

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 Ф-Х 110 кВ. Джерела оперативного струму електричних станцій та підстанцій

за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання

зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕС22120:


(підпис студента)

/ Ілля МИРОНЕНКО /

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник:


(підпис)

/ доцент Денис ЗЕМСЬКИЙ /

(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Нормоконтролер:

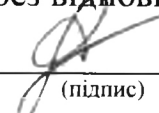

(підпис)

/ 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 substations F-X 110 kV. Sources of operational current of power plants and substations

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:

/ Illya MYRONENKO /

(name, surname)

Scientific Supervisor:

/ Ass. Prof. Denis ZEMSKY /

(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 ПРІЗВИЩЕ)

Дата _____

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

студенту

Мироненку Іллі Віталійовичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Ф-Х 110 кВ. Джерела оперативного струму електричних станцій та підстанцій

Керівник роботи: Земський Денис Романович, д-р. філос., 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: Джерела оперативного струму електричних станцій та підстанцій

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	23.05.2025	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	12.06.2025	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	25.06.2025	

Студент

_____ (підпис)

Ілля МИРОНЕНКО

_____ (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Денис ЗЕМСЬКИЙ

_____ (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти Мироненко І.В. на тему:

«Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Ф-Х 110 кВ. Джерела оперативного струму електричних станцій та підстанцій»

Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	87 стор.
Демонстраційний матеріал	1	18 слайдів

Керівник: _____ / Денис ЗЕМСЬКИЙ /

Нормоконтролер: _____ / Ірина ПОТАПЧУК /

Завідувач кафедри ІСЕ: _____ / Дмитро БОСИЙ /

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:
87 с., 29 рис., 37 табл., 11 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями Ф-Х 110 кВ.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями Ф-Х 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 роз'єднувачів, визначення обладнання для сонячних станцій. Дані результати можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Ф-Х 110 кВ.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОНТАКТНА МЕРЕЖА, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, АКУМУЛЯТОР, ДЖЕРЕЛА СТРУМУ

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	9
1.1 Струмозподіл у тяговій мережі.....	9
1.1.1 Навантаження тягових підстанцій.....	9
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.....	20
1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	23
1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки	25
2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ	32
2.1 Розрахунок потужності трансформаторів.....	32
2.2 Розрахунок струмів к.з.....	35
2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	46
2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	47
2.5 Проектування сонячної електростанції.....	49
3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	58
3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	58
3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.....	66
4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ.....	75
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	86
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	87

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Ф-Х 110 кВ. Джерела оперативного струму електричних станцій та підстанцій	<i>Літера</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розробив</i>		<i>Мироненко</i>					7	87
<i>Консульт.</i>								
<i>Керівник</i>		<i>Земський</i>						
<i>Н. контр.</i>		<i>Потапчук</i>						
<i>Зав.каф.</i>		<i>Босий</i>				ДНУЗТ, ІСЕ, гр. ЕС22120		

ВСТУП

Сукупність електротехнічних пристроїв від генераторів електростанцій до тягової мережі складає систему електропостачання електрифікованих залізниць. Системи тягового електропостачання корінним чином відрізняються від систем електропостачання промислових підприємств, що зумовлено навантаженнями, які змінюються в координатах часу та простору.

Основне призначення системи тягового електропостачання полягає в забезпеченні експлуатаційної роботи електрифікованих залізниць. Для цього необхідно, щоб загальна потужність всіх елементів системи була достатньою для забезпечення кожному електровозу необхідної потужності в різноманітних умовах роботи залізничного транспорту. Розв'язання поставленої задачі можливе лише за умови правильного вибору параметрів системи електропостачання, тобто забезпечення роботи обладнання в допустимих для нього межах по навантаженню та дотримання необхідної якості електроенергії.

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

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

1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Струмозподіл у тяговій мережі

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

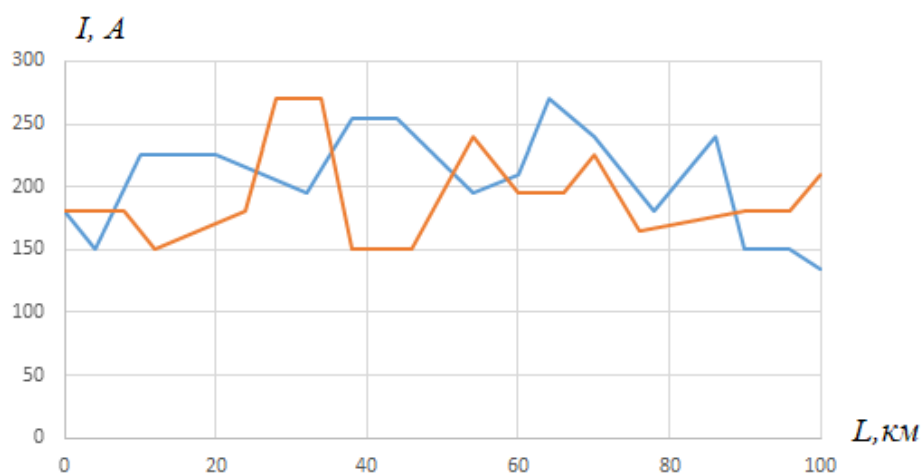


Рисунок 1.1 – Струми поїздів на ділянці

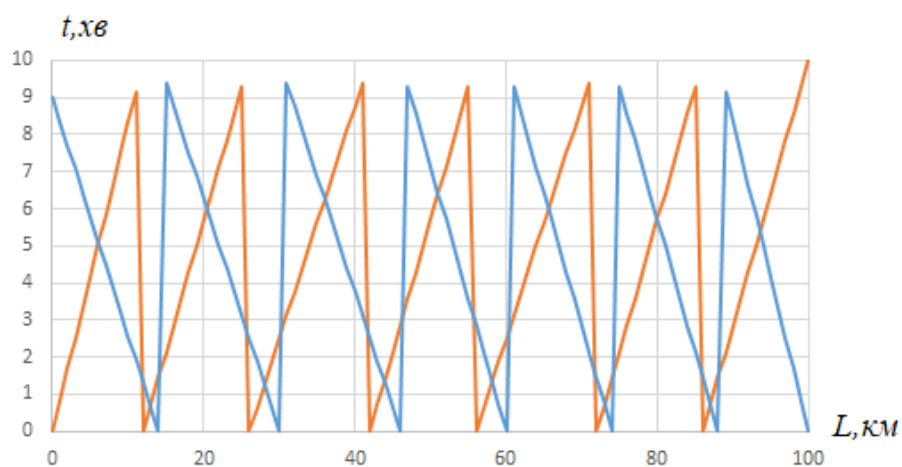


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

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):

$$I_1 = 189,3 \text{ А}, \quad I_2 = 224,6 \text{ А}, \quad I_3 = 93,3 \text{ А}, \quad I_4 = 102,9 \text{ А}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 229,8 \text{ А}, \quad I_{e2} = 253,4 \text{ А}, \quad I_{e3} = 114,5 \text{ А}, \quad I_{e4} = 109,1 \text{ А}.$$

Струми фідерів підстанції визначаються для трьох 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;

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.

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

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

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

$$n_{01} = \frac{28,1}{10} = 2,81 \text{ пар};$$

$$n_{02} = \frac{23,6}{10} = 2,36 \text{ пар};$$

$$n_{03} = \frac{25,2}{10} = 2,52 \text{ пар};$$

$$n_{04} = \frac{24,8}{10} = 2,48 \text{ пар}.$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення [1]:

1) для консольного живлення:

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

2) для двостороннього живлення:

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

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів.

$$I_{\phi 1} = \frac{2,81 \cdot 80 \cdot 189,3}{144} = 295,5 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,36 \cdot 80 \cdot 224,6}{144} = 294,5 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{2,92 \cdot 80 \cdot 93,3}{144} = 130,6 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,48 \cdot 80 \cdot 102,9}{144} = 141,8 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,81 \cdot 80}{3 \cdot 144} \cdot 229,8^2 + \frac{2,81 \cdot \left(2,81 - \frac{4}{3}\right) \cdot 80^2}{144^2} \cdot 189,3^2} = 394,7 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,36 \cdot 80}{3 \cdot 144} \cdot 253,4^2 + \frac{2,36 \cdot \left(2,36 - \frac{4}{3}\right) \cdot 80^2}{144^2} \cdot 224,6^2} = 387,3 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,52 \cdot 80}{3 \cdot 144} \cdot 114,5^2 + \frac{2,52 \cdot \left(2,52 - \frac{4}{3}\right) \cdot 80^2}{144^2} \cdot 93,3^2} = 180,3 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,48 \cdot 80}{3 \cdot 144} \cdot 109,1^2 + \frac{2,48 \cdot \left(2,48 - \frac{4}{3}\right) \cdot 80^2}{144^2} \cdot 102,9^2} = 176,5 \text{ A}$$

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

Режим згущення поїздів.

$$I_{\phi 1} = \frac{2,81 \cdot 130 \cdot 189,3}{144} = 480,2 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,36 \cdot 130 \cdot 224,6}{144} = 478,5 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{2,92 \cdot 130 \cdot 93,3}{144} = 212,3 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,48 \cdot 130 \cdot 102,9}{144} = 230,4 \text{ A};$$

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,81 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 229,8^2 + \frac{2,81 \cdot \left(2,81 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 189,3^2} = 547,5 \text{ A};$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,36 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 253,4^2 + \frac{2,36 \cdot \left(2,36 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 224,6^2} = 531,1 \text{ A};$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,52 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 114,5^2 + \frac{2,52 \cdot \left(2,52 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 93,3^2} = 246,9 \text{ A};$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,48 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 109,1^2 + \frac{2,48 \cdot \left(2,48 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 102,9^2} = 245,1 \text{ A}.$$

Аналогічні розрахунки проводимо для режиму максимальних розмірів руху.

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

$$I_{\phi 1} = \frac{2,81 \cdot 144 \cdot 189,3}{144} = 531,9 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,36 \cdot 144 \cdot 224,6}{144} = 530,1 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{2,92 \cdot 144 \cdot 93,3}{144} = 235,1 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,48 \cdot 144 \cdot 102,9}{144} = 255,2 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,81 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 229,8^2 + \frac{2,81 \cdot \left(2,81 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 189,3^2} = 588,7 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,36 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 253,4^2 + \frac{2,36 \cdot \left(2,36 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 224,6^2} = 569,5 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,52 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 114,5^2 + \frac{2,52 \cdot \left(2,52 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 93,3^2} = 264,7 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,48 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 109,1^2 + \frac{2,48 \cdot \left(2,48 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 102,9^2} = 263,6 \text{ A}.$$

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

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

$$I_{нл} = \sum_i^v I_{\phi i}, \quad (1.6)$$

де v – кількість фідерів даного плеча живлення, шт.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

$$I_{нл}^2 = \left(\sum_1^v I_{\phi i} \right)^2 + \sum_1^v I_{\phi ei}^2 - \sum_1^v I_{\phi i}^2. \quad (1.7)$$

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{лів} = 295,5 + 294,5 = 590 \text{ А};$$

$$I_{нр} = 130,6 + 141,8 = 272,4 \text{ А};$$

$$I_{елів} = \sqrt{590^2 + (394,7^2 + 387,3^2) - (295,5^2 + 294,5^2)} = 692,7 \text{ А};$$

$$I_{енр} = \sqrt{272,4^2 + (180,3^2 + 176,5^2) - (130,6^2 + 141,8^2)} = 317,3 \text{ А}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{лів} = 480,2 + 478,5 = 958,7 \text{ А};$$

$$I_{нр} = 212,3 + 230,4 = 442,7 \text{ А};$$

$$I_{елів} = \sqrt{958,7^2 + (547,5^2 + 531,1^2) - (480,2^2 + 478,5^2)} = 1020,5 \text{ А};$$

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

$$I_{енр} = \sqrt{442.7^2 + (246.9^2 + 245.1^2) - (212.3^2 + 230.4^2)} = 467.8 \text{ А.}$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{лів} = 531.9 + 530.1 = 1062 \text{ А;}$$

$$I_{нр} = 235.1 + 255.2 = 490.3 \text{ А;}$$

$$I_{елів} = \sqrt{1062^2 + (588.7^2 + 569.5^2) - (531.9^2 + 530.1^2)} = 1111.2 \text{ А;}$$

$$I_{енр} = \sqrt{490.3^2 + (264.7^2 + 263.6^2) - (235.1^2 + 255.2^2)} = 509.5 \text{ А.}$$

1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз *a* і *c*

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

– 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*

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

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

– 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:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 590^2 + 272,4^2 + 2 \cdot 590 \cdot 272,4} = 445,7 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{590^2 + 272,4^2 - 590 \cdot 272,4} = 170,5 \text{ А};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 272,4^2 + 590^2 + 2 \cdot 590 \cdot 272,4} = 327,7 \text{ А};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 692,7^2 + 317,3^2 + 2 \cdot 590 \cdot 272,4} = 510,1 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{692,7^2 + 317,3^2 - 590 \cdot 272,4} = 216 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 317,3^2 + 692,7^2 + 2 \cdot 590 \cdot 272,4} = 365,8 \text{ А}.$$

Для режиму згущення поїздів:

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

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 958,7^2 + 442,6^2 + 2 \cdot 958,7 \cdot 442,6} = 724,3 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{958,7^2 + 442,6^2 - 958,7 \cdot 442,6} = 277 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 442,6^2 + 958,7^2 + 2 \cdot 958,7 \cdot 442,6} = 532,4 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1020,5^2 + 467,8^2 + 2 \cdot 958,7 \cdot 442,6} = 762,5 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1020,5^2 + 467,8^2 - 958,7 \cdot 442,6} = 304,8 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 467,8^2 + 1020,5^2 + 2 \cdot 958,7 \cdot 442,6} = 554,3 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1062^2 + 490,3^2 + 2 \cdot 1062 \cdot 490,3} = 802,3 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1062^2 + 490,3^2 - 1062 \cdot 490,3} = 306,9 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 490,3^2 + 1062^2 + 2 \cdot 1062 \cdot 490,3} = 589,8 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1111,2^2 + 509,5^2 + 2 \cdot 1062 \cdot 490,3} = 832,7 \text{ A};$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		18

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1111,2^2 + 509,5^2 - 1062 \cdot 490,3} = 328,9 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 509,5^2 + 1111,2^2 + 2 \cdot 1062 \cdot 490,3} = 606,7 \text{ А}.$$

Результати розрахунку струморозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струморозподілу

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
Фідер 1	295,5	394,7	480,2	547,5	531,9	588,7
Фідер 2	294,5	387,3	478,5	531,1	530,1	569,5
Фідер 3	130,6	180,3	212,3	246,9	235,1	264,7
Фідер 4	141,8	176,5	230,4	245,1	255,2	263,6
Ліве плече	590	692,7	958,7	1020,5	1062	1111,2
Праве плече	272,4	317,3	442,6	467,8	490,3	509,5
Фаза «а»	445,7	510,1	724,3	762,5	802,3	832,7
Фаза «b»	170,5	216	277	304,8	306,9	328,9
Фаза «с»	327,7	365,8	532,5	554,3	589,8	606,7

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, мм²;

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 ΔW_p – річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на міжпідстанційній зоні, кВт·год;

ℓ – 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 двоколійних та багатоколійних ділянках повинна передбачати підключення постів секціонування та пунктів паралельного з'єднання контактних підвісок. Для визначення B_0 для вузлової схеми живлення можна скористатись виразом:

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

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

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

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

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

T – розрахунковий період, год;

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

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

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

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

$N_{0нар}$, $N_{0неп}$ – 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:

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

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 різних схем живлення.

$$I_{неп} = \frac{1}{2 \cdot 28} \left[(180 + 180)2,5 + (180 + 150)3,3 + (150 + 180)8,6 + (180 + 270)2,7 + (270 + 270)3,8 + (270 + 150)2,5 + (150 + 150)4,6 \right]$$

$$I_{неп} = 187,9 \text{ А}$$

$$I_{нар} = \frac{1}{2 \cdot 25,2} \left[(150 + 225)3,2 + (225 + 225)6,3 + (225 + 195)7,5 + (195 + 255)3,8 + (255 + 255)3,8 + (255 + 245)0,6 \right]$$

$$I_{нар} = 221,5 \text{ А}$$

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

$$W_{неп} = 187,9 \cdot 25 \cdot 0,467 = 2193,7 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{нар} = 221,5 \cdot 25 \cdot 0,42 = 2325,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_m = 2193,7 \cdot 80 + 2325,8 \cdot 80 = 361560 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Тоді для вузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 361560^2}{24 \cdot 25^2} \left[2,95 \left[\frac{24}{80 \cdot 0,467 + 80 \cdot 0,42} + 0,46 \left(0,25 - \frac{0,167}{0,467 + 0,42} \right) \right] \right] \left[\frac{4}{3} \frac{0,167}{0,467 + 0,42} \left(1,1 \frac{144 \cdot 0,467 + 144 \cdot 0,42}{80 \cdot 0,467 + 80 \cdot 0,42} - 1 \right) + 1 \right]$$

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

$$B_0 = 462486 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

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

$$F_{me} = 0,46\sqrt{462486} = 312,6 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{312,6}{2} = 156,3 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

Для трьохвузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 361560^2}{24 \cdot 25^2} \left[\frac{24}{80 \cdot 0,467 + 80 \cdot 0,42} + 0,46 \left(1 - \frac{0,167}{0,467 + 0,42} \right) \right]$$

$$B_0 = 415517 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

$$F_{me} = 0,46\sqrt{415517} = 296,6 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{296,6}{2} = 148,3 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

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 [2]

Тип підвіски	Переріз у мідному еквіваленті, мм ²	Тривалий допустимий струм при 15 %-му зношенні контактних проводів, А
М-95 + 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_{ϕ} – 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 α – 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.

$$\alpha = \frac{0,467}{0,467} = 1$$

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

$$k_{\phi} = \frac{0,36 \cdot 1,0^2}{2,81} + 1 = 1,13$$

$$I_{роз} = 480,2 \cdot 2,0 \cdot 1,13 = 1084 \text{ А} > 1060 \text{ А.}$$

Умова перерізу контактної підвіски за нагрівом не виконується, тому приймаємо тип контактної підвіски М95+НЛФ-100, для якої тривалий допустимий струм при 15% зношенні контактного проводу - 1130 А.

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

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:

$$l_e = \sqrt{\frac{5 \cdot 45^3 + 10 \cdot 70^3 + 6 \cdot 55^3 + 3 \cdot 50^3}{5 \cdot 45 + 10 \cdot 70 + 6 \cdot 55 + 3 \cdot 50}} = 61,2 \text{ м.}$$

Розрахунковий режим визначається за формулою:

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

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

де α – коефіцієнт температурного лінійного розширення матеріалу тросу, $1/^\circ\text{C}$ [2].

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

$$\ell_{кр} = 1600 \cdot \sqrt{408 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(-5 - (-35))}{2,006^2 - 1,807^2}} = 203,3 \text{ м.}$$

Так як $\ell_{кр} > \ell_e$ отже розрахунковим буде режим мінімальної температури.

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

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

де αES – 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:

$$A = -35 - \frac{1,807^2 \cdot 61,2^2}{408 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{1600}{20,37} = 31,84 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$B = \frac{1,807^2 \cdot 61,2^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,9975 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}.$$

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

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

Таблиця 1.3 – Результати розрахунків

T_x , даН	1600	1400	1200	1000	800	600	400
t_x , °С	-35	-21,6	-6,3	12,7	39,4	85,6	199,5

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину

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

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

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

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

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

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

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу:

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

Значення T_0 підбираємо ітераційним методом: $T_0 = 1277$ даН.

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

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

$$B_2 = \frac{q_{н2}^2 \ell_e^2}{24\alpha}. \quad (1.30)$$

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

$$B_2 = \frac{1,918^2 \cdot 61,2^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 3,377 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С}$$

$$T_2 = 1221 \text{ даН.}$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

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

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

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

$$B_v = \frac{2,006^2 \cdot 61,2^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 3,6942 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С}$$

$$T_v = 1134 \text{ даН.}$$

Стріла прогину контактного проводу:

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

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

де e_n – відстань від осі опори до опорної струни в прогоні ℓ_n , м;

ℓ_n – прогін, в якому розташовується пішохідний місток, м.

Підставляючи значення у формулу (1.33) отримаємо:

$$f_{xi} = \frac{1,807(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1600 + 1000)} \left(1 - \frac{1600}{1277}\right) = -0,055 \text{ м.}$$

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

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

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

H – натяг ресорного троса, даН.

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

$$F_{xn} = \frac{1}{1600} \left(\frac{1,807 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,055) 1000 \right) = 0,792 \text{ м.}$$

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:

$$B_p = \frac{0,834^2 \cdot 61,2^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 6,3852 \cdot 10^6 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С}$$

$$T_{px} = 1424 \text{ даН.}$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса

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

Підставляючи значення у формулу (1.37) отримаємо:

$$F_{pxn} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 1424} = 0,36 \text{ м.}$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Монтажна Таблиця

$t_x, \text{°С}$	-35	-30	-20	-12,5	0	10	20	30
$T_x, \text{даН}$	1600	1522	1380	1277	1128	1026	938	860
$f_x, \text{м}$	-0,055	-0,043	-0,019	0	0,031	0,055	0,077	0,099
$F_{xn}, \text{м}$	0,792	0,824	0,892	0,949	1,047	1,128	1,209	1,294
$T_{px}, \text{даН}$	1424	1329	1158	1025	837	705	600	518
$F_{px}, \text{м}$	0,36	0,384	0,441	0,498	0,61	0,725	0,851	0,986

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

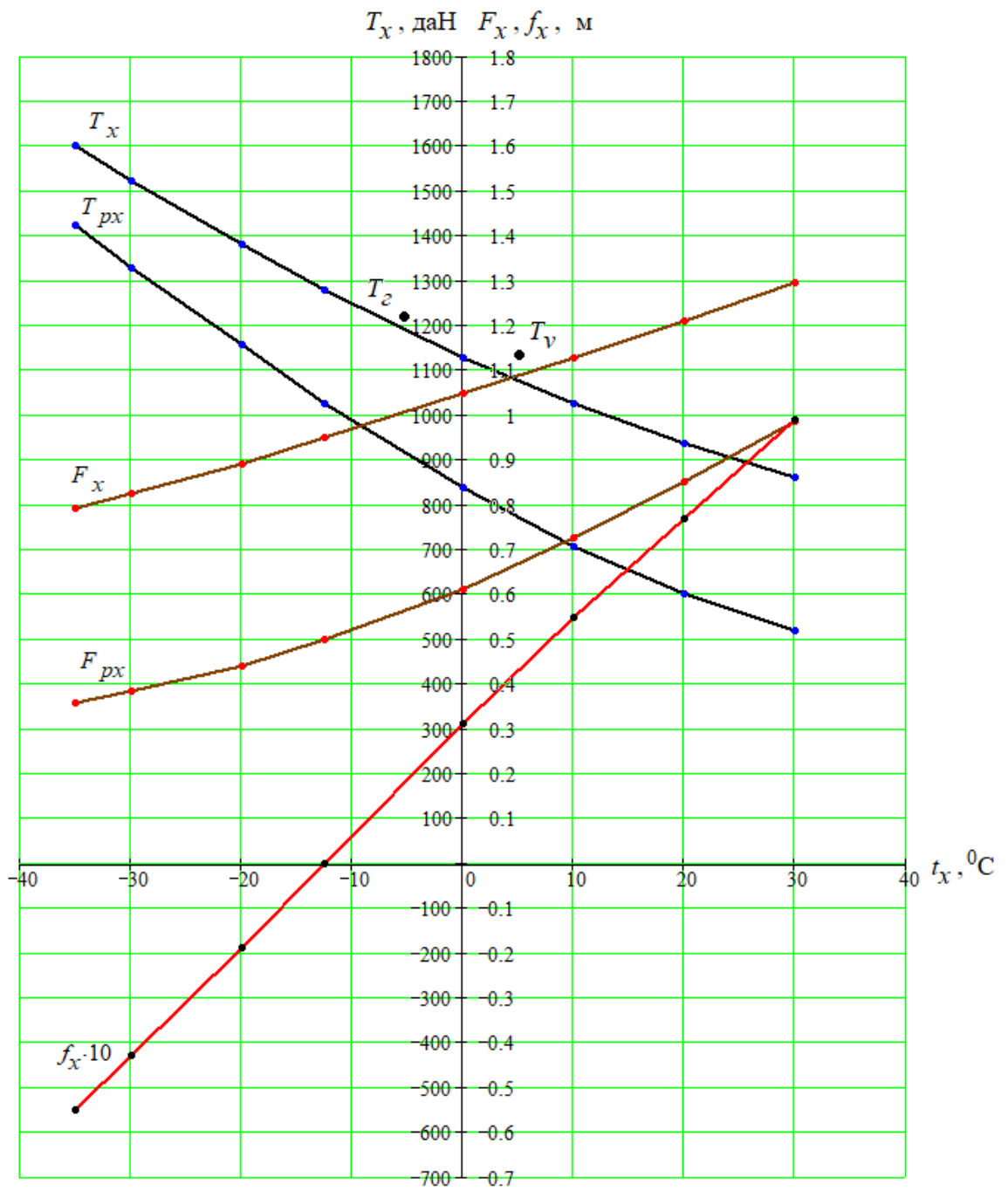


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

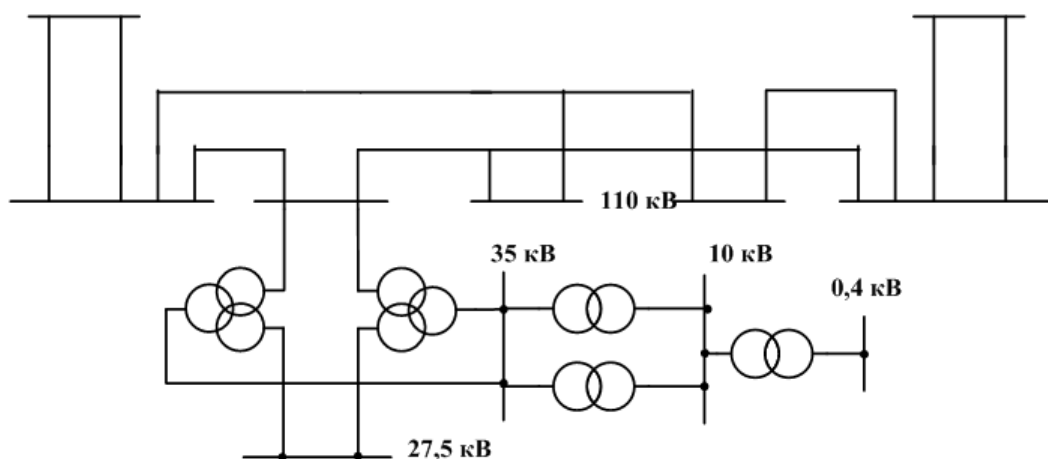


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

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
						32
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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) [3].

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		33

Потужність на шинах 10 кВ. Маємо транзитну підстанцію, отже потужність ТВП приймаємо 400 кВА [5].

$$S_{ш. max10} = S'_{10} + S_{тсн}.$$

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

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 ₁ , кВ	U ₂ , кВ	U ₃ , кВ	U _к , %			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 ₀ /Y _H /Δ ₀ -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 ₀ -0

Потужність підстанції:

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

2.2 Розрахунок струмів к.з.

Схема заміщення представлена на рис.2.2.

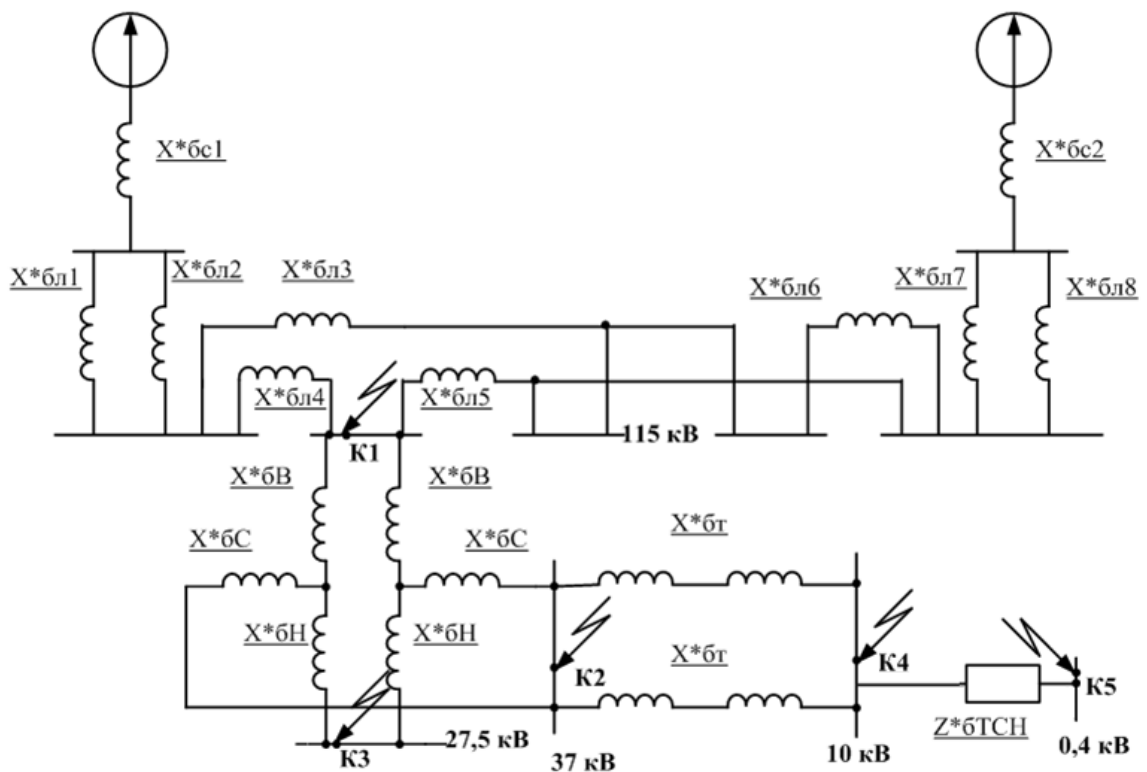


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

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

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

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

Базисний струм знаходимо за формулою:

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

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_K = \frac{I_{\sigma}}{x_{*\sigma}} \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*\sigma_{сист}} = \frac{S_{\sigma}}{S_K} \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис.2.3.

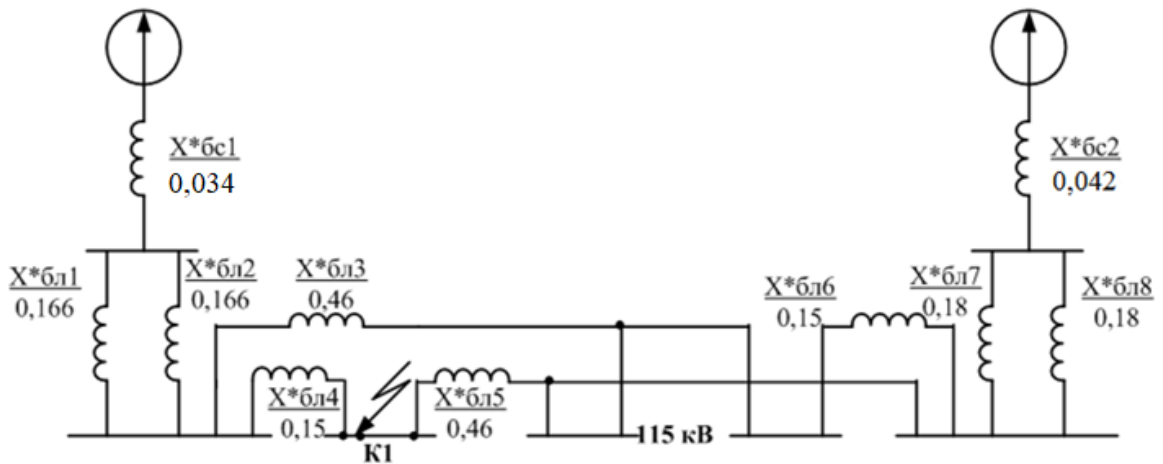


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$x_{*\sigma_{сист1}} = \frac{100}{2900} = 0,034 \text{ .}$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*\sigma_{сист2}} = \frac{100}{2400} = 0,042 \text{ .}$$

Базисний струм:

$$I_{\bar{6}1} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp, ш.110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Опори ліній:

$$X_{*\bar{6}л1} = X_{*\bar{6}л2} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,166 ;$$

$$X_{*\bar{6}л3} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46 ;$$

$$X_{*\bar{6}л4} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 ;$$

$$X_{*\bar{6}л5} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46 ;$$

$$X_{*\bar{6}л6} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 ;$$

$$X_{*\bar{6}л7} = X_{*\bar{6}л8} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18 .$$

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

$$X_{*\bar{6}л9} = 0,5X_{*\bar{6}л1} = 0,5 \cdot 0,166 = 0,083 ;$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						37
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

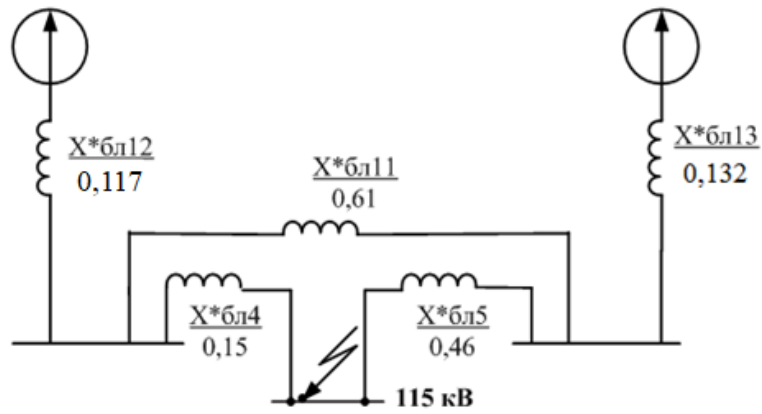


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

$$X^*_{бл10} = 0,5X^*_{бл7} = 0,5 \cdot 0,18 = 0,09 ;$$

$$X^*_{бл11} = X^*_{бл3} + X^*_{бл6} = 0,46 + 0,15 = 0,61 ;$$

$$X^*_{бл12} = X^*_{бл1} + X^*_{бл9} = 0,034 + 0,083 = 0,117 ;$$

$$X^*_{бл13} = X^*_{бл2} + X^*_{бл10} = 0,042 + 0,09 = 0,132 .$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис.2.5.

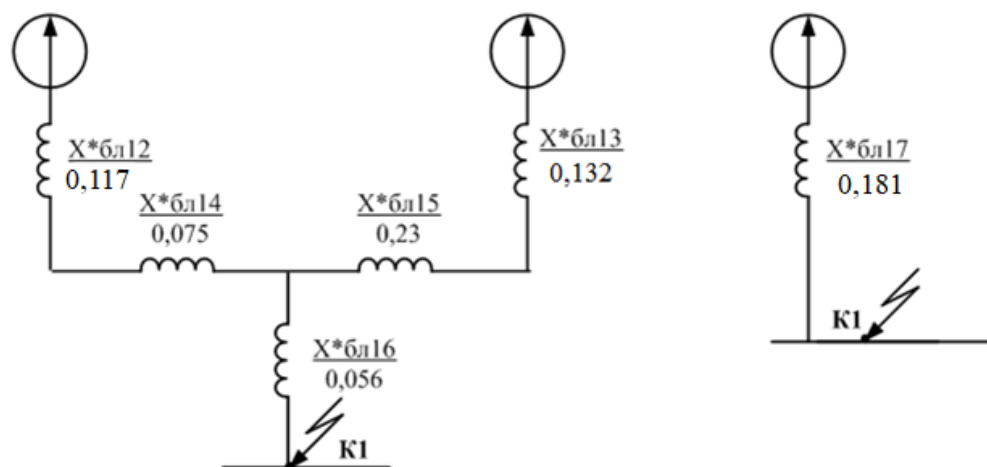


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

$$X_{*_{\bar{b}l4}}^{*_{\bar{b}l4}} = \frac{X_{*_{\bar{b}l4}} \cdot X_{*_{\bar{b}l1}}}{X_{*_{\bar{b}l4}} + X_{*_{\bar{b}l5}} + X_{*_{\bar{b}l1}}} = \frac{0,15 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,075 ;$$

$$X_{*_{\bar{b}l5}}^{*_{\bar{b}l5}} = \frac{X_{*_{\bar{b}l5}} \cdot X_{*_{\bar{b}l1}}}{X_{*_{\bar{b}l4}} + X_{*_{\bar{b}l5}} + X_{*_{\bar{b}l1}}} = \frac{0,46 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,23 ;$$

$$X_{*_{\bar{b}l6}}^{*_{\bar{b}l6}} = \frac{X_{*_{\bar{b}l4}} \cdot X_{*_{\bar{b}l5}}}{X_{*_{\bar{b}l4}} + X_{*_{\bar{b}l5}} + X_{*_{\bar{b}l1}}} = \frac{0,15 \cdot 0,46}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,056 ;$$

$$\begin{aligned} X_{*_{\bar{b}l7}}^{*_{\bar{b}l7}} &= X_{*_{\bar{b}l6}}^{*_{\bar{b}l6}} + \frac{(X_{*_{\bar{b}l2}}^{*_{\bar{b}l2}} + X_{*_{\bar{b}l4}}^{*_{\bar{b}l4}}) \cdot (X_{*_{\bar{b}l3}}^{*_{\bar{b}l3}} + X_{*_{\bar{b}l5}}^{*_{\bar{b}l5}})}{X_{*_{\bar{b}l2}}^{*_{\bar{b}l2}} + X_{*_{\bar{b}l4}}^{*_{\bar{b}l4}} + X_{*_{\bar{b}l3}}^{*_{\bar{b}l3}} + X_{*_{\bar{b}l5}}^{*_{\bar{b}l5}}} = \\ &= 0,056 + \frac{(0,117 + 0,075) \cdot (0,132 + 0,23)}{0,117 + 0,075 + 0,132 + 0,23} = 0,181. \end{aligned}$$

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

$$I_{K1} = \frac{I_{\bar{b}1}}{X_{*_{\bar{b}K1}}} = \frac{0,502}{0,181} = 2,77 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{K1} = 2,55 \cdot 2,77 = 7,06 \text{ кА;}$$

$$I_{Kycm1} = 1,52 \cdot I_{K1} = 1,52 \cdot 2,77 = 4,21 \text{ кА.}$$

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

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

$$u_{K\bar{b}} = 0,5 \cdot (u_{K\bar{b}C} + u_{K\bar{b}H} - u_{K\bar{b}H}) = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 6,5) = 10,75 ;$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						39
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

Визначимо опір обмоток трансформатора:

$$X_{*6B} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номтр}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43 ;$$

$$X_{*6H} = \frac{u_{кН}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номтр}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27 ;$$

$$X_{*6C} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номтр}} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,01 .$$

Схема заміщення до точки к2 представлена на рис.2.6.

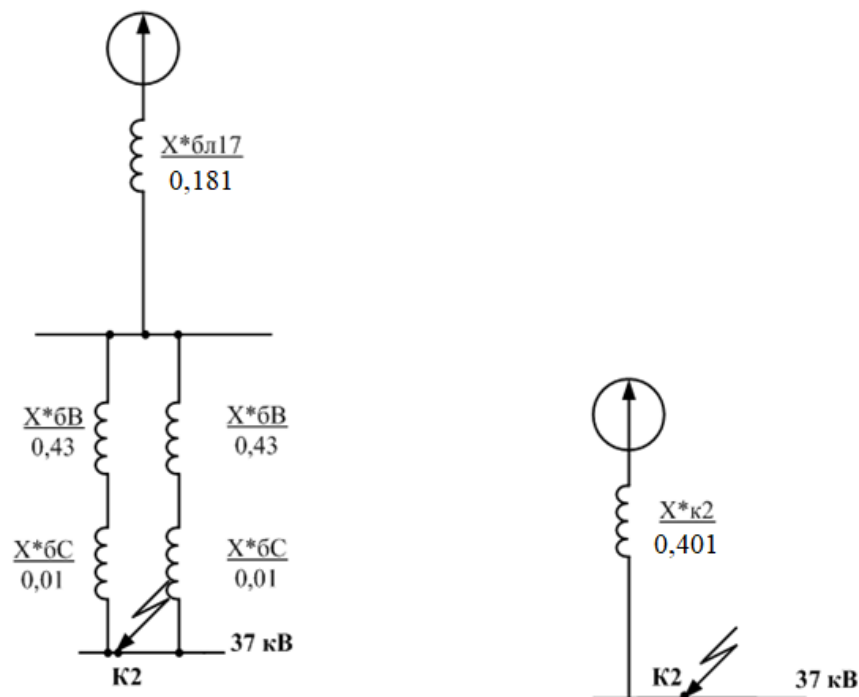


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

$$X_{*\delta K2} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta C}}{2} = 0,181 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,401 .$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{к2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{*\delta K2}} = \frac{1,56}{0,401} = 3,89 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{к2} = 2,55 \cdot 3,89 = 9,92 \text{ кА};$$

$$I_{к\text{уст}2} = 1,52 \cdot I_{к2} = 1,52 \cdot 3,89 = 5,91 \text{ кА}.$$

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:

$$X_{*\delta K3} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta H}}{2} = 0,181 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,531 .$$

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
						41
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

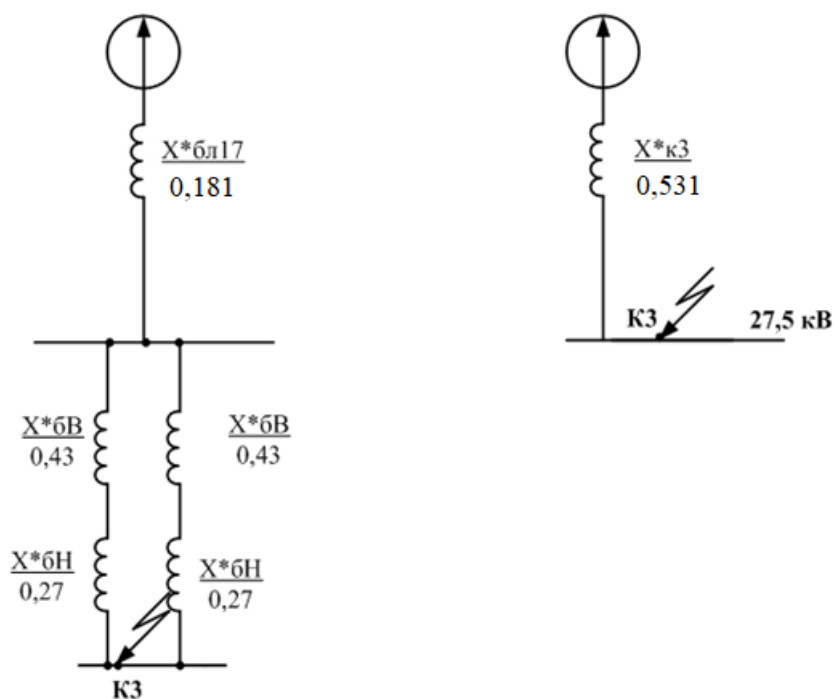


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки К3

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{к3} = \frac{I_{63}}{X_{*6К3}} = \frac{2}{0,531} = 3,77 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{к3} = 2,55 \cdot 3,77 = 9,61 \text{ кА;}$$

$$I_{Куст3} = 1,52 \cdot I_{к3} = 1,52 \cdot 3,77 = 5,73 \text{ кА.}$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

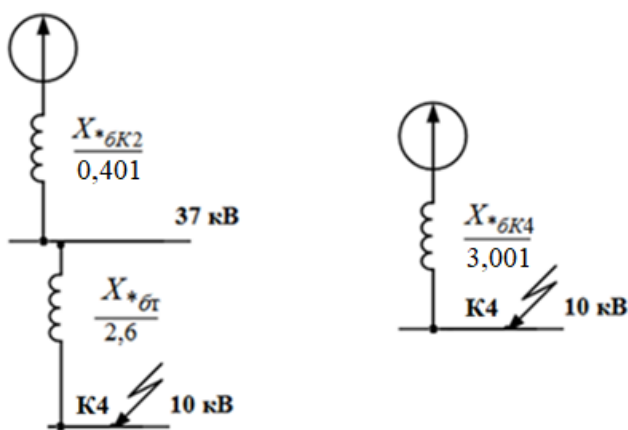


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

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:

$$X_{*\delta K4} = X_{*\delta K2} + X_{*\delta T} = 0,401 + 2,6 = 3,001.$$

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:

$$I_{\kappa 4} = \frac{I_{\delta 4}}{X_{*\delta K4}} = \frac{5,5}{3,001} = 1,833 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к4:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						43
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$i_{y4} = 2,55 \cdot I_{\kappa4} = 2,55 \cdot 1,833 = 4,67 \text{ кА};$$

$$I_{\text{Куст4}} = 1,52 \cdot I_{\kappa4} = 1,52 \cdot 1,833 = 2,79 \text{ кА}.$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

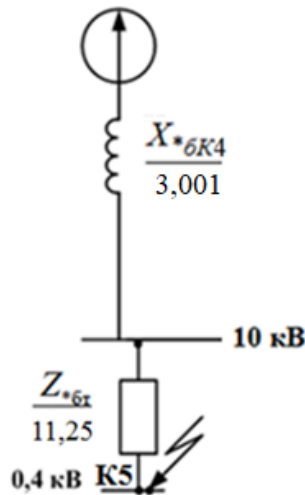


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

В ТВП активна і індуктивна складові опору спів розмірні [5].

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

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

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

$$Z_{*\delta t \Sigma} = \sqrt{(X_{*\delta K4} + X_{*\delta t})^2 + R_{*\delta t}^2} = \sqrt{(3,001 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 14,126.$$

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:

$$I_{\kappa 5} = \frac{I_{\delta 5}}{Z_{* \delta m \Sigma}} = \frac{144,34}{14,126} = 10,22 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К5:

$$i_{y5} = 1,84 \cdot I_{\kappa 5} = 1,84 \cdot 10,22 = 18,8 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{Куст}5} = 1,52 \cdot I_{\kappa 5} = 1,52 \cdot 10,22 = 15,53 \text{ кА.}$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 (t_{откл} + T_a);$$

$$\text{К1: } B_{\kappa} = 2,77^2 (2 + 0,05) = 15,73 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$\text{К2: } B_{\kappa} = 3,89^2 (1,5 + 0,05) = 23,45 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$\text{К3: } B_{\kappa} = 3,77^2 (0,5 + 0,05) = 7,82 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$\text{К4: } B_{\kappa} = 1,833^2 (1,5 + 0,05) = 5,21 \text{ кА}^2\text{с;}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		45

$$K5: B_k = 10,22^2(0,5 + 0,05) = 57,45 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Результати розрахунків точок к.з. заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків точок к. з.

Точки короткого замикання	Струми короткого замикання при $S_6=100$ МВА				
	$I_{\sigma}, \text{кА}$	$I_k, \text{кА}$	$I_{Kуст}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2\text{с}$
K1	0,502	2,77	4,21	7,06	15,73
K2	1,56	3,89	5,91	9,92	23,45
K3	2	3,77	5,73	9,61	7,82
K4	5,5	1,833	2,79	4,67	5,21
K5	144,34	10,22	15,53	18,8	57,45

2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Розрахунок максимальних робочих струмів зведемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Максимальні робочі струми приєднань

№	Найменування збірних шин	Розрахункова формула та числова підстановка	Максимальний робочий струм
1	2	3	4
1	Введення на ТП 110 кВ	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{np} \cdot S_{ш.розр. max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	367,8 А
2	Сторона ВН ТП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	183,9 А
3	Сторона СН ТП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	578,05 А
4	Сторона НН ТП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 27,5}$	735,7 А
5	Збірні шини 27,5 кВ	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 27,5}$	525,5 А
6	Сторона ВН РТ 35/10	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35}$	57,8 А

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.

Високовольтні вимикачі, встановлювані в розподільчому пристрої повинні відповідати таким умовам:

$$1) U_{ном} \geq U_p; \quad 2) I_{ном} \geq I_p; \quad 3) I_{ном.відкл} \geq I_k; \quad 4) i_{\partial} \geq i_{y\partial}; \quad 5) I_T^2 \cdot t_T \geq B_k;$$

$$\text{де } B_k = I_k^2 \cdot (t_{відкл} + T_a).$$

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ:

$$I_T = I_{відкл} \sqrt{\frac{t_{відкл}}{t_T}} = 40 \sqrt{\frac{2,58}{3}} = 37,094 \text{ кА},$$

$$B_{кдоп} = I_T^2 \cdot t_T = 37,094 \cdot 2,58 = 3550 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Подальші розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибрані вимикачі

№	Найменування приєднань	Тип вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних				
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мак}}$	$\frac{I_{\partial}}{I_y}$	$\frac{I_{ном.відк}}{I_k}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	ВГТ-110 П*-40/2500 У1	110	2500	102	40	3550
			110	367,8	7,06	2,77	15,73
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578,1	9,92	3,89	23,45
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	735,7	9,61	3,77	7,82
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	18	9,92	3,89	23,45
5	Споживачі 10 кВ	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	37,4	4,67	1,833	5,21
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	57,8	9,92	3,89	23,45
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	121,7	9,61	3,77	7,82
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	141,6	4,67	1,833	5,21
9	Сторона ВН ТВП	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	32,3	4,67	1,833	5,21

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 8

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 6012 kWp

Novotrepivka - Ukraine

Ilya Myronenko

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		49



PVsyst V7.4.8
 VCO, Simulation date:
 21/05/25 20:49
 with V7.4.8

Project: Варіант 8
 Variant: New simulation variant

UDUNT

Project summary

Geographical Site Novotrepivka Ukraine	Situation Latitude 48.66 °N Longitude 32.35 °E Altitude 208 m Time zone UTC+2	Project settings Albedo 0.20
Weather data Novotrepivka Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds on ground	User's needs
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °	Near Shadings Linear shadings : Slow (simul.)	Unlimited load (grid)
System information	PV Array	Inverters
Nb. of modules 12024 units Pnom total 6012 kWp	Nb. of units 55 units Pnom total 5500 kWac Pnom ratio 1.093	

Results summary

Produced Energy 7702519 kWh/year	Specific production 1281 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 86.01 %
----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

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		50



Project: Варіант 8

Variant: New simulation variant

UDUNT

PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:
21/05/25 20:49
with V7.4.8

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground		Models used	
PV Field Orientation		Sheds configuration		Transposition Perez	
Orientation		Nb. of sheds	668 units	Diffuse	Perez, Meteornorm
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 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	14.9 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		Linear shadings : Slow (simul.)		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-DE18M-(II)-500	Model	SUN2000-100KTL-M1-400Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	500 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	12024 units	Number of inverters	55 units
Nominal (STC)	6012 kWp	Total power	5500 kWac
Modules	668 string x 18 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pmpp	5473 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.09
U mpp	701 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	7804 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	6012 kWp	Total power	5500 kWac
Total	12024 modules	Max. power	6050 kWac
Module area	28728 m²	Number of inverters	55 units
		Pnom ratio	1.09

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	2.0 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	2.0 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses						
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP					
IAM loss factor								
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



AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 1.71 % at STC

Inverter: SUN2000-100KTL-M1-400Vac

Wire section (55 Inv.) Alu 55 x 3 x 185 mm²
Average wires length 150 m

MV line up to Injection

MV Voltage 35 kV
Average each inverter
Wires Alu 3 x 120 mm²
Length 300 m
Loss Fraction 0.02 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 35 kV
One transfo parameters
Nominal power at STC 2.95 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 2.74 kVA
Iron loss fraction 0.09 % at STC
Copper loss 58.98 kVA
Copper loss fraction 2.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.09 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 2
Nominal power at STC 5.90 MVA
Iron loss (24/24 Connexion) 5.48 kVA
Copper loss 117.95 kVA

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V7.4.8
VCO, Simulation date:
21/05/25 20:49
with V7.4.8

Project: Варіант 8
Variant: New simulation variant

UDUNT

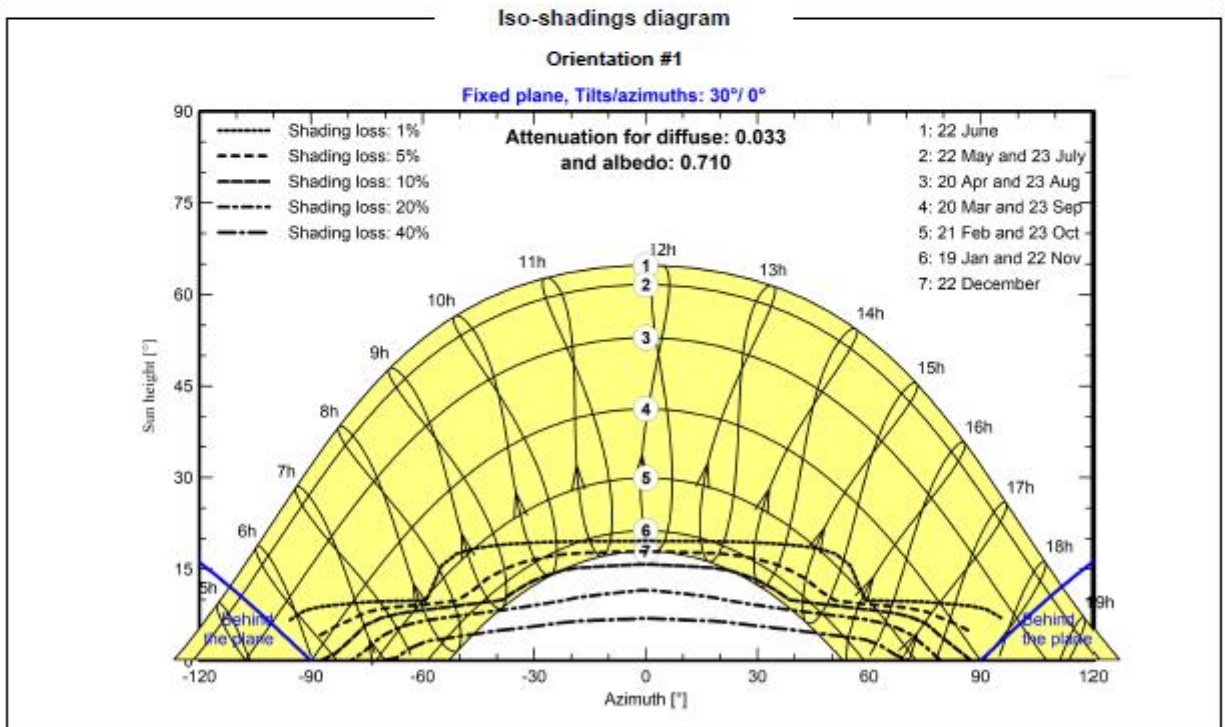
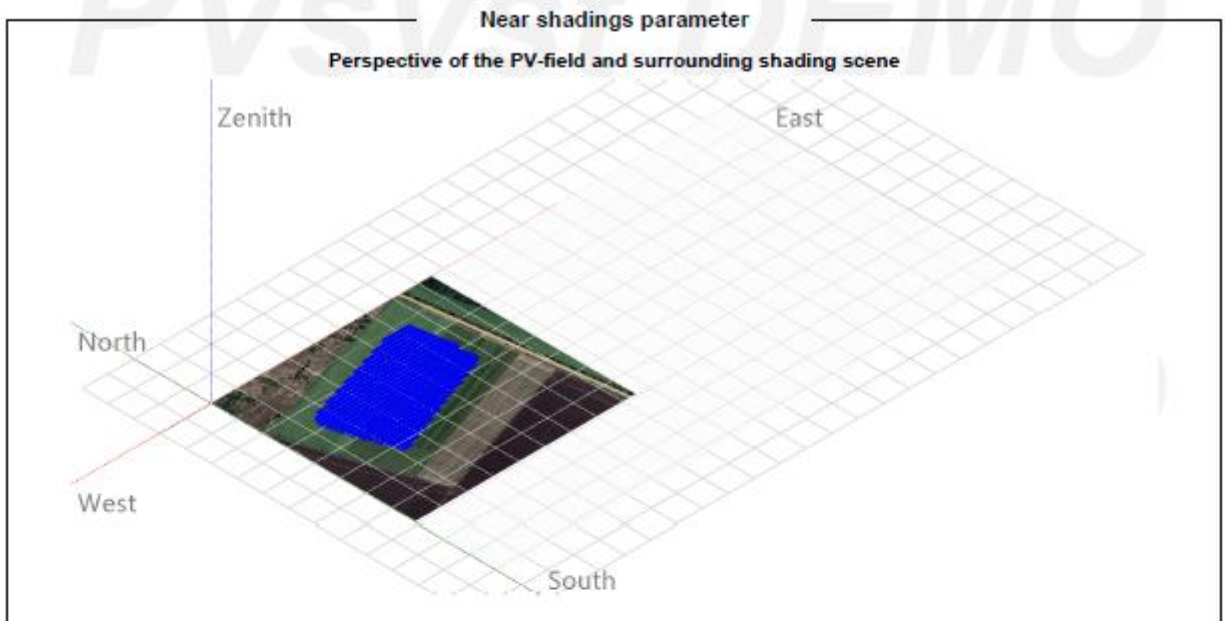


Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Project: Варіант 8
Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.8
VC0, Simulation date:
21/05/25 20:49
with V7.4.8

UDUNT

Main results

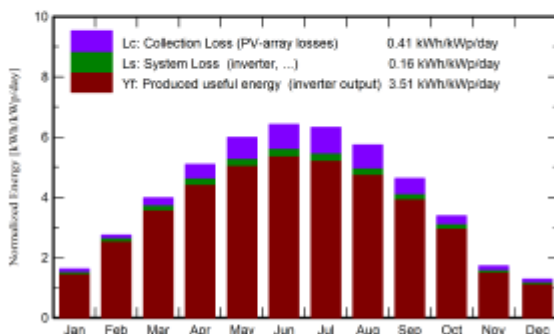
System Production

Produced Energy 7702519 kWh/year

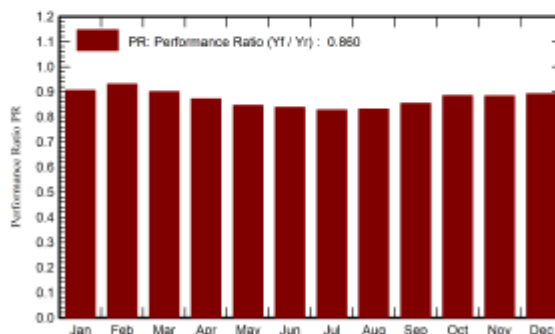
Specific production
Perf. Ratio PR

1281 kWh/kWp/year
86.01 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	29.7	18.22	-3.58	50.1	46.9	286999	273147	0.906
February	50.3	27.12	-2.78	76.8	73.4	449815	429800	0.931
March	94.5	45.20	2.55	123.3	117.8	699616	667788	0.901
April	132.1	59.68	9.91	152.9	145.4	838178	800392	0.871
May	177.8	76.76	16.35	185.7	176.4	987333	943315	0.845
June	193.6	87.68	19.42	192.7	182.8	1014916	970791	0.838
July	192.5	75.30	21.80	196.0	186.5	1019931	974826	0.827
August	161.3	68.76	21.30	177.8	169.2	928378	888054	0.831
September	112.2	52.18	15.29	138.7	132.1	745266	712683	0.855
October	71.3	33.59	8.80	104.6	100.1	582115	556216	0.885
November	31.6	17.61	3.35	51.5	48.6	288058	273626	0.883
December	23.0	14.81	-1.09	39.5	36.7	223629	211879	0.892
Year	1269.8	576.90	9.35	1489.6	1415.7	8064234	7702519	0.860

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



PVsyst V7.4.8
 VCO, Simulation date:
 21/05/25 20:49
 with V7.4.8

Project: Варіант 8
 Variant: New simulation variant

UDUNT

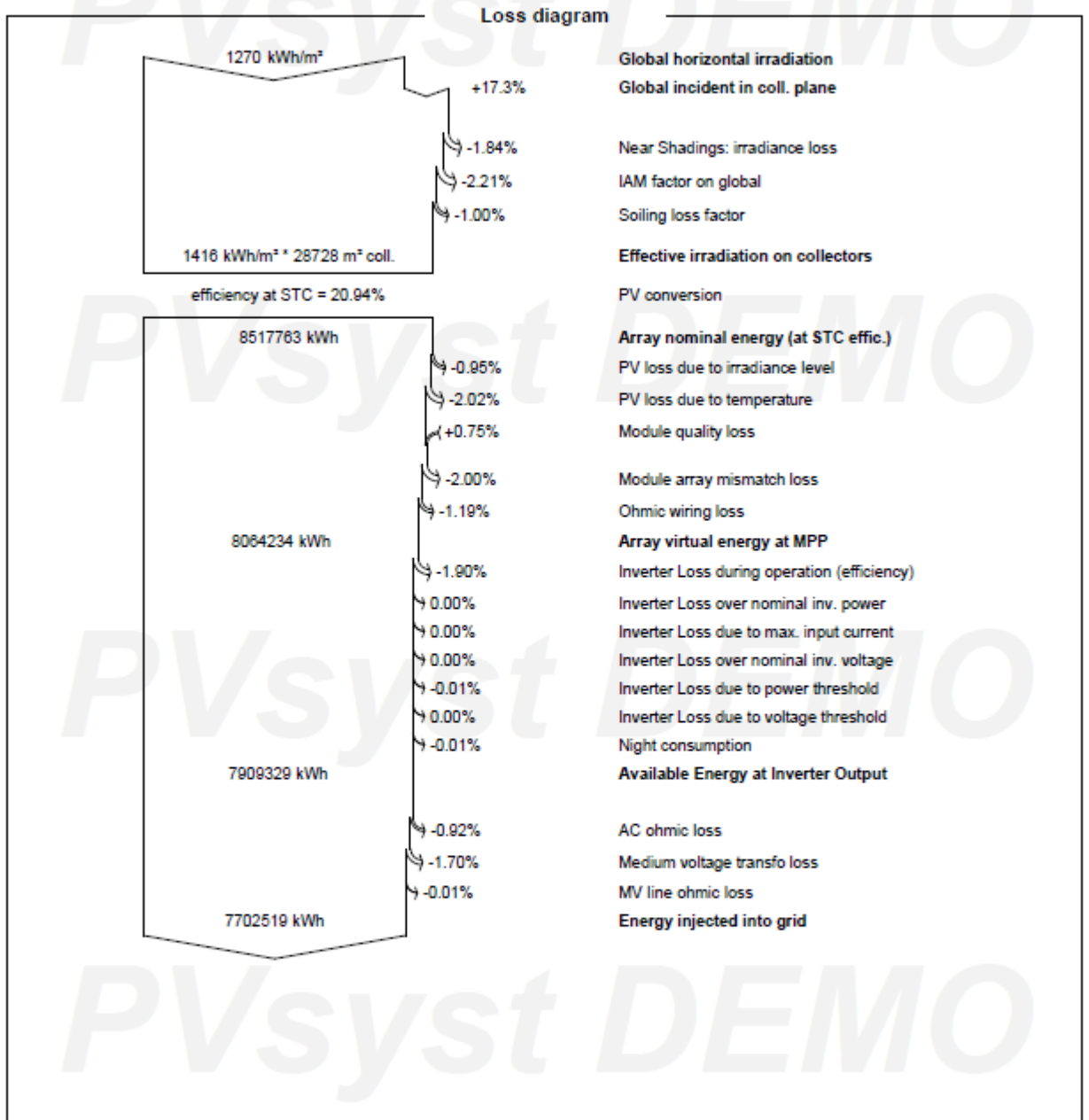


Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.EC22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист 55
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		



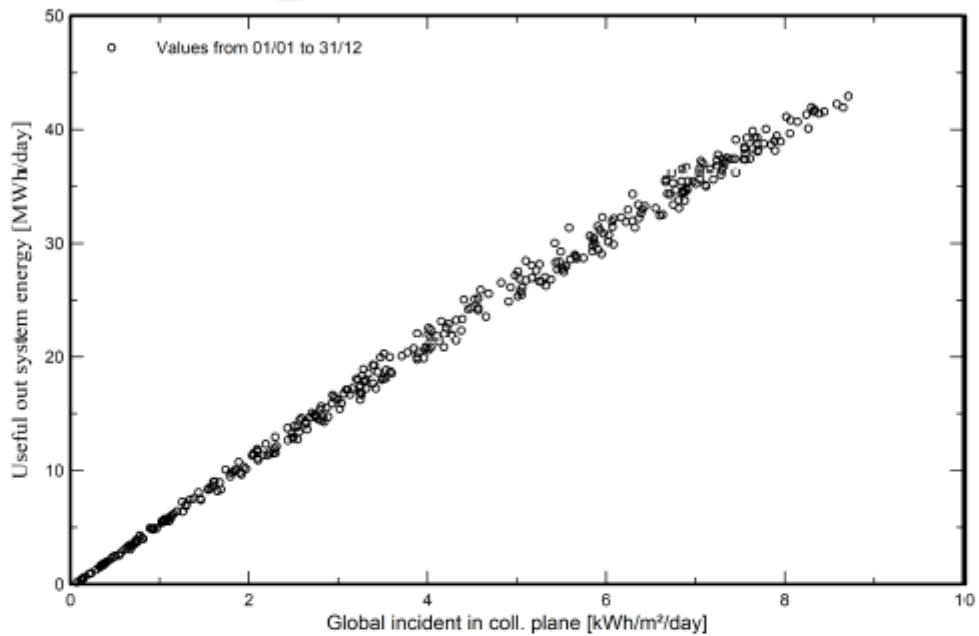
PVsyst V7.4.8
VCO, Simulation date:
21/05/25 20:49
with V7.4.8

Project: Варіант 8
Variant: New simulation variant

UDUNT

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

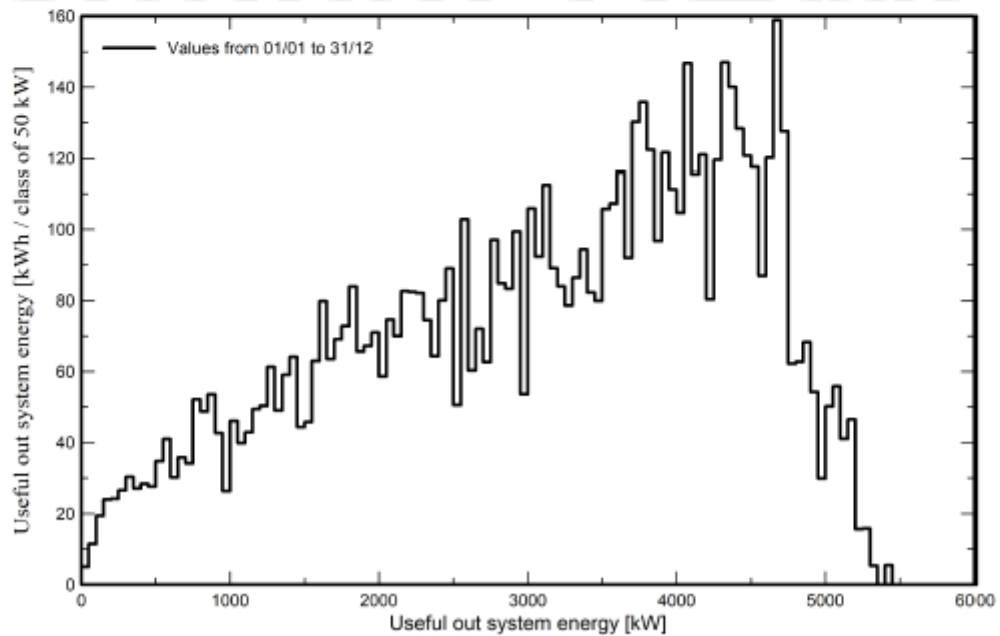


Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:
21/05/25 20:49
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	159 MWh
P50	7703 MWh
P90	7499 MWh
P95	7442 MWh

Probability distribution

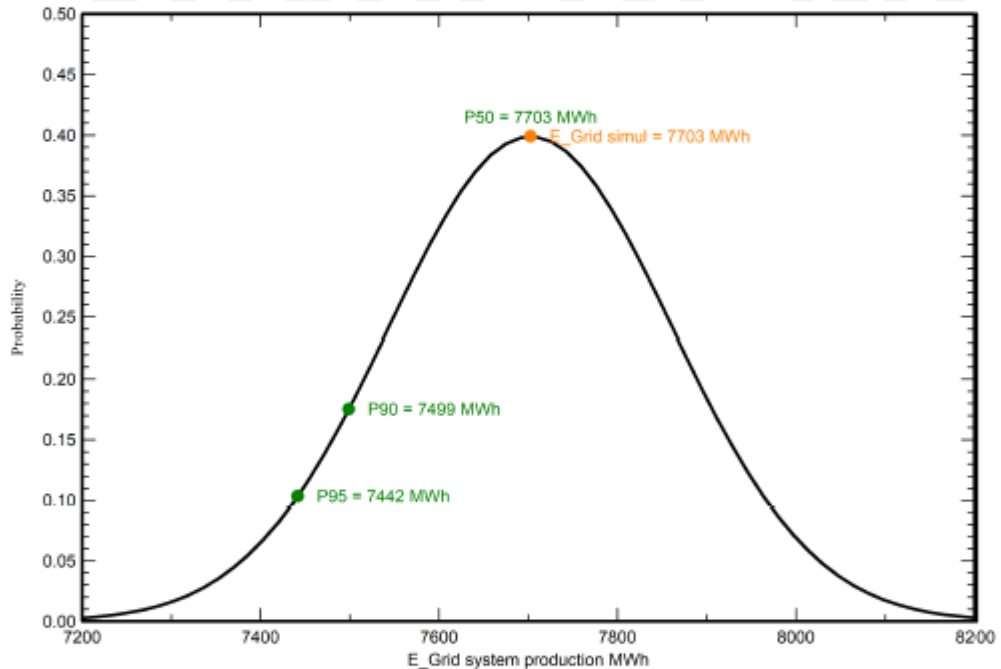


Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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 [6]:

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 дані 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
8	10	1,833	0,9	5500	4

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.

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

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 ²	I_c , А
2	5500	10	0,99	320,8	240	367

Для кабелів, прокладених у землі за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць k_2 (Таблиця 8.7), k_{33} (Таблиця 8.10), k_4 (Таблиця 8.11), k_5 (Таблиця 8.16) 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	367	0,98	1	1,18	1	320,8	424,4	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 значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць k_1 (Таблиця 8.6), k_2 (Таблиця 8.8), k_{33} (Таблиця 8.10), k_4 (Таблиця 8.12), k_5 (Таблиця 8.18) 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, A	k_1	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_0, A	I_{cg}, A	Виконання умови
1	351	0,955	0,98	1	1,14	1	320,8	374,5	виконується

Для кабелів, прокладених у повітрі (на драбинах) тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць k_{zn} (Таблиця 8.9), k_7 (Таблиця 8.21) 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, A	k_{zn}	k_7	I_0, A	I_{cg}, A	Виконання умови
1	511	1,08	1	320,8	551,9	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:

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

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	22,7	0,9	23,93	1,833	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 ²	I_{tsc} , кА	t , с	I_{ssc} , кА	$I_{sc}^{(2)}$, кА	Виконання умови
1	25	5,1	0,9	5,38	1,595	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.

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку падіння напруги в кінці КЛ

№ КЛ	U_g , В	L , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %
1	10000	4	0,161	0,099	248,4	2,48

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 γ_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 β - 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 γ_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 ρ - 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:

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

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

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

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

де γ_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 α - 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 , А	L, км	γ_1	$U_1^{(3)}$, В	γ_2	U_2 , В	γ_3	U_3 , В	Виконання умови
1	320,8	4	0,67	5,13	12,2	4,65	0,24	1,93	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:

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

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

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

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

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 6 кВ.

3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС (P=5,5 МВт)
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ($u_k = 7\%$)
4. Довжина кабельної лінії – 4 км
5. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - 1,833 кА.
6. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проектованої СЕС прийнято 3хСП-3-20 1х50 мм² та кабель 3хАПвЕгаПу-12/20 1х120/25 мм², прокладка в трикутник.

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи.

Опір системи:

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

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						66
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

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

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

$z_c, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3,31	3,29	0,59	5,1	7,718	12,818

Розрахунок струмів короткого замикання в розрахункових точках в максимальному роботі системи.

Розрахункова точка К1.

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - $I_{K1}^{(3)} = 1,833$ кА.

Розрахункова точка К2.

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

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

Струм КЗ питомий зі сторони СЕС приведений до сторони 10 кВ

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

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 [7]:

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

Сумарний струм КЗ в точці К3:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						68
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3ПC}^{(3)} + I_{KCEC}^{(3)}. \quad (3.30)$$

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

$I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2ПC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3ПC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(3)}, \text{кА}$
1,833	1,189	0,302	1,491	0,473	0,775

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

$I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2ПC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3ПC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
1,595	1,035	0,263	1,298	0,412	0,674

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

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

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

Номінальний струм трансформатору:

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

Струм спрацювання захисту:

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

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

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

$I_{ном}, \text{А}$	$I_{сз min}, \text{А}$	$I_{сз max}, \text{А}$	$I_{сз}, \text{А}$ для відстроювання
54,99	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:

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

Струм уставки:

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

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ КТП 1000/10/0,4 У1 [8]:

$$k_u = \frac{k_{сх} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{I_{с.з.}}. \quad (3.35)$$

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

Результати розрахунку по формулам (3.33)-(3.35) зводимо в таблицю 3.14.
Таблиця 3.14 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ

$I_{с.з.}, A$	I_y, A	k_u
930	31	1,6

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:

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

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	8,64

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

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

де ω - кутова швидкість вектору напруги, с ;

C_{ϕ} - ємність фази мережі, мкФ;

U_{ϕ} - 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	ω , с ⁻¹	U_{ϕ} , В	I_C , А/км	$I_{СКЛ}$, А
0,229	314	6062,18	1,308	5,232

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 [8].

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;
- 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
						74
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

4 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

Джерела оперативного струму електричних станцій та підстанцій

Пристрої автоматики, керування, сигналізації, а також релейного захисту для роботи потребують живлення від зовнішніх джерел електричної енергії. Ці джерела називають джерелами оперативного струму. Існує три основні види оперативного струму: постійний, змінний і випрямлений.

До джерел оперативного струму висувають високі вимоги щодо надійності функціонування, так як вони визначають працездатність приладів автоматики, керування та релейного захисту. Також джерела оперативного струму мають бути в постійній готовності до роботи в будь-яких режимах функціонування електрообладнання, в тому числі й в аварійному.

Постійний оперативний струм застосовується зазвичай на електростанціях, тягових підстанціях, великих трансформаторних підстанціях з первинною напругою 110 кВ та вище [9]. Змінний струм, як правило, використовується на трансформаторних підстанціях напругою 35 кВ та нижче, на невеликих підстанціях 110 кВ без вимикачів на стороні високої напруги, що мають на стороні середньої та низької напруги вимикачі з пружинними приводами. Випрямлений струм використовується на підстанціях напругою 35 кВ і нижче з вимикачами, укомплектованими електромагнітними приводами, а також на підстанціях напругою 110-220 кВ з числом вимикачів на стороні вищої напруги не більше двох з електромагнітним приводом, або не більше трьох з пружинними або пневматичними приводами. У деяких випадках застосовують схеми живлення оперативних ланцюгів з використанням різних джерел струму. Так, наприклад, при малій потужності акумуляторної батареї від неї отримують живлення ланцюги керування і захисту, а включаючі електромагніти - від випрямляючих пристроїв.

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

Найбільш надійними джерелами оперативного струму є джерела постійного оперативного струму. Зазвичай, джерелами постійного оперативного струму виступають акумуляторні батареї.

Основною перевагою даного оперативного струму є незалежність їх від режиму роботи силового устаткування електричних станцій та підстанцій, тобто навіть при цілковитому зникненні змінної напруги на електричній станції чи підстанції, пристрої автоматики, керування, а також релейного захисту будуть продовжувати функціонувати. Окрім цього, акумуляторні батареї можуть витримувати значні короткочасні перевантаження, що особливо актуально при виникненні аварійних ситуацій, коли одночасно працює кілька пристроїв захисту, автоматики та систем керування, котрі сумарно можуть споживати відносно велику кількість електроенергії.

Принципова схема організації постійного оперативного струму представлена на рис. 4.1.

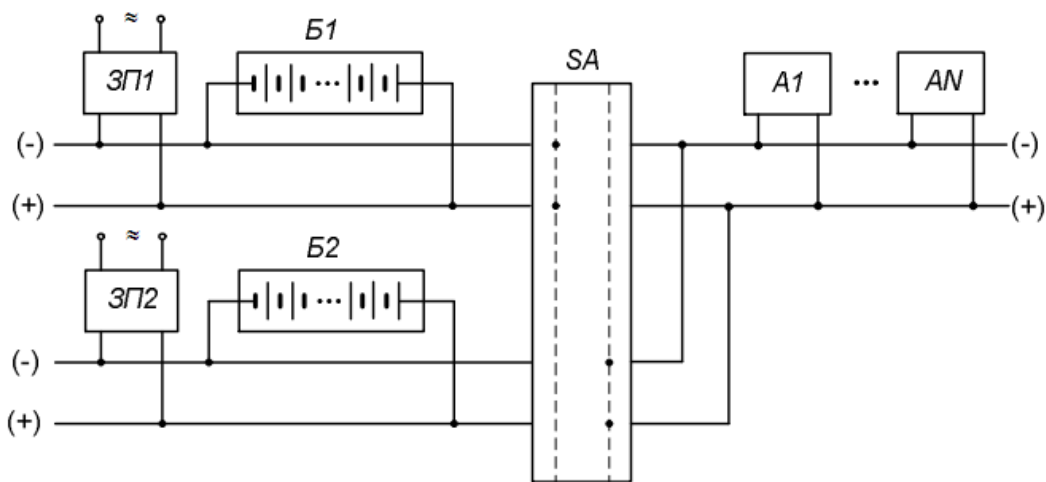


Рисунок 4.1 – Принципова схема постійного оперативного струму

Як видно з рис. 4.1 джерелом оперативного струму служать акумуляторні батареї Б1 та Б2. Для підзарядки акумуляторних батарей призначені спеціальні зарядні пристрої ЗП1 та ЗП2, які отримують живлення від джерел змінного струму. На схемі представлено джерело постійного оперативного струму з двома акумуляторними батареями, які покращують надійність функціонування джерела в цілому. За допомогою перемикача SA здійснюється перемикання на

живлення від батареї *B1* або *B2*. Від шин оперативного струму (+) та (-) здійснюється живлення пристроїв автоматики, керування та релейного захисту (на схемі позначено як *A1 – AN*).

Поряд з явними достоїнствами джерела постійного оперативного струму мають також і мінуси, головними з яких вважаються:

- велика вартість акумуляторних батарей;
- необхідність наявності спеціального приміщенні для розміщення акумуляторних батарей;
- проблема організації мережі постійного струму на великій площі електростанції або підстанції;
- потреба у обслуговуючому персоналі високої кваліфікації.

Тому схеми постійного оперативного струму застосовують на об'єктах з постійно перебуваючим оперативним персоналом - на електричних станціях та потужних підстанціях. Зазвичай, застосовують схеми постійного струму на напруги ± 220 В, ± 110 В, іноді ± 24 В або ± 48 В. На потужних електростанціях та підстанціях застосовують дві однакові акумуляторні батареї, а на підстанціях меншої потужності монтується одна батарея [10].

Даний вид оперативного струму недоцільно використовувати на підстанціях напругою 110 кВ та нижче, де, як правило, відсутній оперативний персонал. На цих підстанціях найчастіше застосовують джерела змінного або випрямленого оперативного струму.

Для отримання випрямленого оперативного струму використовують спеціальні пристрої для випрямлення, які можуть живитись від вторинних кіл трансформаторів струму, вторинних кіл трансформаторів напруги або від мережі власних потреб підстанції.

Джерела випрямленого струму можливо розділити на три головні групи: джерела для заряду та підзаряду акумуляторних батарей; джерела оперативного струму для живлення ланцюгів керування, захисту, автоматики та сигналізації; джерела живлення включаючих електромагнітів приводів вимикачів. До джерел

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

випрямленого струму варто також віднести конденсатори які заздалегідь заряджені від випрямлячів.

Принципова схема організації випрямлення оперативного струму наведена на рис. 4.2. Випрямлений оперативний струм одержують від випрямляючих блоків UGA , UGV , котрі випрямляють змінний струм, отриманий відповідно від вторинних кіл трансформаторів струму $TA1$, $TA2$ та від вторинних кіл трансформаторів напруги або власних потреб підстанції.

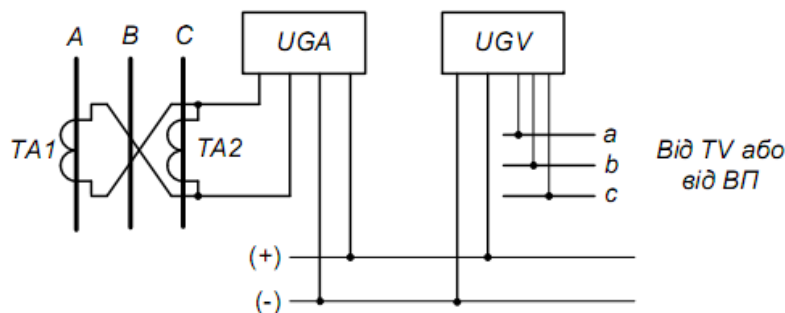
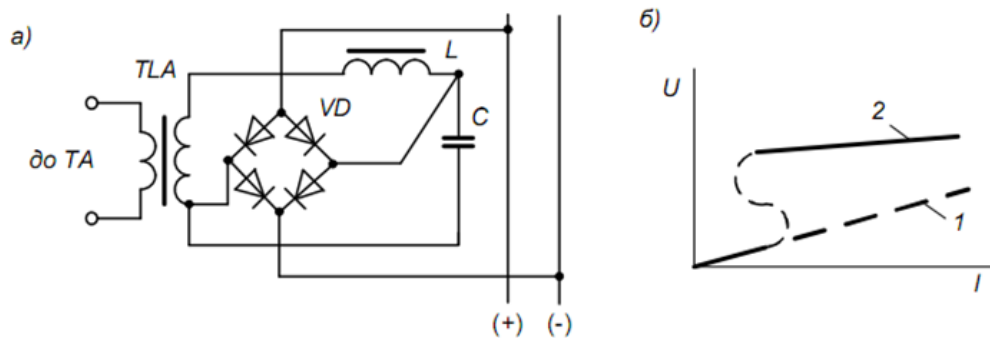


Рисунок 4.2 – Принципова схема організації випрямленого оперативного струму

Блоки живлення UGA , що приєднані до вторинних кіл трансформаторів струму, складаються з проміжного швидконасичувального трансформатора TLA (рис. 4.3а), двохпівперіодного випрямляча VD . Для виконання ферорезонансної стабілізації послідовно до вторинної обмотки проміжного трансформатора приєднаний дросель L та ємність C . Ферорезонанс з'являється в контурі: вітка намагнічення проміжного трансформатора TLA – дросель L – ємність C . Вхідна характеристика блоку UGA з врахуванням ефекту ферорезонансу наведена на рис. 4.3б. Як видно з рис. 4.3б за рахунок ферорезонансу напруга блоку змінюється неістотно при зміні струму (крива 1). Якби в схемі не використовувався ефект ферорезонансу, то залежність напруги від струму мала б вигляд 2, тобто в залежності від навантаження напруга б змінювалась в значно ширшому діапазоні.



а) принципова схема; б) вхідна характеристика

Рисунок 4.3 – Схема струмового випрямляючого пристрою UGA

Напруговий блок живлення *UGV* (рис. 4.2) підключається до вторинних кіл трансформатора напруги *TV* або до мережі власних потреб підстанції. Принципова схема напругового випрямляючого пристрою наведена на рис. 6.4.

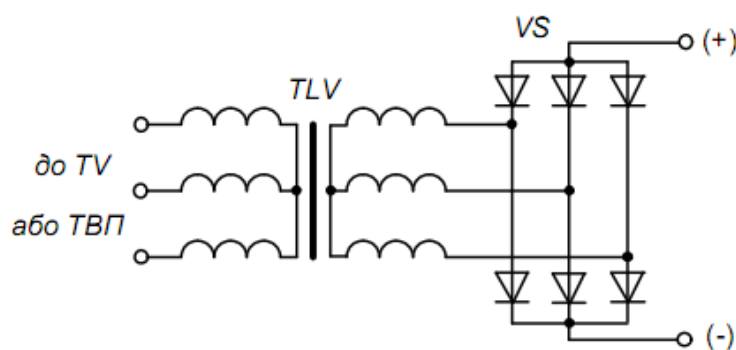


Рисунок 4.4 – Принципова схема напругового випрямляючого пристрою UGA

Цей блок складається з проміжного трансформатора *TLV*, селенового трифазного випрямляючого моста *VS*, з котрого отримується випрямлена напруга.

Для підвищення надійності на підстанціях застосовують комбіновані схеми отримання випрямленого струму, тобто водночас застосовують як струмові *UGA*, так і напругові *UGV* випрямляючі блоки. На стороні випрямного струму ці блоки вмикаються паралельно (див. рис. 4.2).

В залежності від потужності промисловістю виготовляються та знаходяться в експлуатації різні типи пристроїв для випрямлення струму. Наприклад, БПТ-11 – пристрій для випрямлення, який призначений для приєднання до

вторинних кіл трансформаторів струму, а навантаження, яке можна приєднувати на стороні випрямленого струму складає 20 – 30 Вт; БПН-11 пристрій для випрямлення, який живиться від кіл напруги, потужністю 20 – 30 Вт. Аналогічні пристрої БПТ-1001, БПН-1001 можуть жити навантаження потужністю 600 – 1200 Вт.

На практиці не рідко разом з джерелами випрямлення оперативного струму також використовують конденсатори (рис. 4.5).

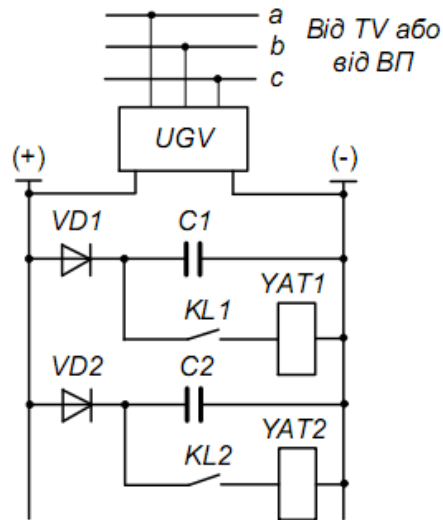


Рисунок 4.5 – Принципова схема з використанням енергії конденсатора

В такій схемі в доаварійному стані конденсатори $C1$ та $C2$ попередньо заряджаються від випрямляючого блоку UGV . Після виникнення пошкодження і спрацюванні пристроїв релейного захисту (наприклад випадок коли спрацювали вихідні реле захистів $KL1$ або $KL2$ (на схемі обмотки цих реле не зображені), замикаються контакти вихідних реле захистів $KL1$ або $KL2$. Після цього конденсатори $C1$ чи $C2$ розряджаються на електромагніти вимикання вимикачів $YAT1$ або $YAT2$ – вимикач пошкодженого приєднання вимкнеться. Конденсатори підбираються таким чином, що їхньої енергії вистачає для спрацювання електромагнітів вимкнення $YAT1$, $YAT2$. Діоди $VD1$ та $VD2$ призначені для того, щоб конденсатори $C1$ та $C2$ розряджались тільки на свої компоненти і не розряджались на суміжні. Суттєвою перевагою такої схеми є те, що навіть при повній втраті живлення на підстанції, керування обладнанням

підстанції здійснюватиметься за рахунок енергії конденсаторів які були раніше заряджені.

Найпростішими та відносно не дорогими джерелами оперативного струму є безпосередньо трансформатори струму, які встановлені на підстанції.

На практиці досить часто використовуються дві схеми отримання змінного оперативного струму, такі як:

– схема безпосереднього живлення змінним струмом оперативних кіл від головних трансформаторів струму на підстанції (рис. 4.6);

– схема живлення змінним струмом оперативних кіл від проміжних трансформаторів струму *TLT* (рис. 4.7).

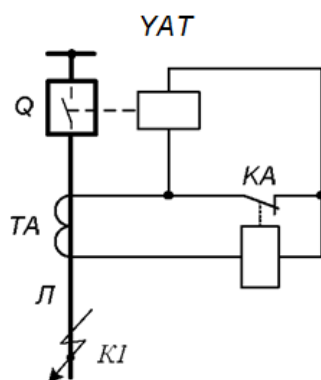


Рисунок 4.6 – Схема безпосереднього живлення змінним оперативним струмом

Схема, показана на рис. 4.6 функціонує наступним чином. Взвичайному режимі електромагніт вимкнення вимикача *УАТ* зашунтований нормально замкненими контактами реле *КА* – через нього струм практично не протікає. Після виникнення к.з на лінії струм в лінії різко збільшиться, збільшиться він і у вторинній обмотці трансформатора струму *ТА* і, коли він збільшиться до величини, яка достатня для спрацювання реле *КА*, воно спрацює та розімкне свій контакт. Далі вторинний струм від трансформатора струму буде протікати в колі обмоток реле *КА* та електромагніту вимкнення *УАТ*, які з'єднані послідовно. В даному випадку електромагніт спрацює, а вимикач *Q* пошкодженої лінії буде відключений.

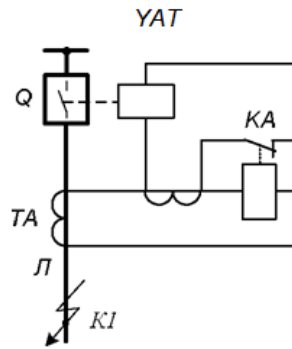


Рисунок 4.7 – Схема змінного оперативного струму з застосуванням проміжного трансформатора струму TLT

В якості джерел оперативного струму можливе також застосування варіанту схема якого показана на рис. 4.7. Принцип роботи даної схеми полягає в наступному. Під час короткого замикання зростає струм в лінії і як наслідок у вторинній обмотці трансформатора струму *ТА*. При досягненні величини струму, достатнього для спрацювання реле *КА*, реле спрацює і замкне коло живлення електромагніта вимкнення *УАТ* від проміжного трансформатора струму *TLT*. Первинна обмотка проміжного трансформатора струму *TLT* обтікається тим самим струмом, що і обмотка реле *КА* – вторинним струмом трансформатора струму *ТА*. Електромагніт *УАТ* спрацює і вимикач *Q* буде вимкнено.

Схема на рис. 4.6 є більш простою у порівнянні з схемою яка приведена на рис. 4.7. Проте вона має вагомий недолік, а саме дана схема потребує струмового реле *КА* з потужними контактами, які здатні комутувати коло з відносно великими струмами [11].

Використання визначених схемних рішень при застосуванні різних видів джерел оперативного струму є достатньо важливою задачею.

На сьогоднішній день при спорудженні нових та реконструкції старих тягових підстанцій застосовується мережа постійного оперативного струму напругою 220 В. На тягових підстанціях, які не підлягають реконструкції допускається застосовувати систему постійного оперативного струму напругою 110 В.

До системи постійного оперативного струму на тяговій підстанції підключаються наступні навантаження:

- пристрою захисту й автоматики всіх приєднань;
- загальнопідстанційна сигналізація;
- аварійне освітлення будинків;
- апаратура зв'язку (резервне живлення);
- охоронна й пожежна сигналізація (резервне живлення);
- апаратура телемеханіки;
- вхідні кола логічних реле земляного захисту (тільки для тягових підстанцій постійного струму й стикових);
- блокування (на всіх тягових підстанціях);
- включаючі котушки вимикачів змінного струму з електромагнітним приводом (тільки на реконструйованих підстанціях);
- включаючі котушки вимикачів постійного струму (тільки на тягових підстанціях і стикових).

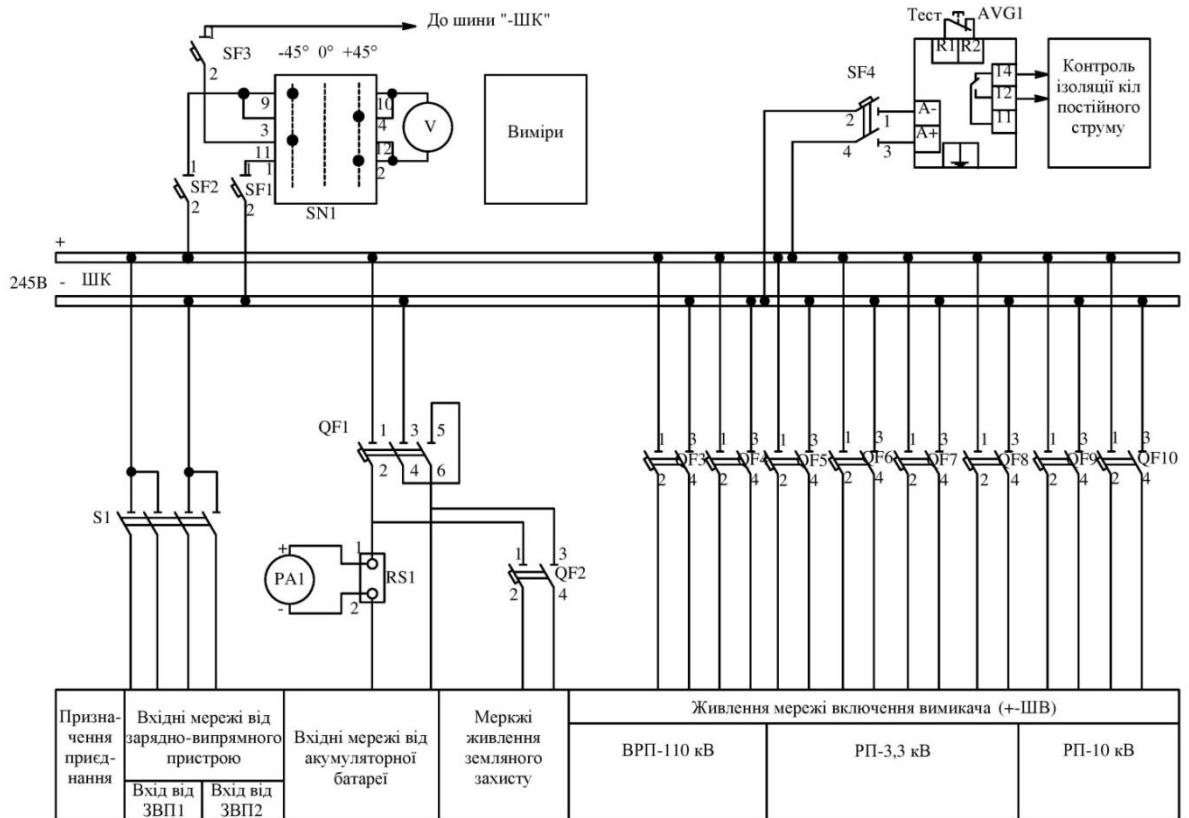
Напруга на шинах власних потреб (ВП) постійного струму подається від автономного джерела живлення – акумуляторної батареї й зарядно - підзарядних пристроїв (ЗПП). Це показано на рисунку 4.8, а, б.

Акумуляторна батарея комплектом виводів з'єднана автоматичним вимикачем QF1 (рис. 4,8, а) зі збірними шинами включення ШВ напругою 245 В. Перевищення напруги вище номінального значення (220 В) необхідно для забезпечення номінальної напруги на затисках котушки включення внаслідок втрати напруги при протіканні струму включення вимикачем від шин 245 В через автоматичні вимикачі QF3 - QF10, що живлять коло включення вимикачів РП 10, 27,5, 35 кВ кола двигунів приводів роз'єднувачів і вимикачів ВРП – 110 кВ. Живлення кожного із приєднань виконується двостороннє.

Безпосередньо від акумуляторної батареї через автоматичний вимикач QF2 по фідері подають напругу на коло земляного захисту РП - 3,3 кВ, для тягових підстанцій постійного струму та стикових.

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

a)



б)

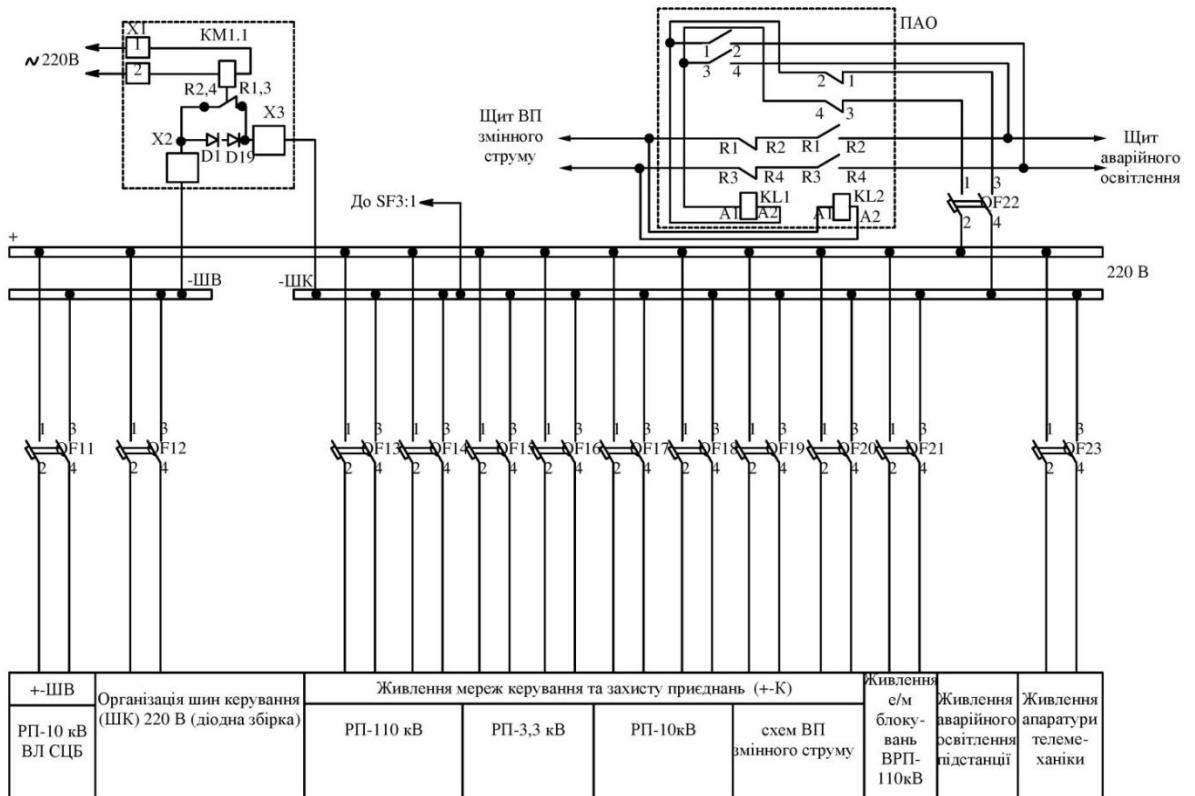


Рисунок 4.8 – Шафа власних потреб постійного струму

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Зарядно-підзарядний пристрій, що живиться від шин власних потреб змінного струму приєднується через рубильник S1 до шин 245 В. Робота зарядно-підзарядних пристроїв передбачається, як роздільна, так і паралельна. Через діодний збір Д1 - Д24 організовані шини управління ШУ напругою 220 В.

Від шин 220 В (рис. 4.8, б) через автоматичні вимикачі QF13 - QF21 одержують живлення кола керування й захисту розподільних пристроїв і загальнопідстанційної сигналізації схеми ВП змінного струму. Через автоматичні вимикачі QF22 - QF23 одержують живлення електромагнітні блокування ВРП - 110 кВ і апарати телемеханіки. Автоматичні вимикачі виконують одночасно роль комутаційних і захисних.

Живлення аварійного освітлення підстанції здійснюється від шин керування ШК через автоматичний вимикач QF22.

Надійна робота кіл керування сигналізації й захистів залежить від надійної ізоляції шин постійного струму. Для автоматичного контролю ізоляції шин постійного струму й сигналізації про замикання на землю встановлюється реле контролю ізоляції AVG1. Вольтметр PV1 з перемикачем SN1 служить для виміру напруг на кожній із секцій збірних шин постійного струму. Для виміру струму в одному з полюсів комплексу виводів акумуляторної батареї передбачений амперметр.

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

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

У роботі 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.

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Ф-Х 110 кВ.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		86

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

4. 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.

5. Бардик Є.І., Лукаш М.П. Електрична частина станцій і підстанцій. Навч. посібник. К.: НТТУ «КПІ», 2011. 220 с.

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

7. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. 533 с.

8. Панченко С. В., Блиндюк В. С., Баженов В. М. Релейний захист і автоматика: навч. посібник. Харків: УкрДУЗТ, 2020. 250 с.

9. Остапчук О.В., Денисюк П.Л., Матєєнко Ю.П. Електрична частина станцій та підстанцій: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.

10. Бардик Є.І., Лукаш М.П. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання. К.: "Політехніка" НТУУ "КПІ", 2012. 250 с.

11. Омельчук А. О. Електрична частина станцій і підстанцій: навч. посібник. Київ: Компринт, 2017. 479 с.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						87
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		