

Міністерство освіти і науки України  
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними та економічними процесами  
(назва факультету)

Інтелектуальні системи енергопостачання  
(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка  
до кваліфікаційної роботи  
бакалавра  
(ступінь вищої освіти)

на тему: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Л-М 110 кВ. Вітроенергетика України  
за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання  
зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕС22120:

  
(підпис студента)

/ Сергій ГОВАКО /  
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник:

  
(підпис)

/ доцент Андрій АНТОНОВ /  
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Нормоконтролер:

  
(підпис)

/ доцент Ірина ПОТАПЧУК /  
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Засвідчую, що у цій роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент

  
(підпис)

Дніпро – 2025 рік

**Ministry of Education and Science of Ukraine**  
**Ukrainian State University of Science and Technologies**

**Energy and economic process management**

---

(faculty)

**Intellectual power supply systems**

---

(department)

**Explanatory Note**

**to Master's Thesis**

**of Bachelor**

(higher education degree)

on the topic: Calculation of the power supply system for the part of the power system between the 110 kV L-M substations. Wind energy of Ukraine

according to educational curriculum Electrotechnical systems of electricity consumption

---

in the Speciality: 141 Electrical energetics, electrical engineering and electromechanics

---

(speciality and its code )

Done by the student of the group EC22120:

/ Serhiy HOVAKO /

(name, surname)

Scientific Supervisor:

/ Ass. Prof. Andriy ANTONOV /

(position, name, surname)

Normative controller:

/Ass. Prof. Iryna POTAPCHUK/

(position, name, surname)

# Міністерство освіти і науки України

## Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними та економічними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Бакалавр

Освітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання

Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(ШИФР ТА НАЗВА)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

Дмитро БОСИЙ

(підпис)

(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Дата \_\_\_\_\_

### ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

студенту

Говако Сергію Олександровичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Л-М 110 кВ. Вітроенергетика України

Керівник роботи: Антонов Андрій Владиславович, к.т.н., доцент

(Прізвище, Ім'я, По батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом від

03.03.2025 р.

№ 328ст

2. Строк подання студентом роботи:

12.06.2025 р.

3. Вихідні дані до роботи:

вихідні дані до кваліфікаційної роботи відповідно до варіанту, дані відкритих джерел інформації

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

4.1 Тягове електропостачання: розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання, вибір контактної мережі, механічний розрахунок контактної підвіски

4.2 Електричні підстанції та станції: вибір основного обладнання тягової підстанції, розрахунки струмів короткого замикання, проектування сонячної електростанції

4.3 Електромережі та релейний захист: розрахунок кабельної лінії електропересилання, вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

4.4 Індивідуальне завдання: вітроенергетика України

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових

креслень): графіки струмів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів, графіки струмів фідерів тягових підстанцій, монтажні криві для контактної підвіски, однолінійна розрахункова схема тягових підстанцій, схеми заміщення при розрахунку струмів к.з., звіт проекту сонячної електростанції з програми Pvsyst

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Тягове електропостачання	11.03.2025	
2	Електричні підстанції та станції	18.04.2025	
3	Електромережі та релейний захист	18.05.2025	
4	Індивідуальне завдання	29.05.2025	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	12.06.2025	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	25.06.2025	

Студент

\_\_\_\_\_

(підпис)

Сергій ГОВАКО

\_\_\_\_\_

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_

(підпис)

Андрій АНТОНОВ

\_\_\_\_\_

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

## ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти Говако С. О. на тему:

«Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Л-М 110 кВ. Вітроенергетика України»

Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	85 стор.
Демонстраційний матеріал	1	18 слайдів

Керівник: \_\_\_\_\_ / Андрій АНТОНОВ /

Нормоконтролер: \_\_\_\_\_ / Ірина ПОТАПЧУК /

Завідувач кафедри ІСЕ: \_\_\_\_\_ / Дмитро БОСІЙ /

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:  
85 с., 23 рис., 27 табл., 15 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями Л-М 110 кВ.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями Л-М 110 кВ.

Методи дослідження. Вирішення поставлених завдань здійснювалося з використанням теоретичних матеріалів у даній галузі, методів математичного програмування та програмного комплексу PVsyst.

Для досягнення даної мети виконано розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання, вибір контактної мережі, проведено механічний розрахунок контактної підвіски, розрахунок струмів короткого замикання та вибір основного обладнання тягової підстанції, виконано проектування сонячної електростанції, розрахунок кабельної лінії електропересилання та вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.

Результатами роботи являються визначені значення струмів фідерів та підстанцій, струмів короткого замикання на всіх приєднаннях, вибір трансформаторів, вимикачів та визначення обладнання для сонячних станцій. Дані результати можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Л-М 110 кВ.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОНТАКТНА МЕРЕЖА, ТЯГОВА ПІДСТАНЦІЯ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ВІТРОГЕНЕРАТОР.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	8
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ .....	9
1.1 Струмозподіл у тяговій мережі.....	9
1.1.1 Навантаження тягових підстанцій.....	10
1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....	16
1.1.3 Переріз контактної мережі.....	19
1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	19
1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	23
1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки .....	24
2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ .....	31
2.1 Розрахунок потужності трансформаторів.....	31
2.2 Розрахунок струмів к.з.....	34
2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	45
2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	46
2.5 Проектування сонячної електростанції.....	48
3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ .....	57
3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	57
3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.....	65
4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ .....	74
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	83
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	84

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ									
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата										
Розробив		Говако			Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Л-М 110 кВ. Вітроенергетика України									
Консульт.														
Керівник		Антонов												
Н. контр.		Потанчук												
Зав.каф.		Босий												
					<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="font-size: small;">Літера</td> <td style="font-size: small;">Аркуш</td> <td style="font-size: small;">Аркушів</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">7</td> <td style="text-align: center;">85</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center; font-size: small;">МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС22120</td> </tr> </table>	Літера	Аркуш	Аркушів	7	85		МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС22120		
Літера	Аркуш	Аркушів												
7	85													
МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС22120														

## ВСТУП

Система електропостачання електрифікованих залізниць представляє собою сукупність електротехнічних пристроїв від генераторів електростанцій до тягової мережі. Системи тягового електропостачання суттєво відрізняються від систем електропостачання інших промислових підприємств, що зумовлено навантаженнями, які змінюються в координатах простору та часу.

Основним завданням системи електропостачання є забезпечення експлуатаційної роботи залізниці, для цього необхідно, щоб потужність всіх елементів системи електропостачання була достатньою для забезпечення потрібної кожному локомотиву потужності при самих різноманітних умовах роботи залізниці.

Ці завдання можуть бути вирішені тільки при правильно вибраних параметрах системи електропостачання, тобто тих, які забезпечують роботу обладнання в допустимих для нього межах по навантаженню і необхідну якість електроенергії, а також при забезпеченні необхідного резерву.

Відомо, що неприпустиме для даного елемента електричної установки збільшення навантаження може призвести до виходу його з ладу. З іншого боку, збільшення номінальної потужності будь-якого елемента і, отже, допустимої для нього навантаження пов'язано із збільшенням витрат. Тому необхідно вміти вибирати параметри всіх пристроїв системи електропостачання так, щоб вони безперебійно працювали протягом часу, обумовленого їх нормальним терміном служби, при мінімальних витратах.

Метою даної роботи є придбання та закріплення навичок розрахунку параметрів та визначення показників роботи системи тягового електропостачання, виконання проектних розрахунків для ділянки електрифікованої залізниці змінного струму.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		8

# 1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

## 1.1 Струмозподіл у тяговій мережі

Для знаходження струмів фідерів використовується шаблон в електронних Таблицях Excel, що реалізує наведений нижче графоаналітичний метод.

Струмові навантаження поїздів та графік руху представлені відповідно на рис.1.1 та рис. 1.2.

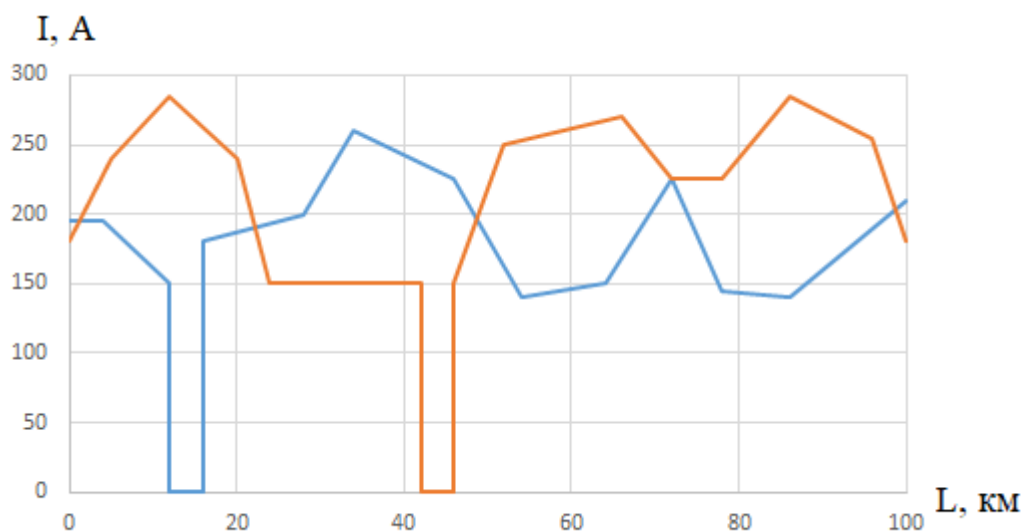


Рисунок 1.1 – Струми поїздів на ділянці

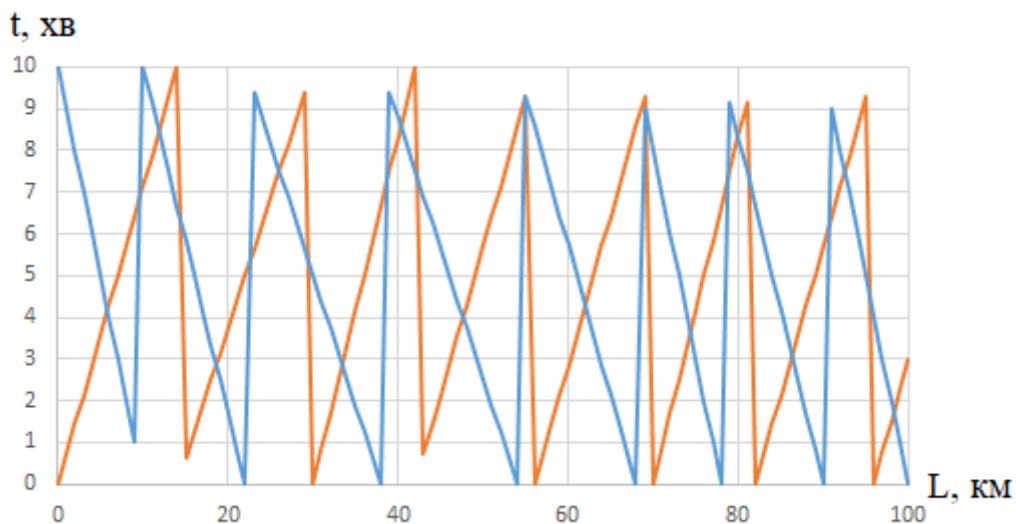


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

### 1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

Відповідно до струмових навантажень поїздів та графіку руху визначаємо середній струм фідера за час руху поїзда розрахунковою міжпідстанційною зоною (МПЗ):

$$I_1 = 185,5 \text{ А}; \quad I_2 = 216,3 \text{ А}; \quad I_3 = 79,1 \text{ А}; \quad I_4 = 143,8 \text{ А}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 217,4 \text{ А}; \quad I_{e2} = 244,5 \text{ А}; \quad I_{e3} = 105,2 \text{ А}; \quad I_{e4} = 147,4 \text{ А}.$$

Струми фідерів підстанції визначаються для 3-х режимів навантаження:

- 1) режиму середніх розмірів руху поїздів ( $N = N_{сер}$ );
- 2) режиму згущення поїздів ( $N = N_{зг} = 0,9N_0$ );
- 3) режиму максимальних розмірів руху ( $N = N_0$ ).

Середній струм фідера підстанції визначається за формулою:

$$I_{\phi} = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I, \quad (1.1)$$

де  $n_0$  – максимальна кількість поїздів, які одночасно знаходяться на даній МПЗ.

У свою чергу,

$$n_0 = \frac{t}{J}, \quad (1.2)$$

де  $J$  – мінімальний міжпоїзний інтервал, хв;

$N$  – добова кількість поїздів на ділянці, пар;

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		10

$N_0$  – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар;

$$N_0 = \frac{T}{J}, \quad (1.3)$$

де  $T$  – розрахунковий період, що дорівнює кількості хвилин у добі, хв.

Підставляючи значення у формули (1.2) та (1.3) отримаємо:

$$N_0 = \frac{24 \cdot 60}{10} = 144 \text{ пар};$$

$$n_{01} = \frac{35,7}{10} = 3,57 \text{ пар};$$

$$n_{02} = \frac{22,9}{10} = 2,29 \text{ пар};$$

$$n_{03} = \frac{34,6}{10} = 3,46 \text{ пар};$$

$$n_{04} = \frac{25,6}{10} = 2,56 \text{ пари.}$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення:

$$I_{\text{фе}}^2 = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I_e^2 + \frac{n_0(n_0 - 1) \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I^2; \quad (1.4)$$

2) для двостороннього живлення:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		11

$$I_{\phi e}^2 = \frac{4 \cdot n_0 \cdot N}{3N_0} \cdot I_e^2 + \frac{n_0 \left( n_0 - \frac{4}{3} \right) \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I^2. \quad (1.5)$$

Підставляючи значення у формули (1.1), (1.4) та (1.5) отримаємо струми для заданих режимів.

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,57 \cdot 80 \cdot 185,5}{144} = 367,9 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,29 \cdot 80 \cdot 216,3}{144} = 275,2 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,46 \cdot 80 \cdot 79,1}{144} = 152 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,56 \cdot 80 \cdot 143,8}{144} = 204,5 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,57 \cdot 80}{3 \cdot 144} \cdot 217,4^2 + \frac{3,57 \cdot \left( 3,57 - \frac{4}{3} \right) \cdot 80^2}{144^2} \cdot 185,5^2} = 458 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,29 \cdot 80}{3 \cdot 144} \cdot 244,5^2 + \frac{2,29 \cdot \left( 2,29 - \frac{4}{3} \right) \cdot 80^2}{144^2} \cdot 216,3^2} = 364,7 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,46 \cdot 80}{3 \cdot 144} \cdot 105,2^2 + \frac{3,46 \cdot \left( 3,46 - \frac{4}{3} \right) \cdot 80^2}{144^2} \cdot 79,1^2} = 206,3 \text{ A};$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,56 \cdot 80}{3 \cdot 144} \cdot 147,4^2 + \frac{2,56 \cdot \left(2,56 - \frac{4}{3}\right) \cdot 80^2}{144^2} \cdot 143,8^2} = 247,5 \text{ A.}$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,57 \cdot 130 \cdot 185,5}{144} = 597,9 \text{ A;}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,29 \cdot 130 \cdot 216,3}{144} = 447,2 \text{ A;}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,46 \cdot 130 \cdot 79,1}{144} = 247,1 \text{ A;}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,56 \cdot 130 \cdot 143,8}{144} = 332,3 \text{ A;}$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,57 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 217,4^2 + \frac{3,57 \cdot \left(3,57 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 185,5^2} = 653,5 \text{ A;}$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,29 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 244,5^2 + \frac{2,29 \cdot \left(2,29 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 216,3^2} = 498,3 \text{ A;}$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,46 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 105,2^2 + \frac{3,46 \cdot \left(3,46 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 79,1^2} = 289,2 \text{ A;}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		13

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,56 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 147,4^2 + \frac{2,56 \cdot \left(2,56 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 143,8^2} = 346,2 \text{ А.}$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,57 \cdot 144 \cdot 185,5}{144} = 662,2 \text{ А;}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,29 \cdot 144 \cdot 216,3}{144} = 495,3 \text{ А;}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,46 \cdot 144 \cdot 79,1}{144} = 273,7 \text{ А;}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,56 \cdot 144 \cdot 143,8}{144} = 368,1 \text{ А;}$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,57 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 217,4^2 + \frac{3,57 \cdot \left(3,57 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 185,5^2} = 706,9 \text{ А;}$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,29 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 244,5^2 + \frac{2,29 \cdot \left(2,29 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 216,3^2} = 533,9 \text{ А;}$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,46 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 105,2^2 + \frac{3,46 \cdot \left(3,46 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 79,1^2} = 311,6 \text{ А;}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

$$I_{\text{эф4}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,56 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 147,4^2 + \frac{2,56 \cdot \left(2,56 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 143,8^2} = 373 \text{ А.}$$

Середній струм кожного плеча живлення визначається як сума струмів відповідних фідерів підстанції, тобто:

$$I_{\text{нл}} = \sum_i^v I_{\text{фi}}, \quad (1.6)$$

де  $v$  – кількість фідерів даного плеча живлення, шт.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

$$I_{\text{нле}}^2 = \left( \sum_1^v I_{\text{фi}} \right)^2 + \sum_1^v I_{\text{фei}}^2 - \sum_1^v I_{\text{фi}}^2. \quad (1.7)$$

Підставляючи значення у формули (1.6) та (1.7) отримаємо необхідні струми для різних режимів.

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{\text{лів}} = 367,9 + 275,2 = 643,1 \text{ А;}$$

$$I_{\text{нр}} = 152 + 204,5 = 356,5 \text{ А;}$$

$$I_{\text{елів}} = \sqrt{643,1^2 + (458^2 + 364,7^2) - (367,9^2 + 275,2^2)} = 738,42 \text{ А;}$$

$$I_{\text{енр}} = \sqrt{356,5^2 + (206,3^2 + 247,5^2) - (152^2 + 204,5^2)} = 407,4 \text{ А.}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		15

Режим згущення поїздів:

$$I_{лів} = 597,9 + 447,2 = 1045,1 \text{ А};$$

$$I_{пр} = 247,1 + 332,3 = 579,4 \text{ А};$$

$$I_{елів} = \sqrt{1045,1^2 + (653,5^2 + 498,3^2) - (597,9^2 + 447,2^2)} = 1100 \text{ А};$$

$$I_{епр} = \sqrt{579,4^2 + (289,2^2 + 346,2^2) - (247,1^2 + 332,3^2)} = 606,4 \text{ А}.$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{лів} = 662,2 + 495,3 = 1157,5 \text{ А};$$

$$I_{пр} = 273,7 + 368,1 = 641,8 \text{ А};$$

$$I_{елів} = \sqrt{1157,5^2 + (706,9^2 + 533,9^2) - (662,2^2 + 495,3^2)} = 1200,3 \text{ А};$$

$$I_{епр} = \sqrt{641,8^2 + (311,6^2 + 373^2) - (273,7^2 + 368,1^2)} = 661,6 \text{ А}.$$

### 1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз *a* і *c*:

$$I_{a(c)} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot I_1^2 + I_2^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2}; \quad (1.8)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

– для фази  $b$ :

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{I_1^2 + I_2^2 - I_1 \cdot I_2} \quad (1.9)$$

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз  $a$  і  $c$ :

$$I_{a(c)e}^2 = \frac{1}{9} \cdot (4 \cdot I_{e1}^2 + I_{e2}^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2); \quad (1.10)$$

– для фази  $b$ :

$$I_{be}^2 = \frac{1}{9} \cdot (I_{e1}^2 + I_{e2}^2 - 2 \cdot I_1 \cdot I_2), \quad (1.11)$$

де  $I_1, I_{e1}$  – середній та ефективний струми того плеча живлення, яке живиться від розрахункової фази, А;

$I_2, I_{e2}$  – середній та ефективний струми того плеча живлення, яке живиться від суміжного плеча живлення, А.

Підставляючи значення у формули (1.8) - (1.11) отримаємо необхідні струми для різних режимів.

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 643,1^2 + 356,6^2 + 2 \cdot 643,1 \cdot 356,6} = 498,9 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{643,1^2 + 356,6^2 - 643,1 \cdot 356,6} = 186 \text{ А};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 356,6^2 + 643,1^2 + 2 \cdot 643,1 \cdot 356,6} = 391,7 \text{ А};$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		17

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 738,5^2 + 407,4^2 + 2 \cdot 643,1 \cdot 356,6} = 558,4 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{738,5^2 + 407,4^2 - 643,1 \cdot 356,6} = 231,4 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 407,4^2 + 738,5^2 + 2 \cdot 643,1 \cdot 356,6} = 430,5 \text{ А}.$$

Аналогічно проводимо підстановку для режим згущення поїздів та режиму максимальних розмірів руху поїздів.

Результати розрахунку струмозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струмозподілу

Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
1	2	3	4	5	6	7
Фідер 1	367,9	458	597,9	653,5	662,2	706,9
Фідер 2	275,2	364,7	447,2	498,3	495,3	533,9
Фідер 3	152	206,3	247,1	289,2	273,7	311,6
Фідер 4	204,5	247,5	332,3	346,2	368,1	373
Ліве плече	643,1	738,5	1045	1100	1157,6	1200,3
Праве плече	356,6	407,4	579,4	606,4	641,8	661,6
Фаза «а»	498,9	558,4	810,7	844,5	898	924,2
Фаза «b»	186	231,4	302,3	328,7	334,8	355,2
Фаза «с»	391,7	430,5	636,5	657,6	705	720,9

### 1.1.3 Переріз контактної мережі

Зі збільшенням перерізу проводів контактної мережі зменшуються витрати, пов'язані з оплатою втрат електроенергії в тяговій мережі, але зростають капітальні витрати. Таким чином, змінюючи переріз проводів контактної мережі, за деякого значення досягається оптимум, коли приведені щорічні витрати найменші. Такий переріз контактної мережі є економічно доцільним та визначається виразом:

$$F_{\text{ме}} = 0,46\sqrt{B_0}, \quad (1.12)$$

де  $F_{\text{ме}}$  – переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті, мм<sup>2</sup>;

$B_0$  – питомі річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на фідерній зоні, кВт·год/Ом·рік:

$$B_0 = \frac{\Delta W_p}{r\ell}, \quad (1.13)$$

де  $\Delta W_p$  – річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на міжпідстанційній зоні, кВт·год;

$\ell$  – довжина міжпідстанційної зони, км;

$r$  – питомий опір проводів контактної мережі на міжпідстанційній зоні, Ом/км.

### 1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії

Схема живлення контактної мережі на двоколієних та багатоколієних ділянках повинна передбачати підключення постів секціонування та пунктів

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		19

паралельного з'єднання контактних підвісок. Для визначення  $B_0$  для вузлової схеми живлення можна скористатись виразом:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot W_T^2}{TU_{ном}^2} \left[ \begin{array}{l} 2,95 \left[ \frac{T}{N_{пар}t_{спар} + N_{неп}t_{снеп}} + 0,46 \left( 0,25 - \frac{\theta}{t_{пар} + t_{неп}} \right) \right] \\ \frac{4}{3} \frac{\theta}{t_{пар} + t_{неп}} \left( 1,1 \frac{N_{0пар}t_{пар} + N_{0неп}t_{неп}}{N_{пар}t_{спар} + N_{неп}t_{снеп}} - 1 \right) + 1 \end{array} \right]. \quad (1.14)$$

Для трьохвузлової схеми живлення значення  $B_0$  можна визначити як для схеми паралельного з'єднання підвісок, тобто:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot W_T^2}{TU_{ном}^2} \left[ \frac{T}{N_{пар}t_{спар} + N_{неп}t_{снеп}} + 0,46 \left( 1 - \frac{\theta}{t_{пар} + t_{неп}} \right) \right]. \quad (1.15)$$

У формулах (1.14), (1.15) застосовані такі позначення:

$T$  – розрахунковий період, год;

$U_{ном}$  – номінальна напруга на струмоприймачеві електровоза, кВ;

$t_{пар}$ ,  $t_{неп}$  – час руху поїзда міжпідстанційною зоною в парному, непарному напрямку, год;

$t_{спар}$ ,  $t_{снеп}$  – час споживання електроенергії поїздом у парному, непарному напрямку, год;

$N_{пар}$ ,  $N_{неп}$  – середньодобова кількість поїздів у парному, непарному напрямку;

$N_{0пар}$ ,  $N_{0неп}$  – максимальна пропускна спроможність ділянки в парному, непарному напрямку;

$W_T$  – витрати електроенергії на тягу поїздів за період  $T$ , кВт·год, з урахуванням припущення про однотипність поїздів:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		20

$$W_T = W_{нар} N_{нар} + W_{неп} N_{неп}, \quad (1.16)$$

де  $W_{нар}$ ,  $W_{неп}$  – витрати електроенергії на рух поїзда в парному, непарному напрямку, кВт·год,

$$W_{нар(неп)} = I_{нар(неп)} \cdot U_{ном} \cdot t_{нар(неп)}, \quad (1.17)$$

де  $I_{нар}$ ,  $I_{неп}$  – середні струми поїздів під час руху розрахунковою міжпідстанційною зоною, А.

Підставляючи значення у формули (1.12) - (1.17) отримаємо результати для заданих схем живлення:

$$I_{неп} = \frac{1}{2 \cdot 35,7} \left[ (280 + 285)1,4 + (285 + 240)5,2 + (240 + 150)2,5 + (150 + 150)13,8 + (150 + 250)4,3 + (250 + 265)5,7 \right]$$

$$I_{неп} = 186,2 \text{ А};$$

$$I_{нар} = \frac{1}{2 \cdot 34,3} \left[ (155 + 150)1,7 + (180 + 200)8,8 + (200 + 260)3,8 + (260 + 225)7,5 + (225 + 140)5 + (140 + 145)4,3 \right]$$

$$I_{нар} = 179,3 \text{ А}.$$

Витрати електроенергії на рух поїзда у парному і непарному напрямках становитимуть:

$$W_{неп} = 186,2 \cdot 25 \cdot 0,547 = 2546,3 \text{ кВт·год};$$

$$W_{нар} = 179,3 \cdot 25 \cdot 0,517 = 2317,5 \text{ кВт·год}.$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						21
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_m = 2546,3 \cdot 80 + 2317,5 \cdot 80 = 389104 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Тоді для вузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 389104^2}{24 \cdot 25^2} \left[ 2,95 \left[ \frac{24}{80 \cdot 0,547 + 80 \cdot 0,517} + 0,46 \left( 0,25 - \frac{0,167}{0,595 + 0,572} \right) \right] \right. \\ \left. \frac{4}{3} \frac{0,167}{0,595 + 0,572} \left( 1,1 \frac{144 \cdot 0,595 + 144 \cdot 0,572}{80 \cdot 0,547 + 80 \cdot 0,517} - 1 \right) + 1 \right]$$

$$B_0 = 506377 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

Таким чином, визначимо переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті:

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{506377} = 327 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколійної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{327}{2} = 163,5 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

Для трьохвузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 389104^2}{24 \cdot 25^2} \left[ \frac{24}{80 \cdot 0,547 + 80 \cdot 0,517} + 0,46 \left( 1 - \frac{0,167}{0,595 + 0,572} \right) \right]$$

$$B_0 = 457240 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{457240} = 311 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколійної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{311}{2} = 155,5 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

										Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ					22

Згідно з отриманим перерізом, обирається тип контактної підвіски М95+МФ-100. Данні обраної підвіски заносяться до табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Параметри контактної мережі

Тип підвіски	Переріз у мідному еквіваленті, мм <sup>2</sup>	Тривалий допустимий струм при 15 %-му зношенні контактних проводів, А
М95 + МФ-100	195	1060

### 1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом

Прийнятий у проекті переріз контактної підвіски повинен бути перевірений на термічну стійкість. Для цього необхідно вибрати найбільш завантажену міжпідстанційну зону.

В умовах проекту використовується спосіб перевірки контактної підвіски за розрахунковим струмом, який треба порівняти з допустимим для обраної підвіски. Контактна підвіска перевіряється в місці підключення споживаючого фідера для роздільної роботи колій (незалежно від дійсної схеми з'єднання підвісок) та 20-хвилинного періоду інтенсивного струмоспоживання.

Розрахунковий струм фідера:

$$I_{роз} = I_{фід} k'_{i20} k_{\phi}, \quad (1.18)$$

де  $k_{\phi}$  – коефіцієнт, що враховує вплив зміни навантаження під час 20-хвилинного періоду найбільшого струмоспоживання на нагрів проводів контактної підвіски:

$$k_{\phi} = \frac{0,36\alpha^2}{n_0} + 1, \quad (1.19)$$

де  $\alpha$  – відношення часу руху поїзда міжпідстанційною зоною до часу струмоспоживання,

$$\alpha = \frac{t}{t_c}, \quad (1.20)$$

$k'_{i20}$  – коефіцієнт інтенсивності 20-хвилинного навантаження фідера, який визначається в залежності від добової витрати електроенергії фідером у добу інтенсивного електроспоживання.

Підставляючи значення у формули (1.18) - (1.20) отримаємо результати розрахунків:

$$\alpha = \frac{0,595}{0,547} = 1,088 ;$$

$$k_\phi = \frac{0,36 \cdot 1,088^2}{3,57} + 1 = 1,119 ;$$

$$I_{роз} = 597,9 \cdot 2 \cdot 1,119 = 1338 \text{ А} > 1060 \text{ А}.$$

Умова перерізу контактної підвіски за нагрівом не виконується, тому приймаємо тип контактної підвіски М95+МФ-100+А185, для якої тривалий допустимий струм при 15% зношенні контактного проводу - 1440 А.

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

## 1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

Після електротехнічних розрахунків системи тягового електропостачання виконуємо механічний розрахунок однієї анкерної ділянки.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		24

Довжина еквівалентного прогону:

$$l_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n l_i^3}{l_a}}, \quad (1.21)$$

де  $l_i$  – довжина  $i$ -го прогону, м;

$l_a$  – довжина анкерної ділянки, м.

Підставляючи значення у формулу (1.21) отримаємо:

$$l_e = \sqrt{\frac{5 \cdot 70^3 + 5 \cdot 60^3 + 10 \cdot 55^3 + 4 \cdot 50^3}{5 \cdot 70 + 5 \cdot 60 + 10 \cdot 55 + 4 \cdot 50}} = 59,5 \text{ м.}$$

Розрахунковий режим визначається за формулою:

$$l_{кр} = T_{\max} \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha (t_{\Gamma} - t_{\min})}{q_{\text{нГ}}^2 - g_0^2}}, \quad (1.22)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт температурного лінійного розширення матеріалу тросу,  $1/^\circ\text{C}$ .

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

$$l_{кр} = 2000 \cdot \sqrt{319 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(-5 - (-35))}{5,532^2 - 1,732^2}} = 37,2 \text{ м.}$$

Так як  $l_{кр} < l_e$  отже розрахунковим буде режим ожеледі з вітром.

Натяг навантаженого несучого тросу:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

$$t_x = A + \frac{B}{T_x^2} - \frac{T_x}{\alpha ES}; \quad (1.23)$$

$$A = t_{реж} - \frac{q_{реж}^2 \ell_e^2}{24\alpha T_{max}^2} + \frac{T_{max}}{\alpha ES}; \quad (1.24)$$

$$B = \frac{g_0^2 \ell_e^2}{24\alpha}, \quad (1.25)$$

де  $\alpha ES$  – добуток коефіцієнта температурного лінійного розширення матеріалу троса, модуля пружності Юнга та площі поперечного перерізу, даН/°С.

Підставляючи значення у формули (1.23)-(1.25) отримаємо:

$$A = -5 - \frac{5,532^2 \cdot 59,5^2}{319 \cdot 10^{-6} \cdot 2000^2} + \frac{2000}{21,29} = 4,03 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$B = \frac{1,732^2 \cdot 59,5^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 33291934 \text{ даН}^2 \cdot \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Змінюючи натяг несучого троса від максимального до 600 даН з кроком 200 даН заповнюємо таблицю 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати розрахунків

$T_x$ , даН	2000	1800	1600	1400	1200	1000	800	600
$t_x$ , °С	-81,6	-70,2	-58,1	-44,7	-29,2	-9,6	18,5	68,3

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину:

$$t_0 = t_{сер} - \Delta t; \quad (1.26)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ			Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				26

$$t_{\text{сер}} = \frac{t_{\text{max}} + t_{\text{min}}}{2}, \quad (1.27)$$

де  $\Delta t = 10 \dots 15^\circ\text{C}$  (для одного контактної проводу);

Підставляючи значення у формули (1.26)-(1.27) отримаємо:

$$t_{\text{сер}} = \frac{30 + (-35)}{2} = -2,5^\circ\text{C};$$

$$t_0 = -2,5 - 10 = -12,5^\circ\text{C}.$$

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактної проводу:

$$t_0 = A + \frac{B}{T_0^2} - \frac{T_0}{\alpha ES}. \quad (1.28)$$

Значення  $T_0$  підбираємо ітераційним методом:  $T_0 = 1026$  даН.

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

$$t_2 = A + \frac{B_2}{T_2^2} - \frac{T_2}{\alpha ES}; \quad (1.29)$$

$$B_2 = \frac{q_{\text{не}}^2 \ell_e^2}{24\alpha}. \quad (1.30)$$

Підставляючи значення у формули (1.29)-(1.30) отримаємо:

$$B_2 = \frac{5,532^2 \cdot 59,5^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 339631209 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

$$T_2 = 2000 \text{ даН.}$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

$$t_v = A + \frac{B_v}{T_v^2} - \frac{T_v}{\alpha ES}; \quad (1.31)$$

$$B_v = \frac{q_{nv}^2 \ell_e^2}{24\alpha}. \quad (1.32)$$

Підставляючи значення у формули (1.31)-(1.32) отримаємо:

$$B_v = \frac{1,936^2 \cdot 59,5^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 41596228 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С};$$

$$T_v = 952 \text{ даН.}$$

Стріла прогину контактного проводу:

$$f_{xi} = \frac{g_0(\ell_n - 2e_n)^2}{8(T_x + nK)} \left(1 - \frac{T_x}{T_0}\right), \quad (1.33)$$

де  $e_n$  – відстань від осі опори до опорної струни в прогоні  $\ell_n$ , м;

$\ell_n$  – прогін, в якому розташовується пішохідний місток, м.

Підставляючи значення у формулу (1.33) отримаємо:

$$f_{xi} = \frac{1,732(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1271 + 1000)} \left(1 - \frac{1271}{1026}\right) = -0,057 \text{ м.}$$

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

									Лист
									28
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ				

$$F_{xn} = \frac{1}{T_x} \left( \frac{g_0 \ell_n^2}{8} + b_n H - f_{xn} K n \right), \quad (1.34)$$

де  $b_n$  – відстань між несучим та ресорним тросом по осі опори в прогоні  
 $\ell_n$ , м;

$H$  – натяг ресорного троса, даН.

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

$$F_{xn} = \frac{1}{1271} \left( \frac{1,732 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,057) 1000 \right) = 0,962 \text{ м.}$$

Натяг ненавантаженого несучого троса:

$$t_x = A + \frac{B_p}{T_{px}^2} - \frac{T_{px}}{\alpha ES}; \quad (1.35)$$

$$B_p = \frac{g_n^2 \ell_e^2}{24\alpha}. \quad (1.36)$$

Підставляючи значення у формули (1.35)-(1.36) отримаємо:

$$B_p = \frac{0,759^2 \cdot 59,5^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 6393325 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С};$$

$$T_{px} = 975 \text{ даН.}$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		29

$$F_{pxn} = \frac{g_n \ell_n^2}{8T_{px}}. \quad (1.37)$$

Підставляючи значення у формулу (1.37) отримаємо:

$$F_{pxn} = \frac{0,759^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 975} = 0,477 \text{ м.}$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

По результатам таблиці 1.4 будуємо монтажні криві на рис.1.3.

Таблиця 1.4 – Монтажна Таблиця

$t_x, ^\circ\text{C}$	-35	-20	-12,5	-10	0	10	20	30
$T_x, \text{даН}$	1271	1100	1026	1003	922	852	791	740
$f_x, \text{м}$	-0,057	-0,019	0	0,006	0,029	0,05	0,069	0,087
$F_{xn}, \text{м}$	0,962	1,077	1,136	1,156	1,234	1,31	1,386	1,458
$T_{px}, \text{даН}$	975	755	662	640	550	474	422	381
$F_{px}, \text{м}$	0,477	0,616	0,702	0,726	0,845	0,981	1,102	1,22

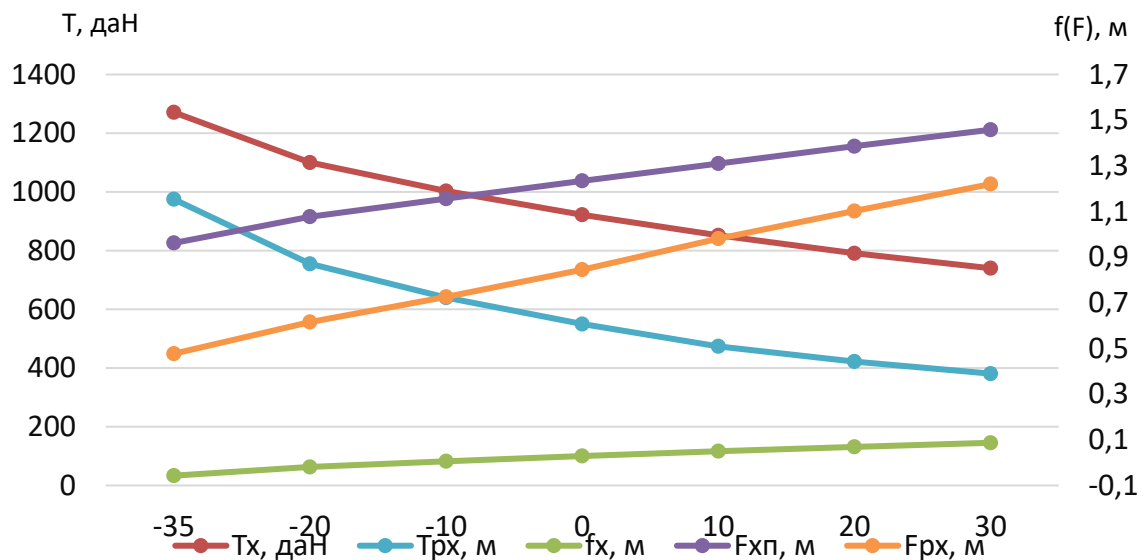


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

## 2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

### 2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

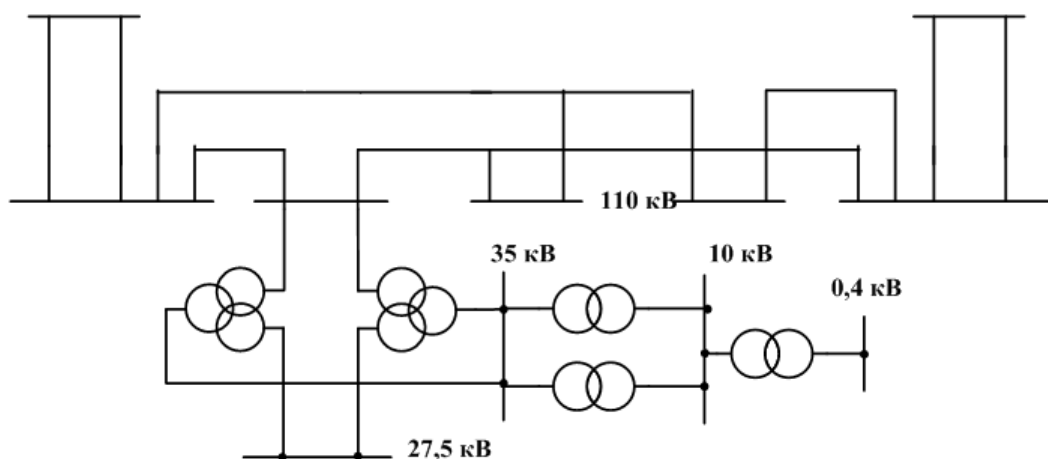


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

Максимальна потужність на шинах 27,5 кВ:

$$S_{\max 27,5} = S_T + S_{\text{дпр}}, \quad (2.1)$$

де  $S_T$  - потужність тягового навантаження на шинах 27,5 кВ (кВА);

$S_{\text{дпр}}$  - потужність не тягових споживачів, які живляться від шин 27,5 кВ (кВА);

Потужність тягового навантаження:

$$S_T = U_{\text{ш}} (2I'_d + 0,65I''_d) k_{\text{нр}} k_{\text{ку}}, \quad (2.2)$$

де  $U_{\text{ш}}$  - напруга на шинах РП 27,5 кВ;

$I'_d$  - ефективний струм найбільш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		31

$I''_d$  - ефективний струм найменш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

$k_{np}$  - коефіцієнт різночасності навантаження фаз трансформатора, приймається 0,9;

$k_{ку}$  - коефіцієнт компенсованого пристрою, який враховує зниження потрібної на тягу потужності при роботі компенсованого пристрою, (приймається 0,93).

Або перетворивши формулу (2.2) отримаємо:

$$S_T = (2S' + 0,65S'')k_{np}k_{ку};$$

$$S_T = (2 \cdot 8,5 + 0,65 \cdot 7,9)0,9 \cdot 0,93 = 18,53 \text{ МВА} = 18530 \text{ кВА}.$$

Потужність фідера ДПР знаходиться по заданій потужності в кВА на 1 км:

$$S_{дпр} = S_{дпр1} \cdot L = 25 \cdot 10 = 250 \text{ кВА}.$$

Відповідно до (2.1) отримаємо:

$$S_{\max 27,5} = 18530 + 250 = 18780 \text{ кВА}.$$

Потужність на шинах 35 кВ. Згідно вихідних даних потужність нетягового навантаження на шинах 35 кВ складає 20 % від тягового навантаження, а на шинах 10 кВ – 10 %.

$$S_{\max 35} = 0,2 \cdot 18780 = 3756 \text{ кВА}.$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		32

Потужність на шинах 10 кВ. Маємо транзитну підстанцію, отже потужність ТВП приймаємо 400 кВА.

$$S_{ш. max10} = S'_{10} + S_{тсн}.$$

$$S_{ш. max10} = 1878 + 400 = 2278 \text{ кВА.}$$

У відповідності до потужності на шинах 10 кВ приймаємо районний трансформатор типу ТМ-2500/35 У1. Тоді отримаємо:

$$S_{ш. max 35} = (S_{PT} + S_{max35})k_p;$$

$$S_{ш. max 35} = (2500 + 3756) \cdot 0,95 = 5943,2 \text{ кВА.}$$

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

$$S_{розрах. max} = (S_{ш. max 27,5} + S_{ш. max 35})k_p;$$

$$S_{розрах. max} = (19180 + 5943,2) \cdot 0,95 = 23867 \text{ кВА.}$$

Результати вибору трансформаторів зведемо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Вибрані трансформатори та їх паспортні дані

№ п/п	Тип трансформатора	Кількість	U <sub>1</sub> , кВ	U <sub>2</sub> , кВ	U <sub>3</sub> , кВ	U <sub>к</sub> , %			Схема з'єднання
						В-С	В-Н	С-Н	
1	ТДТНЖ - 25000/110 У1	2	115	38,5	27,5	18	10,5	6,8	Y <sub>0</sub> /Y <sub>Н</sub> /Δ <sub>0</sub> -11
2	ТМ - 2500/35 У1	2	35		10,5		6,5		Y/Δ-11
3	ТМ-400/10 У1	2	10		0,4		4,5		Y/Y <sub>0</sub> -0

Потужність підстанції:

$$S_{\text{пн}} = 4 \cdot 25000 = 100000 \text{ кВА.}$$

## 2.2 Розрахунок струмів к.з.

Схема заміщення представлена на рис.2.2.

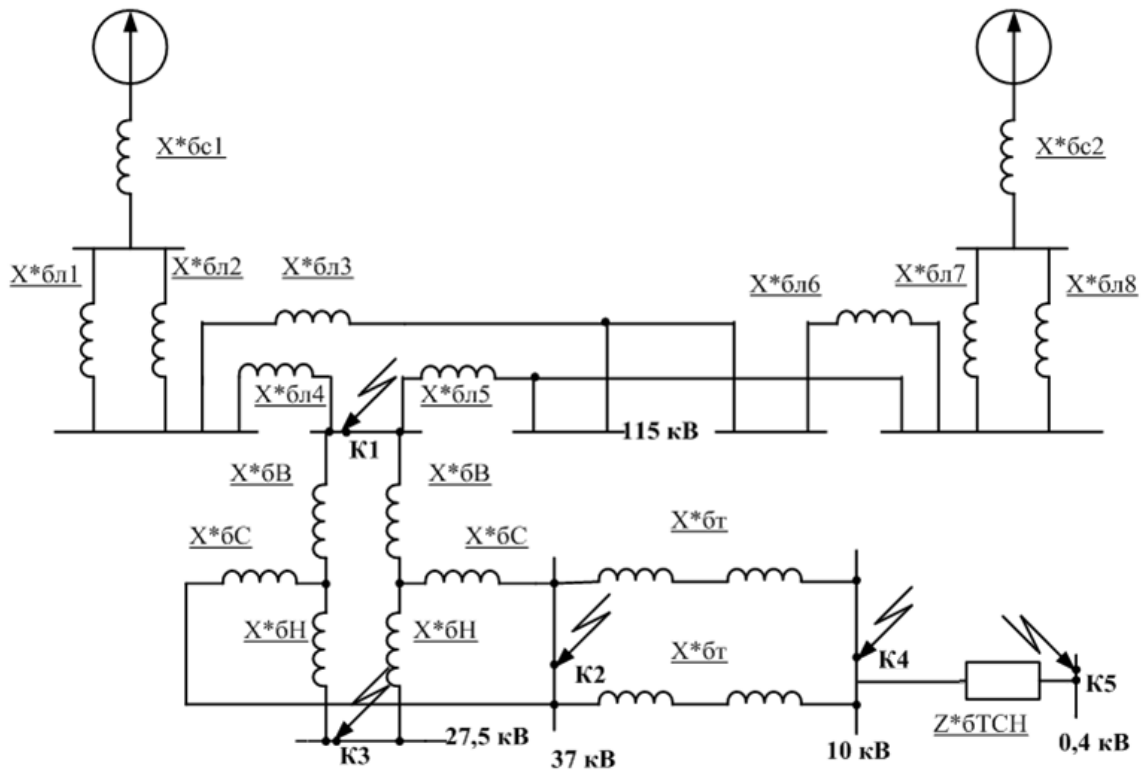


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

Приймаємо базисну потужність  $S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА}$ .

Як базисну напругу приймаємо середню лінійну напругу тієї ступені, де проводиться розрахунок струму к.з.

$$U_{\text{ср.л.110}} = 115 \text{ кВ}, \quad U_{\text{ср.л.35}} = 37 \text{ кВ}, \quad U_{\text{ср.л.25}} = 26,2 \text{ кВ}, \quad U_{\text{ср.л.0,4}} = 0,4 \text{ кВ.}$$

Базисний струм знаходимо за формулою:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} \quad (2.3)$$

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_K = \frac{I_{\bar{6}}}{x_{*\bar{6}}} . \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*\bar{6}сист} = \frac{S_{\bar{6}}}{S_K} . \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис.2.3.

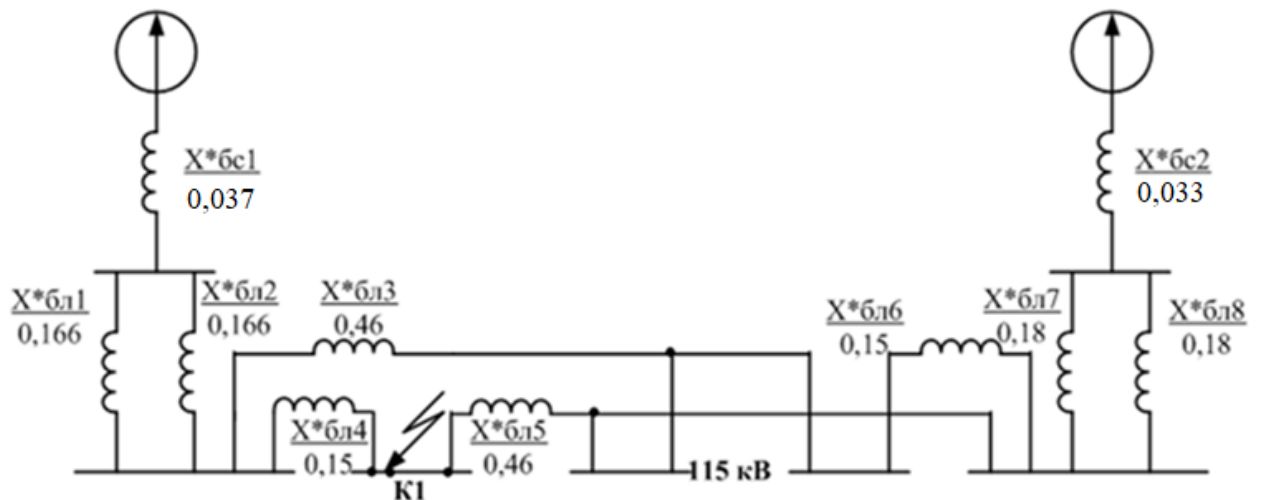


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$x_{*\bar{6}сист1} = \frac{100}{2700} = 0,037 .$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*\bar{6}сист2} = \frac{100}{3000} = 0,033 .$$

Базисний струм:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.ш.110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Опори ліній:

$$X_{*\delta 11} = X_{*\delta 12} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,166 ;$$

$$X_{*\delta 13} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46 ;$$

$$X_{*\delta 14} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 ;$$

$$X_{*\delta 15} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46 ;$$

$$X_{*\delta 16} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 ;$$

$$X_{*\delta 17} = X_{*\delta 18} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18 .$$

Будемо поступово згортати схему до точки к1 (рис.2.4):

$$X_{*\delta 19} = 0,5 X_{*\delta 11} = 0,5 \cdot 0,166 = 0,083 ;$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		36

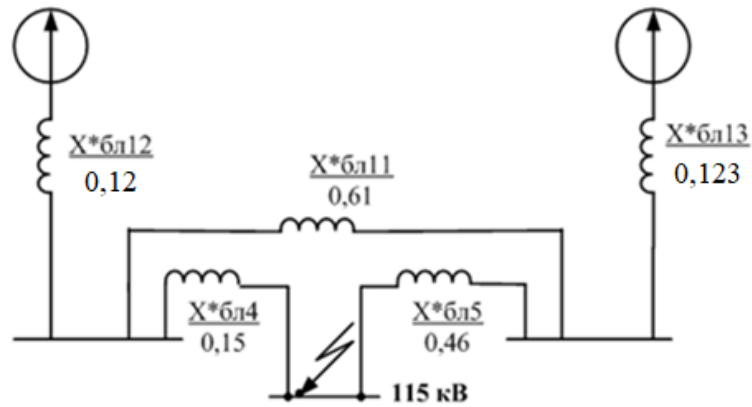


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

$$X_{*бл10} = 0,5X_{*бл7} = 0,5 \cdot 0,18 = 0,09;$$

$$X_{*бл11} = X_{*бл3} + X_{*бл6} = 0,46 + 0,15 = 0,61;$$

$$X_{*бл12} = X_{*бл1} + X_{*бл9} = 0,037 + 0,083 = 0,12;$$

$$X_{*бл13} = X_{*бл2} + X_{*бл10} = 0,033 + 0,09 = 0,123.$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис. 2.5.

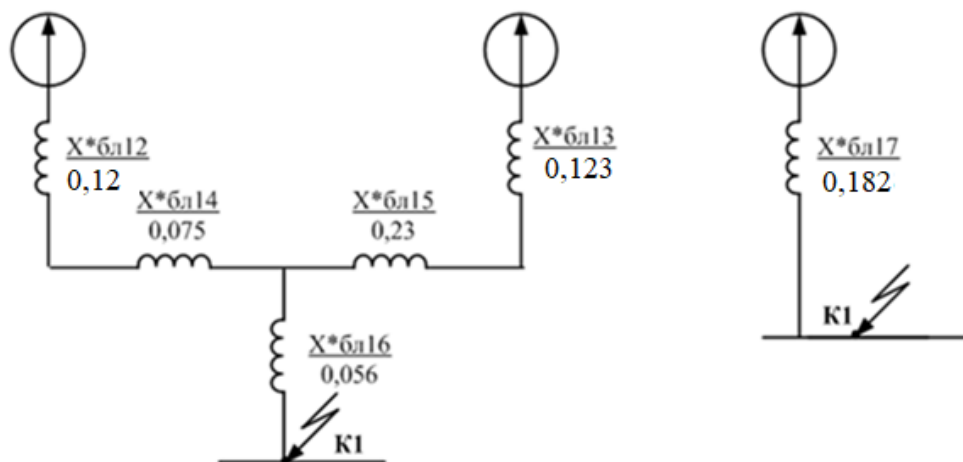


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

$$X_{\bar{b}l14}^* = \frac{X_{\bar{b}l4}^* \cdot X_{\bar{b}l11}^*}{X_{\bar{b}l4}^* + X_{\bar{b}l5}^* + X_{\bar{b}l11}^*} = \frac{0,15 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,075 ;$$

$$X_{\bar{b}l15}^* = \frac{X_{\bar{b}l5}^* \cdot X_{\bar{b}l11}^*}{X_{\bar{b}l4}^* + X_{\bar{b}l5}^* + X_{\bar{b}l11}^*} = \frac{0,46 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,23 ;$$

$$X_{\bar{b}l16}^* = \frac{X_{\bar{b}l4}^* \cdot X_{\bar{b}l5}^*}{X_{\bar{b}l4}^* + X_{\bar{b}l5}^* + X_{\bar{b}l11}^*} = \frac{0,15 \cdot 0,46}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,056 ;$$

$$\begin{aligned} X_{\bar{b}l17}^* &= X_{\bar{b}l16}^* + \frac{(X_{\bar{b}l12}^* + X_{\bar{b}l14}^*) \cdot (X_{\bar{b}l13}^* + X_{\bar{b}l15}^*)}{X_{\bar{b}l12}^* + X_{\bar{b}l14}^* + X_{\bar{b}l13}^* + X_{\bar{b}l15}^*} = \\ &= 0,056 + \frac{(0,12 + 0,075) \cdot (0,123 + 0,23)}{0,12 + 0,075 + 0,123 + 0,23} = 0,182. \end{aligned}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К1 відповідно до (2.4):

$$I_{K1} = \frac{I_{\bar{b}1}}{X_{\bar{b}K1}^*} = \frac{0,502}{0,182} = 2,79 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{K1} = 2,55 \cdot 2,79 = 7,04 \text{ кА;}$$

$$I_{Kycm1} = 1,52 \cdot I_{K1} = 1,52 \cdot 2,79 = 4,2 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К2, на шинах 35 кВ.

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (u_{KBС} + u_{KBH} - u_{KCH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 6,5) = 10,75 ;$$

										Лист
										38
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ					

$$u_{кН} = 0,5 \cdot (u_{кВН} + u_{кСН} - u_{кВС}) = 0,5 \cdot (18 + 6,5 - 10,5) = 6,75 ;$$

$$u_{кС} = 0,5 \cdot (u_{кВС} + u_{кСН} - u_{кВН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 18) = -0,25 .$$

Визначимо опір обмоток трансформатора:

$$X_{*6B} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н\text{о}м\text{т}р}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43 ;$$

$$X_{*6H} = \frac{u_{кН}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н\text{о}м\text{т}р}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27 ;$$

$$X_{*6C} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н\text{о}м\text{т}р}} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,01 .$$

Схема заміщення до точки к2 представлена на рис. 2.6.

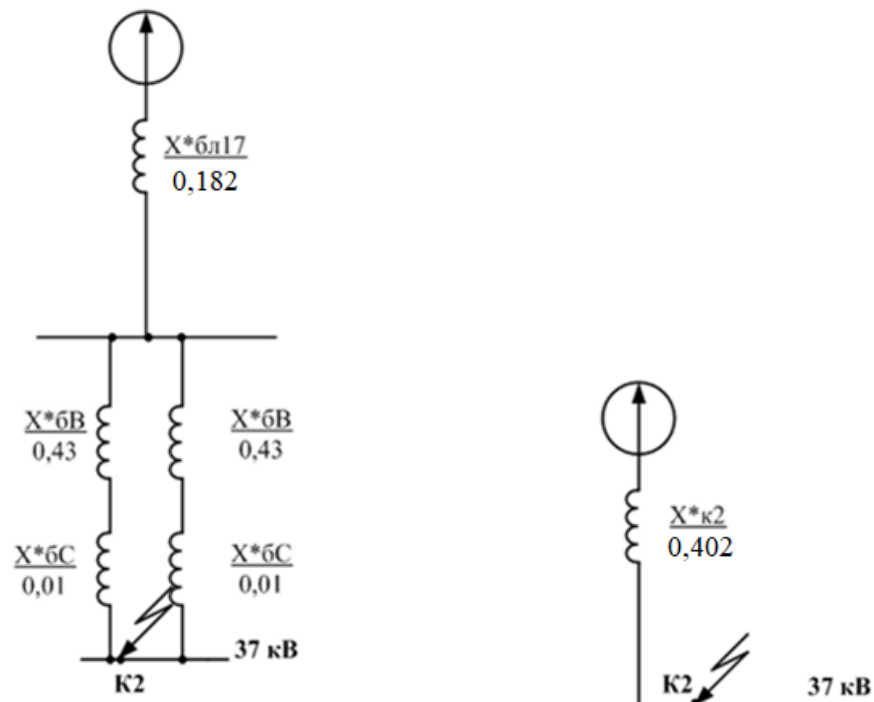


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Визначимо базисний струм для точки к2:

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$X_{*\delta K2} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta C}}{2} = 0,182 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,402.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{\kappa 2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{*\delta K2}} = \frac{1,56}{0,402} = 3,881 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{\kappa 2} = 2,55 \cdot 3,881 = 9,897 \text{ кА};$$

$$I_{Kycm2} = 1,52 \cdot I_{\kappa 2} = 1,52 \cdot 3,881 = 5,9 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів к.з. до точки К3, на шинах 27,5 кВ.

Схема заміщення до точки к3 представлена на рис. 2.7.

Загальний опір визначається:

$$X_{*\delta K3} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta H}}{2} = 0,182 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,532.$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

$$I_{\delta 3} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 2 \text{ кА}.$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		40

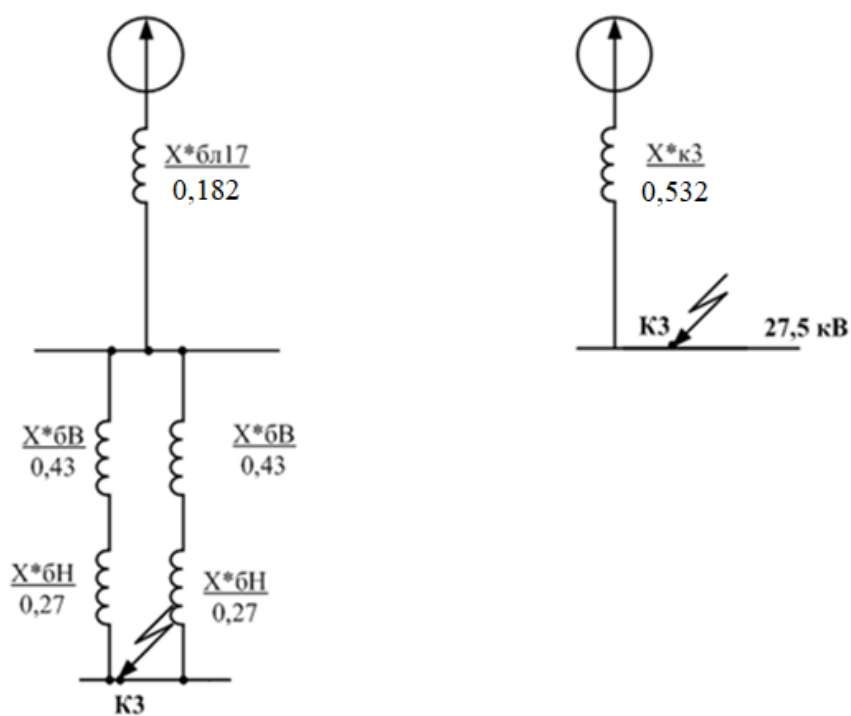


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки К3

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{к3} = \frac{I_{б3}}{X_{*бк3}} = \frac{2}{0,532} = 3,76 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{к3} = 2,55 \cdot 3,76 = 9,59 \text{ кА;}$$

$$I_{куст3} = 1,52 \cdot I_{к3} = 1,52 \cdot 3,76 = 5,72 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К4, на шинах 10 кВ.

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

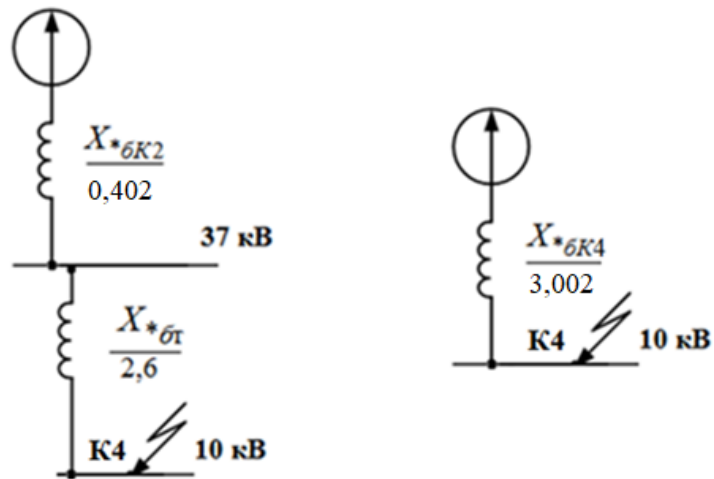


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

$$X_{*\delta T} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6.$$

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

$$X_{*\delta K4} = X_{*\delta K2} + X_{*\delta T} = 0,402 + 2,6 = 3,002.$$

Визначимо базисний струм для точки к4:

$$I_{\delta 4} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к4:

$$I_{к4} = \frac{I_{\delta 4}}{X_{*\delta K4}} = \frac{5,5}{3,002} = 1,832 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к4:

$$i_{y4} = 2,55 \cdot I_{\kappa4} = 2,55 \cdot 1,832 = 4,67 \text{ кА};$$

$$I_{\text{Куст4}} = 1,52 \cdot I_{\kappa4} = 1,52 \cdot 1,832 = 2,78 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К5, на ТВП сторона 0,4 кВ.

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

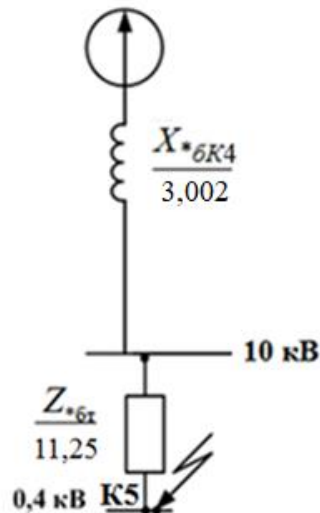


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{*\delta m} = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{нормтр}}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25;$$

$$R_{*\delta m} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{S_{\text{нормтр}}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{нормтр}}} = \frac{5,5}{400} \cdot \frac{100}{0,4} = 3,44;$$

$$X_{*\delta m} = \sqrt{Z_{*\delta m}^2 - R_{*\delta m}^2} = \sqrt{11,25^2 - 3,44^2} = 10,7;$$

$$Z_{*\delta m \Sigma} = \sqrt{(X_{*\delta K4} + X_{*\delta m})^2 + R_{*\delta m}^2} = \sqrt{(3,002 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 14,127 .$$

Визначимо базисний струм для точки К5:

$$I_{\delta 5} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,34 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К5:

$$I_{к5} = \frac{I_{\delta 5}}{Z_{* \delta m \Sigma}} = \frac{144,34}{14,127} = 10,22 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К5:

$$i_{y5} = 1,84 \cdot I_{к5} = 1,84 \cdot 10,22 = 18,8 \text{ кА;}$$

$$I_{Kуст5} = 1,52 \cdot I_{к5} = 1,52 \cdot 10,22 = 15,53 \text{ кА.}$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_{к} = I_{к}^2 (t_{откл} + T_a);$$

$$К1: B_{к} = 2,76^2 (2 + 0,05) = 15,62 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К2: B_{к} = 3,881^2 (1,5 + 0,05) = 23,35 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К3: B_{к} = 3,76^2 (0,5 + 0,05) = 7,78 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К4: B_{к} = 1,832^2 (1,5 + 0,05) = 5,2 \text{ кА}^2\text{с;}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		44



Закінчення таблиці 2.3

1	2	3	4
7	Сторона НН РТ 35/10	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 0,7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10}$	141,6 А
8	Сторона ВН ТВП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10}$	32,33 А
9	Сторона НН ТВП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4}$	808,3 А
10	Збірні шини 35кВ	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	413 А
11	Збірні шини 10кВ	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 5000}{\sqrt{3} \cdot 10}$	202,3 А
12	Лінії ДПР	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ном.ДПР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 250}{2\sqrt{3} \cdot 27,5}$	7,3А
13	Фідер К.М. праве плече	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot P_{ПР}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 8500}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	121,17 А
14	Фідер К.М. ліве плече	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot P_{ЛВ}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 7900}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	117,7 А

## 2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

Вимикачі вибираються по номінальній напрузі, струму і перевіряються на властивість відключення:

$$I_{відкл. max} \geq I_k,$$

де  $I_{відкл. max}$  - найбільше значення струму відключення по довідниковим даним, кА;

$I_k$  - струм к.з., кА.



## 2.5 Проектування сонячної електростанції

Проектування сонячної електростанції виконуємо за допомогою програми PVsyst. Результати представлені на рис.2.10-рис.2.18.



Version 7.4.8

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

Project: Варіант 0

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 1602 kWp

Doslidne - Ukraine

Serhiy Hovako

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		48



**PVsyst V7.4.8**  
 VCO, Simulation date:  
 02/06/25 17:59  
 with V7.4.8

Project: Варіант 0  
 Variant: New simulation variant

**Project summary**

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
Doslidne	Latitude 48.38 °N	Albedo 0.20
Ukraine	Longitude 35.05 °E	
	Altitude 139 m	
	Time zone UTC+2	
<b>Weather data</b>		
Doslidne		
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Sheds on ground</b>	<b>User's needs</b>
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	Unlimited load (grid)
Fixed plane	Linear shadings : Slow (simul.)	
Tilt/Azimuth 30 / 0 °		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 3204 units	Nb. of units 30 units	
Pnom total 1602 kWp	Pnom total 1500 kWac	
	Pnom ratio 1.068	

**Results summary**

Produced Energy 2067496 kWh/year	Specific production 1291 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.77 %
----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
P50 - P90 evaluation	9

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

						02.15.EC22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			49



PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:  
02/06/25 17:59  
with V7.4.8

General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Sheds on ground</b>		<b>Models used</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		Transposition Perez	
Orientation		Nb. of sheds	178 units	Diffuse	Perez, Meteorom
Fixed plane		Sizes		Circumsolar	separate
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Sheds spacing	12.0 m		
		Collector width	4.37 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	36.4 %		
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle	14.9 °		
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Linear shadings : Slow (simul.)		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-DE18M-(II)-500	Model	SUN2000-50KTL-ZHM3-400V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	500 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	3204 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	1602 kWp	Total power	1500 kWac
Modules	178 string x 18 In series	Operating voltage	200-1000 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>35°C)	55.0 kWac
Pmpp	1458 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.07
U mpp	701 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	2080 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	1602 kWp	Total power	1500 kWac
Total	3204 modules	Max. power	1650 kWac
Module area	7655 m²	Number of inverters	30 units
		Pnom ratio	1.07

Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	7.4 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	2.0 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>						
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP					
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V7.4.8  
VC0, Simulation date:  
02/06/25 17:59  
with V7.4.8

#### AC wiring losses

<b>Inv. output line up to MV transfo</b>	
Inverter voltage	400 Vac tri
Loss Fraction	1.83 % at STC
<b>Inverter: SUN2000-50KTL-ZHM3-400V</b>	
Wire section (30 Inv.)	Alu 30 x 3 x 95 mm <sup>2</sup>
Average wires length	150 m
<b>MV line up to Injection</b>	
MV Voltage	35 kV
Average each inverter	
Wires	Alu 3 x 50 mm <sup>2</sup>
Length	300 m
Loss Fraction	0.01 % at STC

#### AC losses in transformers

<b>MV transfo</b>			
Medium voltage	35 kV		
<b>One transfo parameters</b>		<b>Operating losses at STC (full system)</b>	
Nominal power at STC	785 kVA	Nb. identical MV transfos	2
Iron Loss (24/24 Connexion)	0.75 kVA	Nominal power at STC	1.57 MVA
Iron loss fraction	0.10 % at STC	Iron loss (24/24 Connexion)	1.51 kVA
Copper loss	15.70 kVA	Copper loss	31.40 kVA
Copper loss fraction	2.00 % at STC		
Coils equivalent resistance	3 x 4.08 mΩ		

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

										Лист
										51
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EC22120.КРБ.2025–ПЗ					

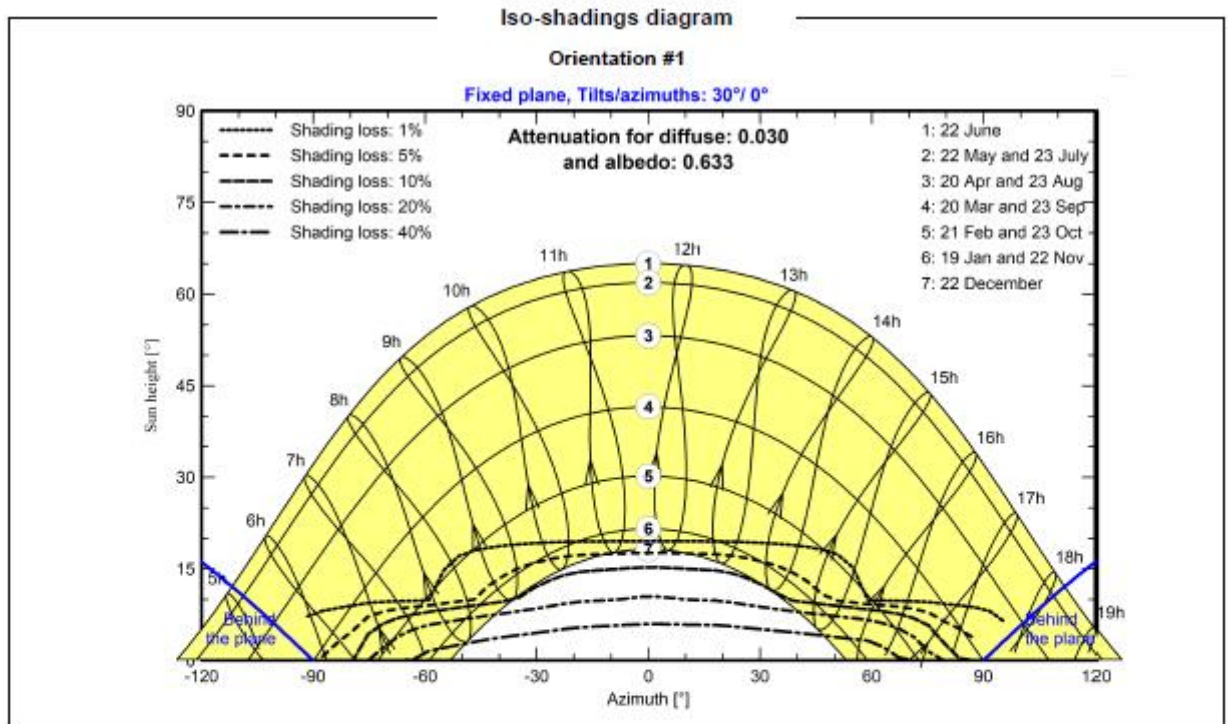
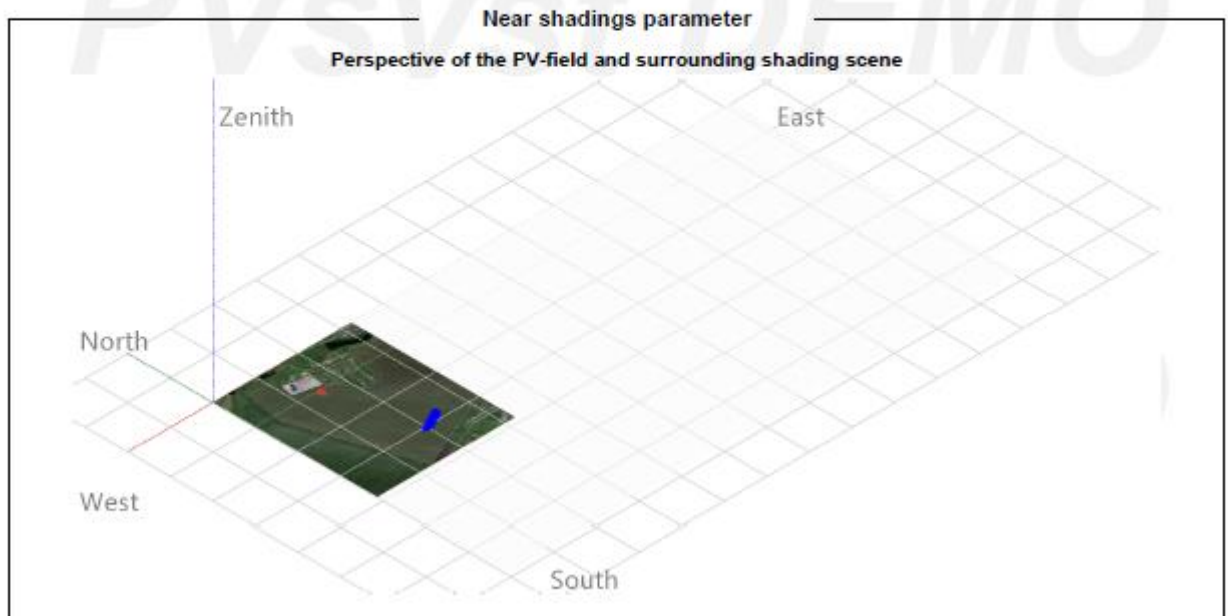


Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V7.4.8  
VCO, Simulation date:  
02/06/25 17:59  
with V7.4.8

Main results

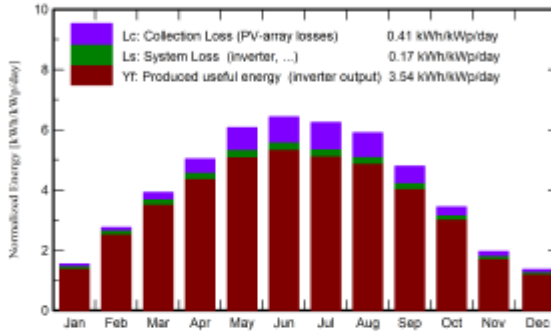
System Production

Produced Energy 2067496 kWh/year

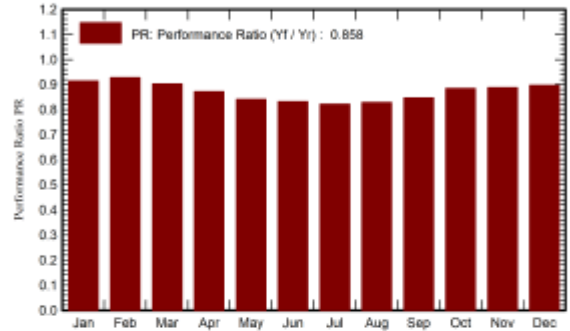
Specific production  
Perf. Ratio PR

1291 kWh/kWp/year  
85.77 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	29.7	19.56	-3.84	47.7	44.9	73681	69855	0.914
February	51.0	26.99	-2.80	76.9	73.6	119927	114252	0.928
March	93.0	46.48	2.59	121.4	116.1	184129	175521	0.903
April	132.4	66.24	10.32	150.9	143.8	220781	210838	0.871
May	179.9	74.92	17.11	188.2	179.1	265739	253544	0.841
June	192.8	84.69	20.41	192.9	183.6	269144	257021	0.832
July	191.1	76.88	23.12	193.4	184.0	266842	254878	0.822
August	165.1	73.42	22.81	183.0	174.5	254120	242829	0.828
September	113.7	44.03	16.10	143.5	137.3	204150	194643	0.847
October	72.0	34.65	9.14	106.3	101.8	157921	150672	0.885
November	34.5	17.59	3.25	58.5	55.5	87650	83121	0.888
December	24.5	15.68	-1.33	42.1	39.5	64005	60522	0.897
Year	1279.8	581.12	9.81	1504.8	1433.6	2168089	2067496	0.858

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Project: Варіант 0

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.8  
 VCO, Simulation date:  
 02/06/25 17:59  
 with V7.4.8

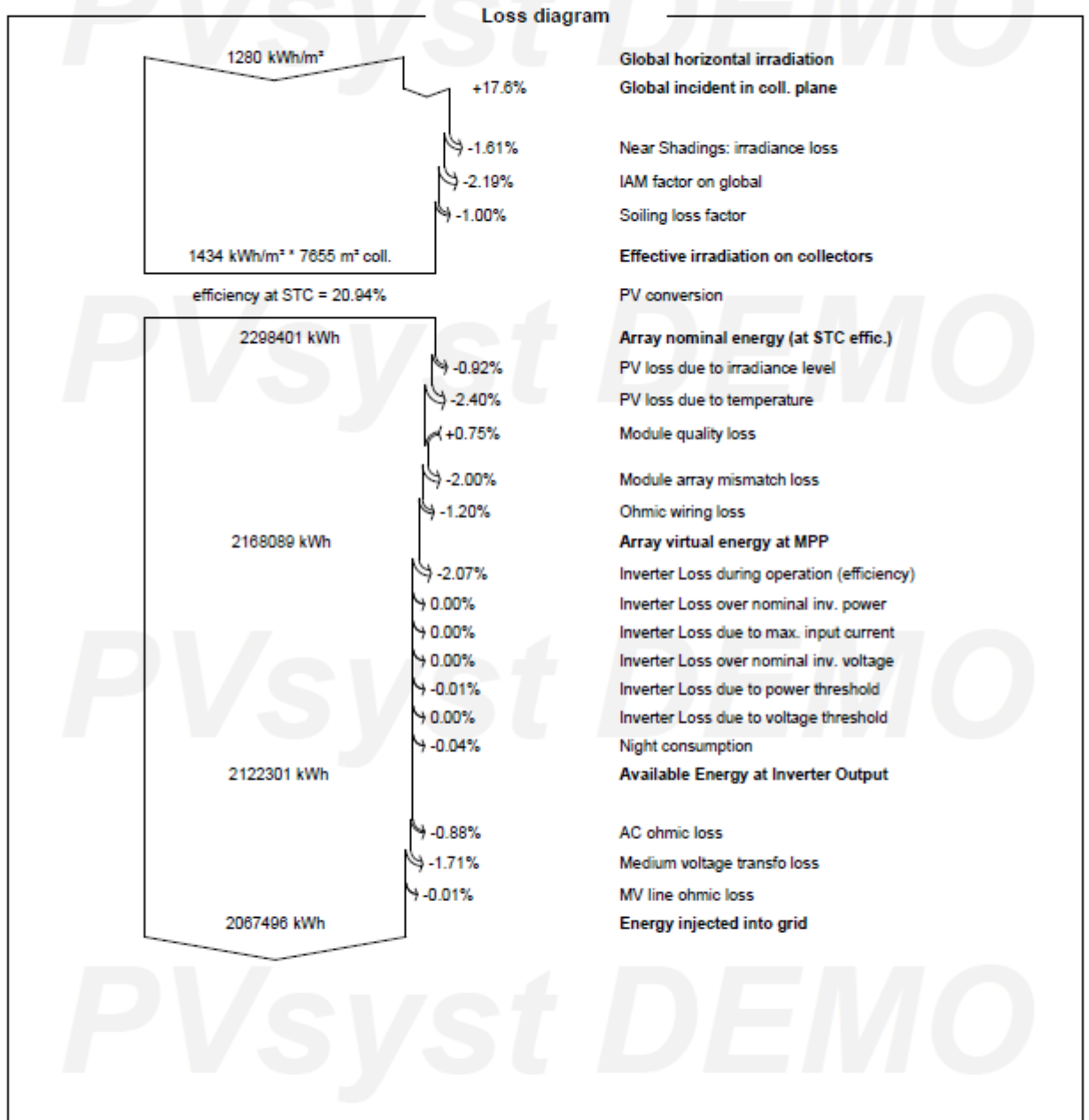


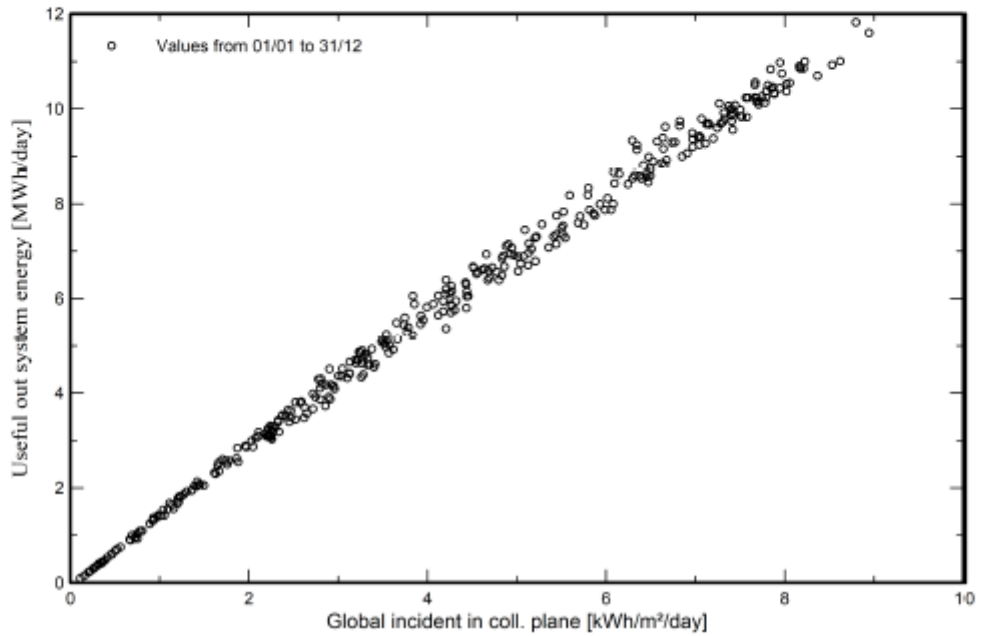
Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

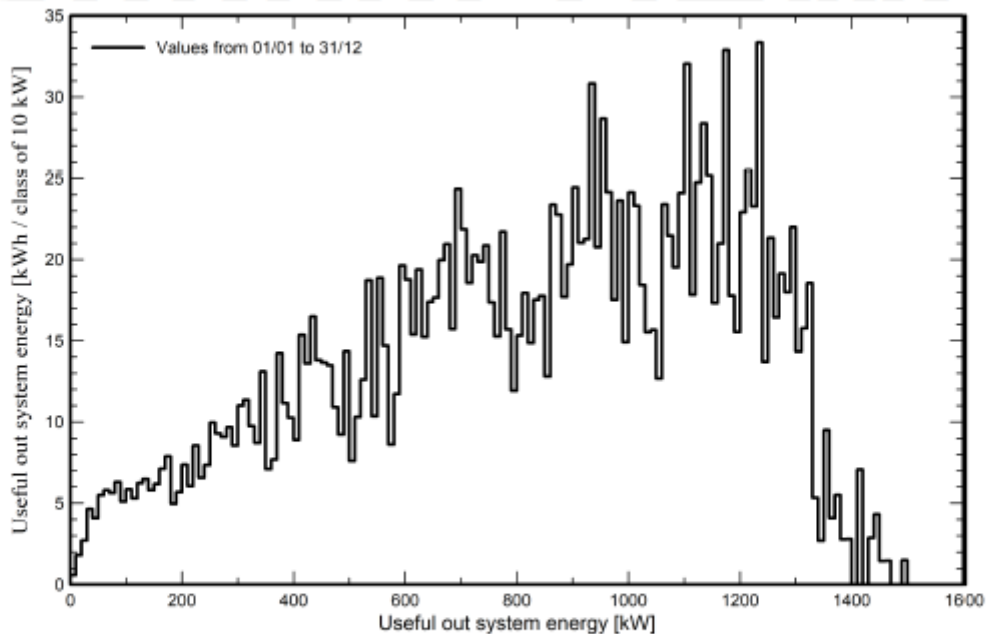


Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V7.4.8  
VCO, Simulation date:  
02/06/25 17:59  
with V7.4.8

P50 - P90 evaluation

**Weather data**

Source Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100%  
Kind Monthly averages  
Synthetic - Multi-year average  
Year-to-year variability(Variance) -1.0 %  
Specified Deviation  
Climate change 0.0 %

**Simulation and parameters uncertainties**

PV module modelling/parameters 1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %  
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %  
Degradation uncertainty 1.0 %

**Global variability (weather data + system)**

Variability (Quadratic sum) 2.1 %

**Annual production probability**

Variability 43 MWh  
P50 2067 MWh  
P90 2013 MWh  
P95 1997 MWh

Probability distribution

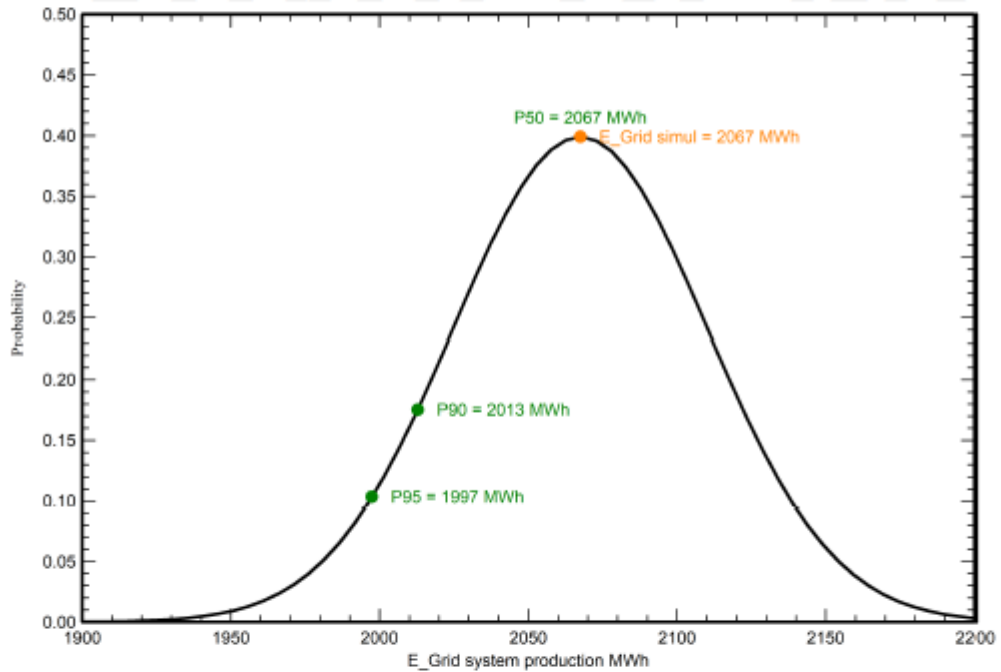


Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

## 3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

### 3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання

Кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену для мереж 10 кВ перевіряється за наступними показниками:

1. За допустимим тривалим струмом навантаження.
2. За допустимим струмом короткого замикання по жилі кабелю.
3. За допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю.
4. За падінням напруги в кінці КЛ.
5. Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.

Інші вихідні данні представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані

№ вар	Напруга мережі, кВ	Максимальний струм 3-ф КЗ, кА	Повний час тривалості короткого замикання, с	Максимальна розрахункова потужність, кВт	Довжина кабельної лінії, км
0	10	1,832	0,3	1500	4,3

Розрахунок за тривалим струмом навантаження.

Розрахунковий робочий струм КЛ в амперах у режимі номінального навантаження, розраховується за формулою:

$$I_0 = \frac{P_{\max.c}}{\sqrt{3} \cdot U_g \cdot \cos \varphi}, \quad (3.1)$$

де  $P_{\max.c}$  - максимальна розрахункова потужність кВт;

$U_g$  - напруга мережі, кВ;

$\cos \varphi$  - кут зсуву фаз між напругою та струмом (коефіцієнт потужності).

Результати розрахунку по формулі (3.1) зводимо в таблицю 3.2.

									Лист
									57
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ				

Розрахунок виконується згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 (редакція 2017 року) "Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ".

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку струму КЛ та підбору перетину жили кабелю

№ КЛ	$P_{\max.c}$ , кВт	$U_g$ , кВ	$\cos \varphi$	$I_0$ , А	$S$ , мм <sup>2</sup>	$I_c$ , А
1	1500	10	0,99	87,48	70	186

Для кабелів, прокладених у землі за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_4 \cdot k_5 . \quad (3.2)$$

Результати розрахунку по формулі (3.2) зводимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку тривалого допустимого струму КЛ при прокладенні у землі за схемою в трикутник

№ КЛ	$I_c$ , А	$k_2$	$k_{33}$	$k_4$	$k_5$	$I_0$ , А	$I_{cg}$ , А	Виконання умови
1	186	0,98	1	1,17	1	87,48	213,3	виконується

Для кабелів, прокладених у землі в окремих трубах за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_4 \cdot k_5 . \quad (3.3)$$

Результати розрахунку по формулі (3.3) зводимо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунку тривалого допустимого струму КЛ при прокладенні в окремих трубах за схемою в трикутник

№ КЛ	$I_c, А$	$k_1$	$k_2$	$k_{33}$	$k_4$	$k_5$	$I_0, А$	$I_{cg}, А$	Виконання умови
1	176	0,924	0,98	1	1,12	1	87,48	178,5	виконується

Для кабелів, прокладених у повітрі (на драбинах) тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_{zn} \cdot k_7. \quad (3.4)$$

Результати розрахунку по формулі (3.4) зводимо в таблицю 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунку тривалого допустимого струму КЛ при прокладенні у повітрі (на драбинах)

№ КЛ	$I_c, А$	$k_{zn}$	$k_7$	$I_0, А$	$I_{cg}, А$	Виконання умови
1	236	1,08	1	87,48	254,9	виконується

За допустимим тривалим струмом навантаження кабель перевірку проходить.

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по жилі кабелю.

Перевірка відповідності обраного перетину жили КЛ, струму 3-ф КЗ на шинах живлячої ПС здійснюється за наступною умовою:

$$I_{sc}^{(3)} < I_{csc}, \quad (3.5)$$

де  $I_{sc}^{(3)}$  - 3-ф струм КЗ на шинах живлячої ПС, кА;

$I_{csc}$  - допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ				Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата					59

$$I_{csc} = \frac{I_{tsc}}{\sqrt{t}}, \quad (3.6)$$

де  $I_{tsc}$  - допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю, кА (табличне значення);

$t$  - час спрацювання захисту, с.

Результати розрахунку по формулі (3.6) зводимо в таблицю 3.6.

Таблиця 3.6 – Результати розрахунку допустимого струму короткого замикання по жилі кабелю

№ КЛ	$I_{tsc}$ , кА	$t$ , с	$I_{csc}$ , кА	$I_{sc}^{(3)}$ , кА	Виконання умови
1	6,6	0,3	12,1	1,832	виконується

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю.

Перевірка відповідності обраного перетину екрану КЛ, струму 2-ф КЗ на шинах живлячої ПС здійснюється за наступною умовою:

$$I_{sc}^{(2)} < I_{ssc}, \quad (3.7)$$

де  $I_{ssc}$  - допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

$$I_{ssc} = \frac{I_{tsc}}{\sqrt{t}}, \quad (3.8)$$

де  $t$  - час спрацювання захисту, с;

$I_{tsc}$  - допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю, кА (табличне значення);

$I_{sc}^{(2)}$  - 2-ф струм КЗ на шинах живлячої ПС, кА, розраховується за формулою:

$$I_{sc}^{(2)} = I_{sc}^{(3)} \cdot 0,87. \quad (3.9)$$

Результати розрахунку по формулі (3.9) зводимо в таблицю 3.7.

Таблиця 3.7 – Результати розрахунку допустимого струму короткого замикання по екрану кабелю та вибору його перетину

№ КЛ	Перетин екрану, мм <sup>2</sup>	$I_{tsc}$ , кА	$t$ , с	$I_{ssc}$ , кА	$I_{sc}^{(2)}$ , кА	Виконання умови
1	16	3,3	0,3	6,02	1,594	виконується

Розрахунок за падінням напруги в кінці КЛ.

Розрахунок падіння напруги проводиться для підтвердження відповідності обраного перетину провідника допустимим значенням падіння напруги від джерела живлення до споживача в максимальному режимі лінії та у відповідності до ДСТУ 13109-97, ДСТУ EN 50160:2014.

Граничне падіння напруги в максимальному режимі розраховується за формулою:

$$\Delta U \% = \frac{10^5 \cdot P \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_g^2}, \quad (3.10)$$

де  $P$  - максимальна розрахункова потужність, кВт;

$L$  - довжина лінії, км;

$r_0$  - активна складова опору лінії, Ом/км;

$x_0$  - індуктивна складова опору лінії, Ом/км;

$U_g$  - напруга мережі, В.

Результати розрахунку по формулі (3.10) зводимо в таблицю 3.8.

									Лист
									61
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ				

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку падіння напруги в кінці КЛ

№ КЛ	$U_g$ , В	$L$ , км	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$\Delta U$ , В	$\Delta U$ , %
1	10000	4,3	0,568	0,131	374	3,74

Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.

Для унеможливлення значних втрат електроенергії в струмопровідних екранах кабелів під час експлуатації КЛ в якості способу заземлення екрану кабелю обрано заземлення екрану з одного кінця КЛ.

Розрахунок проводиться для таких режимів роботи КЛ:

- нормального (трифазного);
- зовнішнього КЗ із найбільшим струмом;
- ремонтного (за наявності паралельно прокладених КЛ або кіл тієї ж самої КЛ).

Наведена напруга на незаземленому кінці екрану не повинна перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, що становить 70% значення випробувальної напруги постійного струму для оболонки кабелю.

У разі нормального трифазного режиму роботи КЛ, наведена напруга на незаземленому кінці екрану визначається за формулою:

$$U_1^{(3)} = I_0 \cdot L \cdot X_{m1}, \quad (3.11)$$

де  $X_{m1}$  - погонний індуктивний опір екрану кабелю, Ом/км, розраховується за формулою:

$$X_{m1} = 0,0628 \cdot \gamma_1, \quad (3.12)$$

де  $\gamma_1$  - безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

$$\gamma_1 = 0,5 \cdot \ln \left( \beta^2 \cdot \sqrt{\left( 1 + \left( \sqrt{3} + \frac{1}{\beta} \right)^2 \right) \cdot \left( 1 + \frac{1}{\beta^2} \right)} \right), \quad (3.13)$$

де  $\beta$  - безрозмірний параметр, який визначається як відношення відстані між центрами жил кабелів до зовнішнього діаметру.

У разі зовнішнього КЗ із найбільшим струмом, наведена напруга на незаземленому кінці екрану визначається за формулою:

$$U_2 = I_{sc} \cdot L \cdot X_{m2}, \quad (3.14)$$

де  $X_{m2}$  - погонний індуктивний опір екрану кабелю, Ом/км, розраховується за формулою:

$$X_{m2} = 0,0628 \cdot \gamma_2, \quad (3.15)$$

де  $\gamma_2$  - безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

$$\gamma_2 = 4,725 + 0,5 \cdot \ln \rho - \ln(0,5 \cdot D), \quad (3.16)$$

де  $\rho$  - питомий електричний опір, який за замовчуванням приймається рівним 1000 Ом·м.

У разі ремонтного - за наявності паралельно прокладених КЛ або кіл тієї ж самої КЛ, наведена напруга на незаземленому кінці екрану не має бути більшою за 24 В, визначається за формулою:

$$U_3 = I_0 \cdot L \cdot X_{m3}, \quad (3.17)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						63
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де  $X_{m3}$  - погонний індуктивний опір екрану кабелю, Ом/км, розраховується за формулою:

$$X_{m3} = 0,0628 \cdot \gamma_3, \quad (3.18)$$

де  $\gamma_3$  - безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

$$\gamma_3 = \ln \left( \frac{0,87 \cdot \beta + \alpha + 0,5}{0,25 \cdot \beta^2 + (0,5 + \alpha)^2} \right), \quad (3.19)$$

де  $\alpha$  - безрозмірний параметр, який визначається як відношення найменшої відстані між двома КЛ до діаметру кабелю.

Результати розрахунку по формулам (3.11)-(3.19) зводимо в таблицю 3.9.

Таблиця 3.9 – Результати розрахунку вибору способу заземлення екрану кабелю

№ КЛ	$I_0, A$	$L, км$	$\gamma_1$	$U_1^{(3)}, В$	$\gamma_2$	$U_2, В$	$\gamma_3$	$U_3, В$	Виконання умови
1	87,48	4,3	0,69	1,51	12,4	1,83	0,207	4,9	виконується

Для захисту оболонки кабелю при заземленні з одного кінця оберемо ОПН за розрахунком наведеної напруги на кінці екрану кабелю, з урахуванням тривалості режиму зовнішнього КЗ. ОПН обирають за умовою, що наведена напруга на незаземленому кінці екрану не повинна перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, що становить 70 % значення випробувальної напруги постійного струму для оболонки кабелю.

Захист зовнішньої ізоляційної оболонки кабелю за допомогою ОПН можливий за виконання умов:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		64

$$U_1^{(3)} < U_{1f.v},$$

$$U_2 < U_{1f.v} \cdot T(t_{sc}),$$

де  $U_{1f.v}$  - тривало допустима напруга ОПН, кВ.

$T(t_{sc})$  - кратність напруги (приймаємо 1,8).

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 10 кВ.

### 3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС ( $P=1,5$  МВт).
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ.
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ( $u_k=4,5$  %).
4. Довжина кабельної лінії – 4,3 км.
5. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - 1,832 кА.

6. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проектованої СЕС прийнято 3хСП-3-20 1х50 мм та кабель 3хАПвЕгаПу-12/20 1х120/25 мм, прокладка в трикутник.

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи.

Опір системи:

$$z_C \approx x_c = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}}, \text{ Ом} \quad (3.20)$$

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		65

$$r_l = r_0 \cdot \ell_l, \text{ Ом} \quad (3.21)$$

Реактивна складова:

$$x_l = x_0 \cdot \ell_l, \text{ Ом} \quad (3.22)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

$$z_{K2} = \sqrt{z_c^2 + (r_l + x_l)^2}, \text{ Ом.} \quad (3.23)$$

Опір трансформатора:

$$z_m \approx x_m = \frac{u_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{ном}}, \text{ Ом.} \quad (3.24)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

$$z_{K3} = z_{K2} + z_m, \text{ Ом.} \quad (3.25)$$

Результати розрахунку по формулам (3.21)-(3.25) зводимо в таблицю 3.10.

Таблиця 3.10 – Результати розрахунків опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи

$z_c, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3,309	2,44	0,563	4,468	4,961	9,429

Розрахунок струмів короткого замикання в розрахункових точках в максимальному режимі роботи системи.

Розрахункова точка К1.

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ -  $I_{K1}^{(3)} = 1,832$  кА.

Розрахункова точка К2.

Струм КЗ питомий зі сторони ПС 35/10 кВ в точці К2:

$$I_{K2ПС}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K2}}. \quad (3.26)$$

Струм КЗ питомий зі сторони СЕС приведений до сторони 10 кВ:

$$I_{КСЕС}^{(3)} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (3.27)$$

Сумарний струм КЗ в точці К2:

$$I_{K2}^{(3)} = I_{K2ПС}^{(3)} + I_{КСЕС}^{(3)}. \quad (3.28)$$

Розрахункова точка К3.

Струм КЗ питомий зі сторони ПС 35/10 кВ в точці К3 – на шинах 0,4 кВ СЕС, приведений до сторони 10 кВ:

$$I_{K3ПС}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K3}}. \quad (3.29)$$

Сумарний струм КЗ в точці К3:

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3ПС}^{(3)} + I_{КСЕС}^{(3)}. \quad (3.30)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		67

Результати розрахунку по формулам (3.26)-(3.30) зводимо в таблицю 3.11 та таблицю 3.12.

Таблиця 3.11 – Результати розрахунків трифазних струмів КЗ в максимальному режимі роботи системи

$I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2ПС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3ПС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(3)}, \text{кА}$
1,832	1,357	0,082	1,439	0,643	0,725

Таблиця 3.12 – Результати розрахунків двофазних струмів КЗ в максимальному режимі роботи системи

$I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2ПС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3ПС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
1,594	1,181	0,071	1,252	0,56	0,631

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

1. Допустимий робочий струм  $I_{\text{доп}} = 37,4 \text{ А}$ .

2. Струми короткого замикання.

І ст. СВ (струмова відсічка).

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

- відстроювання від стрибка струму намагнічення трансформатору КТП 1000/10/0,4 У1 при наявності напруги в лінії.

Максимальна величина струму при включенні може скласти

$$I_{\text{БТН}} = (3...5) \cdot I_{\text{ном.тр}}$$

Приймаємо коефіцієнт відстроювання захисту  $k_{\text{від}} = 1,2$ .

Номінальний струм трансформатору:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (3.31)$$

Струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з.} = k_{від} \cdot I_{БТН} \cdot I_{ном.} \quad (3.32)$$

Результати розрахунку по формулам (3.31)-(3.32) зводимо в таблицю 3.13.

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

$I_{ном.}, A$	$I_{cз min}, A$	$I_{cз max}, A$	$I_{cз}, A$ для відстроювання
54,9	198	329,9	330

- відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ КТП 1000/10/0,4 У1, приведеного до напруги 10,5 кВ.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з.} = k_{від} \cdot I_{КЗ}^{(3)} \quad (3.33)$$

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{ТА}} \quad (3.34)$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ КТП 1000/10/0,4 У1:

$$k_{\psi} = \frac{k_{cx} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{I_{c.з.}} \quad (3.35)$$

Результати розрахунку по формулам (3.33)-(3.35) зводимо в таблицю 3.14.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		69

Таблиця 3.14 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведеного до напруги 10,5 кВ

$I_{с.з.}, \text{ А}$	$I_y, \text{ А}$	$k_u$
870	29	1,65

У відповідності п. 3.2.26 ПУЕ-2017 найменші коефіцієнти для резервних захистів у разі КЗ у кінці суміжного елемента або найбільш віддаленого з декількох послідовних елементів, які входять до зони резервування мають бути близькими до 1,2.

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацьовування першого ступеню захисту ВС для забезпечення швидкого відключення приймаємо рівній мінімально можливому значенню – менше 0,1 с.

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

Струм спрацьовування захисту:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_{від} \cdot I_{дон}}{k_n}, \quad (3.36)$$

де  $k_n$  - коефіцієнт надійності (1,1);

$k_{від}$  - коефіцієнт відстроювання захисту (1,2);

$k_n$  - коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{сх} \cdot I_{с.з.}}{k_{ТА}}. \quad (3.37)$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ КТП 1000/10/0,4 У1:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		70

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (3.38)$$

Результати розрахунку по формулам (3.36)-(3.38) зводимо в таблицю 3.15.  
Таблиця 3.15 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведеного до напруги 10,5 кВ

$I_{\text{с.з.}}, \text{А}$	$I_{\text{у}}, \text{А}$	$I_{\text{сз}}, \text{А}$ для відстроювання	$k_{\text{ч}}$
76,4	7,64	80	9,72

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацьовування максимального струмового захисту приймаємо рівній значенню 0,5 с. Зведену інформацію про уставки заносимо в таблицю 3.16.

Таблиця 3.16 – Зведена інформація про уставки

Назва	Величина
Уставка СВ1, А	330
Витримка часу СВ1, с	<0,1
Уставка МЗС2, А	80
Витримка часу МЗС2, с	0,5
Уставка ЗНЗ, А	3
Витримка часу ЗНЗ на подачу сигналу, с	9

Розрахунок ємнісних струмів.

Ємнісний погонний струм замикання на землю в місці пошкодження:

$$I_{\text{с}} = 3 \cdot \omega \cdot C_{\text{ф}} \cdot U_{\text{ф}} \cdot 10^{-6}, \quad (3.39)$$

де  $\omega$  - кутова швидкість вектору напруги, с ;

$C_{\text{ф}}$  - ємність фази мережі, мкФ;

$U_{\phi}$  - фазна напруга мережі, В.

Ємнісний струм замикання на землю в місці пошкодження для розглядуваної кабельної лінії:

$$I_{СКЛ} = I_C \cdot \ell_{КЛ}. \quad (3.40)$$

Результати розрахунку по формулам (3.39)-(3.40) зводимо в таблицю 3.17.

Таблиця 3.17 – Результати розрахунку ємнісних струмів

$C_{\phi КЛ}$ , мкФ	$\omega$ , с <sup>-1</sup>	$U_{\phi}$ , В	$I_C$ , А/км	$I_{СКЛ}$ , А
0,229	314	6062,2	1,31	5,62

У відповідності з ГКД 34.20.172-95 «Типова інструкція по компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6-35 кВ» компенсація повинна застосовуватись в кабельних мережах 10 кВ при значеннях ємнісного струму більше 20 А. Оскільки сумарний ємнісний струм замикання на землю мереж 10 кВ СЕС не перевищує даного значення, встановлення пристроїв компенсації ємнісних струмів не передбачається.

Функціонування інверторного обладнання.

Контролер виконує наступні функції автоматики та захисту (згідно керівництва по експлуатації):

- моніторинг параметрів вхідної напруги постійного струму та вихідної напруги змінного струму;
- контроль технологічних параметрів інвертора;
- контроль реактивної потужності;
- контроль активної потужності;
- інтерфейс заземлення;
- відхилення напруги/частоти;
- максимальний струмовий захист;
- захист від min/max частоти;

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		72

- захист від перенапруги (при перевищенні напруги змінного струму (значення встановленої уставки) інверторне обладнання блокує видачу потужності в мережу. Уставку спрацювання захисту від підвищення напруги обираємо виходячи з умови недопущення підвищення напруги більш ніж на 10 %;

- відключення від електророзподільної мережі протягом 2 с в разі переривання напруги в електророзподільній мережі;

- після відключення в результаті відхилення від норми параметрів електророзподільної мережі фотоелектрична система не повинна бути повторно підключена до мережі протягом інтервалу часу від 20 с до 5 хв з моменту відновлення нормальних значень напруги і частоти.

Контролер інверторного обладнання виконує функції синхронізації з мережею, контроль параметрів якості напруги, релейного захисту при нормальних, аварійних та післяаварійних режимах роботи. В нормальному режимі інверторне обладнання вмикається в роботу автоматично за наявності відповідної інтенсивності освітлення та наявності напруги в мережі, синхронізуючись з її параметрами. При аварійних ситуаціях і зниженні напруги в мережі інверторне обладнання відключається.

Таким чином, встановлене на СЕС інверторне обладнання запобігає несинхронному включенню в мережу.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		73

## 4 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

### Вітроенергетика України

На сьогоднішній день у розвинених країнах існує великий запит на перехід до кліматично нейтрального світу через скорочення викидів у атмосферу вуглекислого газу до 2050 року. Одним із рішень, які сприяють зменшенню викидів, називають розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Для досягнення цілей декарбонізації Міжнародне Енергетичне Агентство рекомендує вдвічі пришвидшити темпи будівництва та введення в експлуатацію сонячних та вітрових електричних станцій так як вони є найдешевшим доступним джерелом нової генерації електричної енергії. Очікується, що таким чином вийде скоротити понад половину викидів вуглекислого газу в атмосферу.

Вітер є одним з найбільш потужних джерел енергії у світі, тому його використання є одним із найдавніших відомих способів використання даної потужності із навколишнього середовища.

За підрахунками вчених, загальний вітроенергетичний потенціал Землі в 30 разів перевищує річне споживання електроенергії в усьому світі. Однак, використовується лише мізерна частка цієї енергії.

У попередньому 2024 році в багатьох розвинених країн вітрова енергетика продовжує утримувати лідерство серед найбільш динамічних технологій по виробництву електричної енергії, яка все більше витісняє викопне паливо з ринку.

В минулому році світова вітроенергетика показала найкращий річний результат за всю історію свого існування, так як було збудовано 117 ГВт нових потужностей, які забезпечили 20% приросту нової генерації в світовому енергосекторі. Швидке зростання вітроенергетики відзначають в Азії, Північній Америці, продовжують розвивати потенціал такі країни Європейського Союзу як Іспанія, Данія, Ірландія. Глобальними ж лідерами за обсягами нових

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

вітроенергетичних потужностей в минулому році стали: Китай; США; Німеччина; Бразилія та Індія.

За даними Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики (IRENA), за два десятиліття встановлена потужність вітрової генерації у світі зростає майже в 75 разів – з 7,5 ГВт у 1997 році до приблизно 564 ГВт до 2018 року. Сьогодні потужність вітрових електростанцій складає 730 ГВт і демонструє оптимістичні тенденції у майбутньому.

Україна володіє розвинутою промисловістю і системою транспорту з надзвичайно енергоємними виробництвами і енергетикою, на 84% базується на імпортованих енергоносіях. В епоху загального скорочення світових запасів енергоресурсів, посилення боротьби за володіння цими ресурсами або за доступ до них та зростання цін на імпортовані енергоносії назріла необхідність впровадження нових джерел енергії, що забезпечують енергетичну незалежність та енергетичну безпеку країни.

Україна має досить високий кліматичний потенціал вітрової енергії, який забезпечує продуктивну роботу не лише автономних вузлів живлення, але й достатньо потужних вітряних електростанцій. Зростає необхідність у визначенні найкращих місць використання вітрової енергії, базуючись на її значному кліматичному потенціалі.

Найважливішою характеристикою, що визначає енергетичну цінність вітру, є його швидкість. У силу ряду метеорологічних чинників (збурення атмосфери, зміни сонячної активності, кількості теплової енергії, що поступає на Землю, та інших причин), а також внаслідок впливу рельєфних умов безперервна тривалість вітру в певній місцевості, його швидкість і напрямок змінюються за випадковим законом. Тому потужність, яку може виробляти вітроустановка в різні періоди часу, вдається передбачати з дуже малою ймовірністю. У той же час сумарне вироблення агрегату, особливо за тривалий проміжок часу, можна розрахувати з високим рівнем достовірності, так як середня швидкість вітру і частота розподілу швидкостей протягом року або сезону змінюються мало.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

Середні значення швидкостей в даному районі, як правило, визначають за даними спостережень на метеостанціях, а в ряді випадків - за матеріалами анеморозвідок.

За даними Інституту відновлюваної енергетики НАН України найбільш сприятливі зони для використання енергії вітру знаходяться на узбережжях Чорного та Азовського морів, на території Кримських та Карпатських гір, у Одеській, Миколаївській та Херсонській областях (рис.4.1).



Рисунок 4.1 – Карта швидкості вітру на висоті 10 м

У 1997 році запрацювала перша ВЕС на території України – Трускавецька, а вже за три роки в Україні працювало 134 турбіни.

Головний етап у розвитку вітряних електростанцій в Україні розпочався 2009 року, після запровадження Урядом України «Зеленого тарифу». На кінець 2012 року потужність вітроелектростанцій в Україні становила майже 263 МВт, а через сім років Україна увійшла до «Гігаватного клубу». Він об'єднує країни, встановлена вітроенергетична потужність яких перевищує 1000 МВт.

За даними Національної енергетичної компанії, «Укренерго», загальна встановлена потужність вітроенергетичного сектору в Україні до кінця 2021 року виросла до 1750 МВт.

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Енергетичною стратегією України до 2035 року, прийнятою у серпні 2017 року, передбачається підвищення енергоефективності та використання енергії із відновлювальних та альтернативних джерел. Впровадження заходів із запобігання та адаптації до зміни клімату визначається як один із пріоритетів розвитку енергетики. Частка ВДЕ в енергетичній системі України до 2030 року повинна складати 12%, а до 2035 року – не менше 25%.

Водночас дуже важливо, щоб цей процес відбувався з урахуванням можливості нашої економіки стимулювати розвиток відновлюваної енергетики та енергосистеми України прийняти такі об'єкти. При цьому українським споживачам має бути гарантоване надійне, якісне та безперебійне постачання електричної енергії незалежно від будь-яких погодних умов.

У майбутній перспективі ВДЕ мають частково замінити електроенергію з вугільних ТЕС, які за прогнозом до 2031 року зменшать свої обсяги виробництва електроенергії на майже 12%. Реалізація такого сценарію розвитку ВДЕ в Україні вимагає підвищення гнучкості енергосистеми.

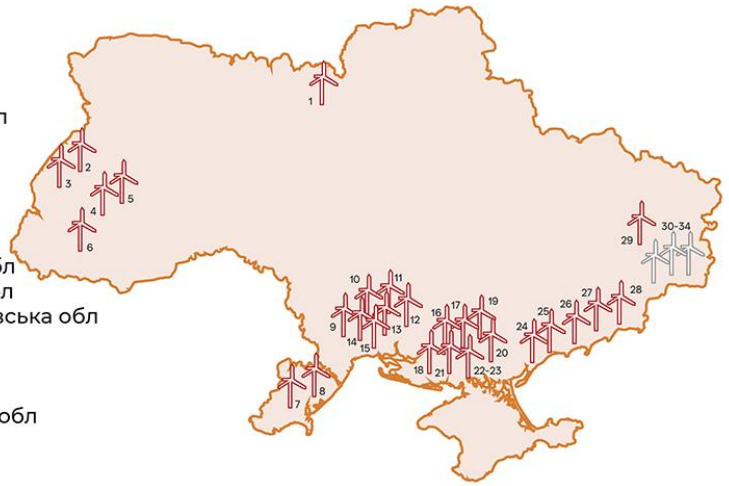
В УВЕА прогнозують, що через 7 років в Україні може з'явитись ринок офшорної вітроенергетики (вітроелектростанції морського базування). Перший офшорний вітроенергетичний проєкт в Україні потужністю 100 МВт можна очікувати вже у 2028 році.

Динамічний розвиток вітрової енергетики неможливий без стабільності енергетичної системи, оскільки ефективність генерації електроенергії з ВДЕ залежить від погодних умов. Тому подальший розвиток повинен відбуватися разом з будівництвом систем зберігання та накопичення енергії, маневрових потужностей та гібридних ВДЕ електростанцій.

В Україні на період до 2022 року «Зелену» електроенергію виробляли 34 найбільші вітрові електростанції (рис.4.2). Найбільшими з них є Ботієвська, Приморська, Мирненська, Орлівська, Овер'янівська та Новоазовська ВЕС. Усі ВЕС першої сімки, крім Боївської та Приазовської, ввели в експлуатацію у 2019 році.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		77

1. Вітрогенератор Бонус, Київська обл
2. ВЕС Старий Самбір 1, Львівська обл
3. ВЕС Старий Самбір 2, Львівська обл
4. Зборівська ВЕС, Тернопільська обл., с.
5. ВЕС Біоенергопродукт, Тернопільська обл
6. ВЕС Шевченкове - 1 (перша лінія), Івано-Франківська обл
7. ВЕС Овід Вінд, Одеська обл
8. Дністровська ВЕС, Одеська обл
9. ВЕС Южне Енерго, Одеська обл
10. Вітропарк Очаківський, Миколаївська обл
11. Вітропарк Благодатний, Миколаївська обл
12. Вітропарк Причорноморський, Миколаївська обл
13. Вітропарк Південний, Миколаївська обл
14. Вітропарк Щасливий, Миколаївська обл
15. Вітропарк Швидкий, Миколаївська обл
16. ВЕС "ТОВ Синха Енерджи" Миколаївська обл
17. Новоросійська ВЕС, Херсонська обл
18. ВЕС Ставки, Херсонська обл
19. ВЕС Берегова, Херсонська обл
20. Новороцька ВЕС, Херсонська обл
21. Оверянська ВЕС, Херсонська обл
22. Мирненська ВЕС, Херсонська обл
23. Сиваська ВЕС (2006 р.), Херсонська обл
24. Сиваська ВЕС (2019 рік) Херсонська обл
25. Ботіївська ВЕС, Запорізька обл
26. ВЕС Приморська 1, Запорізька обл
27. ВЕС Приморська 2, Запорізька обл
28. Орлівська ВЕС, Запорізька обл



29. Запорізька ВЕС, Запорізька обл
30. Краматорська ВЕС, Донецька обл
31. ВЕС ВЕС Вітроенергопром, Донецька обл
32. Вітропарк Новоазовський, Донецька обл
33. Вітропарк Краснодарський, Луганськ
34. Вітропарк Лутугинський, Луганськ

Рисунок 4.2 – Найбільші вітрові електростанції в Україні до 2022 року

До повномасштабного вторгнення вітрова генерація становила близько 2,5% в енергобалансі України, а зараз цей показник знизився до 1,2% через окупацію вітрових електростанцій на півдні. Під час повномасштабної війни частина цих потужностей була знищена або втрачена на тимчасово окупованій території.

Станом на зараз загальна встановлена потужність вітроелектростанцій в Україні становить 1,82 ГВт, проте близько 1,3 ГВт перебувають під окупацією в Луганській, Донецькій, Херсонській та Запорізькій областях. Загальна ж тенденція зміни загальної встановленої потужності вітроенергетичного сектору України представлена на рисунку 4.3.

Для відновлення потужностей вітроелектростанцій 13 серпня 2024 року Уряд затвердив Нацплан дій з відновлюваної енергетики до 2030-го, який передбачає досягнення 24 ГВт потужностей ВДЕ в Україні і 27% частки ВДЕ у валовому кінцевому споживанні енергії.

В умовах очевидного дефіциту електроенергії, необхідно сфокусуватися на тому, що можна швидко побудувати. Станом на зараз в Україні підготовлено до





У 2023 році в Україні ввели в експлуатацію три нові ВЕС загальною потужністю 238 МВт в Одеській, Миколаївській та Львівській областях. Зокрема, в гірській місцевості Львівської області компанія Eсо Optima в грудні 2023-го ввела в експлуатацію Сколівську ВЕС.

Водночас, у ДТЕК ВДЕ розробляють проекти перспективних ВЕС в різних регіонах – це Полтавська ВЕС потужністю 650 МВт і найсвіжіший проект компанії, який знаходиться в девелопменті – Подільська ВЕС на Вінничині очікуваною потужністю 500 МВт.

Для швидкого розвитку вітрової енергетики крім війни заважають також ряд інших проблем.

Серед найбільших з них - борги на ринку електроенергії, неможливість укласти довгострокові контракти на продаж будь-якої електроенергії та відсутність інституту страхування інвестицій, що ускладнює залучення фінансування.

Суттєвим ускладненням при реалізації великих вітрових проектів є залежність від логістики постачання обладнання.

Довести потужні промислові турбіни можливо тільки морем. Жоден виробник вітротурбін не довозить обладнання до майданчиків, як це було раніше до повномасштабного вторгнення 2022 року. Тому дуже потрібен надійний морський коридор для постачання високотехнологічного габаритного обладнання.

Зважаючи на вище перераховані проблеми в розвитку великої вітроенергетики міні вітроелектростанції малої генерації потужністю до 2-20 кВт мають свою перспективу розвитку.

Втім, встановлення таких міні вітрових станцій є поодинокими і не набули широкого поширення. Причин цьому є суттєвий термін окупності такої станції, який складає до 10 років. Це вдвічі довше за сонячні домашні електростанції. Різниця пояснюється вищою ціною на обладнання, адже вітрова установка – це складніше інженерне рішення, ніж сонячна станція.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		81

Проте міні вітрові станції доцільно встановлювати у віддалених місцевостях, де не проведено ліній електропередач.

Незважаючи на ряд проблем, які виникають при генеруванні вітроенергії, майбутнє - за альтернативними джерелами енергії, бо вони майже безплатні, безпечні і не пов'язані із шкідливими викидами. Ще одна перевага - автономність, відсутність необхідності передавати енергію на великі відстані, що супроводжується її великими втратами та забрудненням довкілля, наприклад електромагнітним при транспортуванні електроенергії високої напруги.

Проблема впровадження альтернативних джерел енергії особливо актуальна для України, промисловість якої витрачає в 4-5 разів більше енергії, ніж будь-яка країна Європи, що робить продукцію на рівні неконкурентності. Враховуючи низькі запаси природного газу в Україні, економне використання електроенергії та впровадження альтернативних джерел енергії є дуже важливою задачею.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		82

## ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

У роботі виконано розрахунок струмових навантажень на систему тягового електропостачання, зроблено вибір контактної підвіски та її перевірку за нагрівом, проведено механічний розрахунок контактної підвіски, розраховано струми короткого замикання та зроблено вибір необхідного обладнання тягової підстанції, зроблено проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst, виконано розрахунок кабельної лінії електропересилання та вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії. Виконано аналіз сучасних вітроенергетичних установок та вітрової енергетики в Україні.

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Л-М 110 кВ.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		83

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Енергетика тягових мереж: монографія / Сиченко В.Г., Кузнецов В.Г., Босий Д.О., Саблін О.І. Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. 210 с.

2. Дьяков В.О., Босий Д. О., Антонов А. В. Контактна мережа електрифікованих залізниць. Улаштування контактної мережі. Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. 220 с.

3. Бондар І. Л., Бондар О. І., Сиченко В. Г. Електричні системи та мережі нетягових споживачів залізничного транспорту: навч.посібник. Д.: Вид-во, 2009. 180 с.

4. Друбецька Т.І., Бойко А.М. Тягові підстанції електрифікованих залізниць. Київ: Каравела, 2022. 338 с.

5. Букович Н. В. Розрахунок струмів короткого замикання електроенергетичних систем. Львів, Вища шк. Вид-во при Львів. ун-ті, 1988. 340 с.

6. Кирик В.В. Електричні системи та мережі: навчальний посібник. К: Видавництво «Політехніка», 2014. 131 с.

7. Козярьський Д.П., Майструк Е.В., Козярьський І.П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.

8. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. 533 с.

9. Адаменко О., Височанський В., Лютко В. Альтернативні палива та інші нетрадиційні джерела енергії. Івано-Франківськ: Полум'я, 2000. 255 с.

10. Дикий М. О. Поновлювальні джерела енергії: Підручник. К.: Вища шк., 1993. 351 с.

11. Сидоров В. І. Технології гідро- та вітроенергетики. Черкаси: Вертикаль, 2016. 166 с.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		84

12. Праховник А.В. Гармонія шляхів України з енергетики та енергоефективності до світових тенденцій. Київ. К.: Знання, 2003. 100 с.

13. Вітрова енергетика в Україні та світі: веб-сайт. URL: <https://hmarochos.kiev.ua/2022/01/18/vitrova-energetyka-v-ukrayini-ta-sviti/> (дата звернення: 02.06.2025).

14. Вітроенергетика поставила низку рекордів у 2024 році: веб-сайт. URL: <https://100re.org.ua/vitroenergetyka-postavyla-nyzku-rekordiv-u-2024-roczy/> (дата звернення: 03.06.2025).

15. Вітрові електростанції: веб-сайт. URL: <https://www.stemsolar.net/vitrovi-elektrostantsii/> (дата звернення: 03.06.2025).

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		85