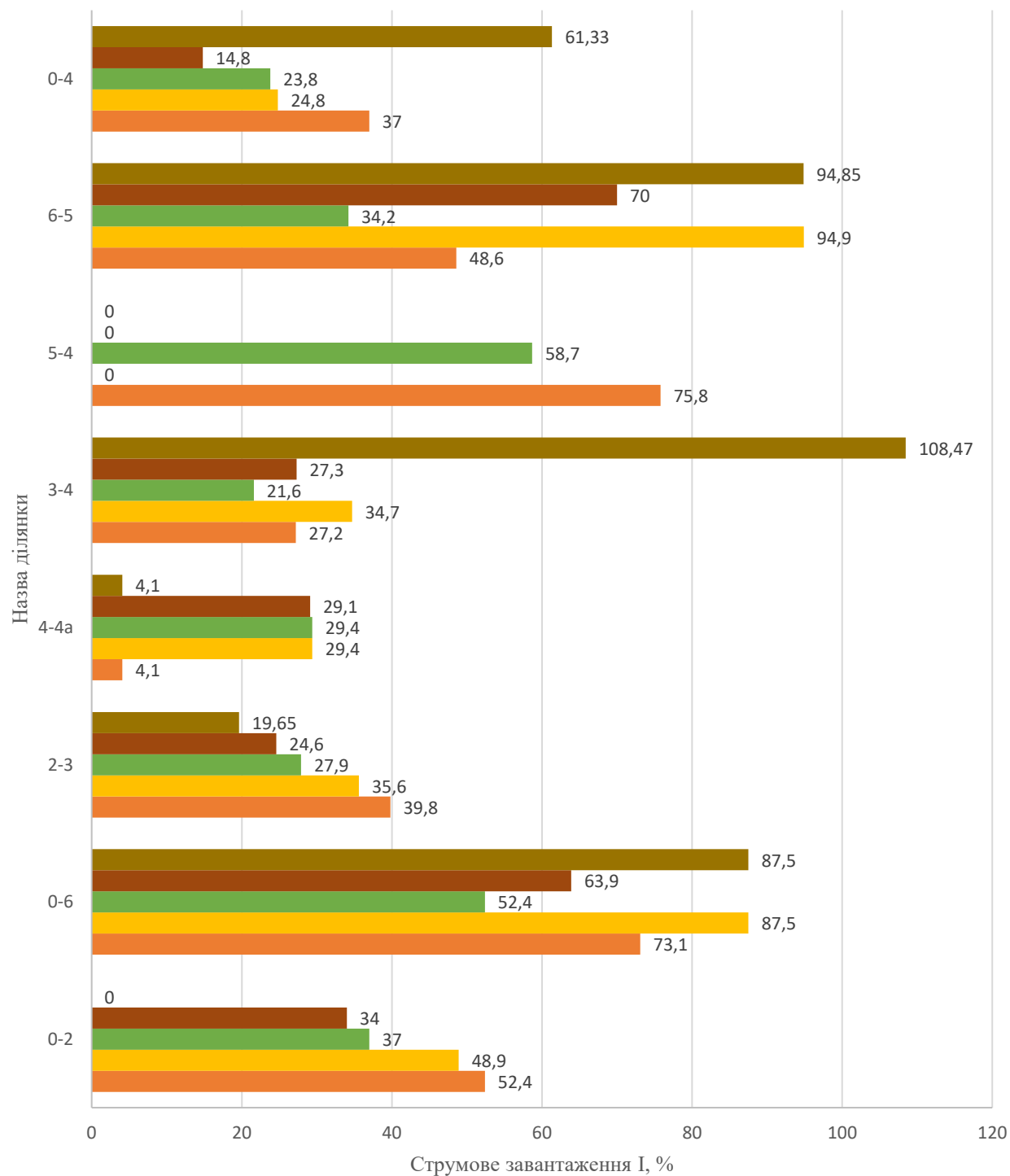


Рисунок 2.15 – Струмове завантаження ділянок в різних режимах з врахуванням СЕС

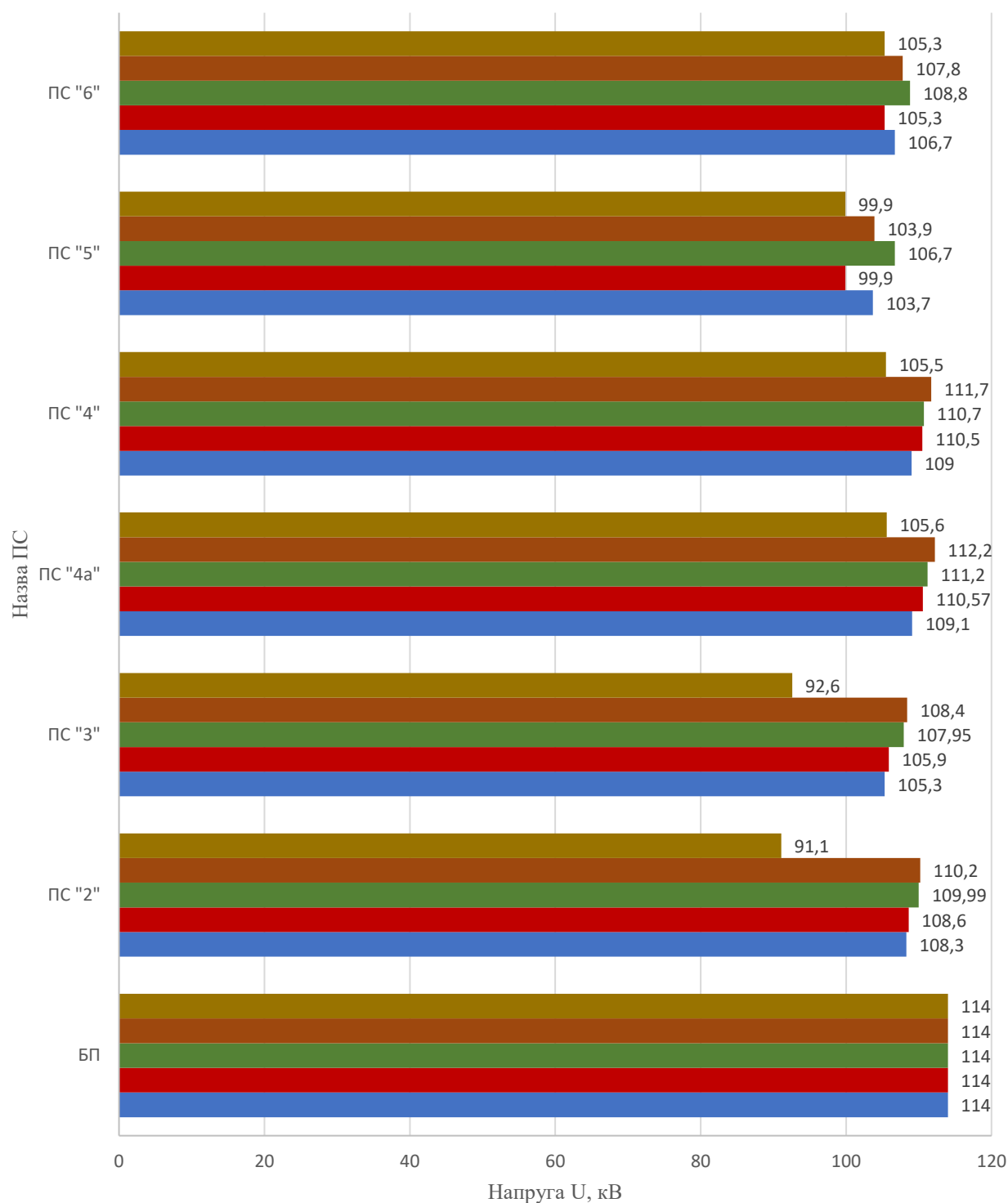


Рисунок 2.16 – Зміна напруги на ПС в різних режимах з врахуванням СЕС

Висновки по розділу 2

На основі мережі, що була розрахована в розділі 1, було досліджено можливість приєднання СЕС загальною потужністю 15 МВт. Під час дослідження аналізувались такі режими як:

- нормальний режим роботи мережі за максимальних навантажень з врахуванням 2 МВт СЕС;
- аварійний режим роботи мережі за максимальних навантажень з врахуванням 2 МВт СЕС;
- нормальний режим роботи мережі за мінімальних навантажень з врахуванням 15 МВт СЕС;
- аварійний режим роботи мережі за мінімальних навантажень з врахуванням 15 МВт СЕС.

Аналіз досліджуваних нормальних та аварійних режимів не показав жодного недопустимого перевантаження елементів мережі. Напруги на шинах ПС знаходяться в межах допустимого відхилення в -10% від $U_{ном}$. Проте дослідження ремонтно-аварійного режиму відключення ПЛ 4-5 та ПЛ 0-2 виявило значні падіння напруг за межі -10% від $U_{ном}$ та перевантаження ділянки 3-4 на 8,5%. Запропоновано будівництво додаткового кола лінії 3-4, що дозволить прибрати перевантаження в ремонтно-аварійному режимі та підвищити рівні напруг на ПС.

Отже, можна стверджувати про допустимість приєднання нової СЕС до існуючої мережі.

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У ході виконання дипломного проєкту було проведено комплексне дослідження режимів роботи електричної мережі у стані до та після приєднання СЕС загальною потужністю 15 МВт.

Виконано вибір обладнання, а саме трансформаторів для підстанцій і перерізів повітряних ліній, з урахуванням допустимих струмів навантаження. Розраховані параметри схем заміщення для усіх елементів мережі.

Визначено необхідність в реконструкції мережі шляхом додавання нової повітряної лінії, що забезпечило покращення режимних параметрів у різних точках мережі. Проведено моделювання режимів роботи у програмному середовищі для випадків максимального та мінімального навантаження а також у випадку аварії на одній з ПЛ.

Проведено аналіз можливості приєднання СЕС до електричної мережі. Обрано технічні параметри приєднання: тип трансформатора, переріз лінії та місце підключення. Досліджено вплив генерації СЕС на режимні параметри мережі за нормальних та аварійних умов. Усі досліджені режими підтвердили працездатність електричної мережі з врахуванням роботи СЕС. Проте додаткове дослідження ремонтно-аварійного режиму відключення ПЛ 4-5 та ПЛ 0-2 виявило значні падіння напруг за межі -10% від $U_{\text{ном}}$ та перевантаження ділянки 3-4 на $8,5\%$. Запропоновано будівництво додаткового кола лінії 3-4, що дозволить прибрати перевантаження в ремонтно-аварійному режимі та підвищити рівні напруг на ПС в розглянутих випадках не зафіксовано перевищення допустимих рівнів навантаження або порушення нормативних значень напруги, що свідчить про технічну можливість підключення СЕС до досліджуваної мережі за критерієм N-1.

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Файбисович, Д. Л. "Довідник з проектування електричних систем." М.: ЭНАС, 2012. – 376с.
2. Đekić S., Mišić Ž., Vidović S. Integration of Solar Photovoltaic Power Plants Into the Power Transmission System of Bosnia and Herzegovina: Load and Voltage Conditions Analysis. B&H Electrical Engineering, 2023.
3. Районні електричні мережі : Курсовий проєкт [Електронний ресурс] : навч. посіб. 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.
4. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів: ДСТУ 3463-96, переклад ІЕС 354:1991 з доповненнями / Держстандарт України; затв. наказом від 26.11.1996 № 963, введ. в дію 05.12.1997. – К.: Держстандарт України, 1998. – 101 с.
5. Книш В. В. Якість електроенергії в розподільчих мережах. – Київ: Енерготрейд, 2017. – 186 с.
6. ДСТУ 2105-92 Трансформатори силові масляні загального призначення напругою до 35 кВ включно. Технічні умови (ГОСТ 11920-93).
7. International Energy Agency. Renewables 2023: Analysis and Forecast to 2028 [Електронний ресурс]. – Париж : IEA, 2023. – Режим доступу: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>
8. International Renewable Energy Agency (IRENA). World Energy Transitions Outlook 2023 [Електронний ресурс]. – Абу-Дабі : IRENA, 2023. – Режим доступу: <https://www.irena.org/publications>
9. Wood Mackenzie. Global Energy Storage Market Outlook Q4 2023 [Електронний ресурс]. – 2023. – Режим доступу: <https://www.woodmac.com>

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. SolarPower Europe. Global Market Outlook for Solar Power 2023–2027 [Електронний ресурс]. – Брюссель, 2023. – Режим доступу: <https://www.solarpowereurope.org>

11. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Photovoltaics Report [Електронний ресурс]. – Німеччина : Fraunhofer ISE, 2023. – Режим доступу: <https://www.ise.fraunhofer.de>

12. Statista. Global solar PV module production by country 2023 [Електронний ресурс]. – 2024. – Режим доступу: <https://www.statista.com>

13. Закон України "Про альтернативні джерела енергії" від 20.02.2003 № 555-IV [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15>

14. Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України. Офіційна статистика [Електронний ресурс]. – 2021. – Режим доступу: <https://saee.gov.ua>

15. НЕК «Укренерго». Огляд роботи енергосистеми в умовах війни [Електронний ресурс]. – 2023. – Режим доступу: <https://ua.energy>

16. Міністерство енергетики України. Концепція "зеленого" переходу до 2050 року [Електронний ресурс]. – 2021. – Режим доступу: <https://mev.gov.ua>

17. Low Carbon Ukraine. Аналіз ринку ВДЕ та стратегічні орієнтири [Електронний ресурс]. – 2024. – Режим доступу: <https://www.lowcarbonukraine.com>

18. НЕК «Укренерго». Звіт про стан ОЕС України та перспективи її розвитку. — 2023. — <https://ua.energy>

19. Кабінет Міністрів України. Енергетична стратегія України до 2035 року. — К., 2017.

20. ENTSO-E Vision Package. Modern Power System Requirements. — 2022. — <https://www.entsoe.eu>

21. ДП «Оператор системи розподілу». Технічна політика розвитку мереж 110 кВ. — 2023.

					ДП2104.141.004 ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК Б

Результат перевірки на плагіат



Дата звіту 6/14/2025
Дата редагування ---



Звіт не був оцінений

Звіт подібності

метадані

Назва організації
National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute

Заголовок
Аналіз режимів роботи електричної мережі з інтеграцією сонячної електростанції

Автор
Янковський Денис Сергійович Богомолова Оксана Сергіївна

Науковий керівник / Експерт

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

5318
Кількість слів

35626
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		34
Інтервали		1
Мікропробіли		9
Білі знаки		0
Парафрази (SmartMarks)		22

Подібності за списком джерел

Нижче наведений список джерел. В цьому списку є джерела із різних баз даних. Копію 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

Копію тексту

ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	НАЗВА ТА АДРЕСА ДЖЕРЕЛА URL (НАЗВА БАЗИ)	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
1	Районні електричні мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Економічна частина) 3/15/2025 National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute (National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute)	15 0.28 %
2	http://ela.kpi.ua:8080/bitstream/123456789/28488/1/Lopuga_bakalavr.pdf	14 0.26 %
3	http://ela.kpi.ua:8080/bitstream/123456789/28478/1/Zhymyi_bakalavr.pdf	14 0.26 %