

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 X-Ц 110 кВ. Релейний захист асинхронних машин за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання
зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕС22120:

(підпис студента)

/ Руслан РЕНЧІНСЬКИЙ /

(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 the 110 kV substations X-C. Relay protection of asynchronous machines

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:

/ Ruslan RENCHINSKIY /

(name, surname)

Scientific Supervisor:

/ Ass. Prof. Denis ZEMSKY /

(position, name, surname)

Normative controller:

/Ass. Prof. Iryna POTAPCHUK/

(position, name, surname)

Dnipro – 2025

Міністерство освіти і науки України

Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними та економічними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Бакалавр

Освітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання

Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(ШИФР ТА НАЗВА)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

Дмитро БОСИЙ

(підпис)

(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Дата _____

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

студенту

Ренчинському Руслану Андрійовичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями X-Ц 110 кВ. Релейний захист асинхронних машин

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: Релейний захист асинхронних машин

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,

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	24.06.2025	

Студент

_____ (підпис)

Руслан РЕНЧІНСЬКИЙ

_____ (Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Денис ЗЕМСЬКИЙ

_____ (Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти Ренчінського Р.А. на тему:
«Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між
підстанціями X-Ц 110 кВ. Релейний захист асинхронних машин»

Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	92 стор.
Демонстраційний матеріал	1	18 слайдів

Керівник: _____ / Денис ЗЕМСЬКИЙ /

Нормоконтролер: _____ / Ірина ПОТАПЧУК /

Завідувач кафедри ІСЕ: _____ / Дмитро БОСІЙ /

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:
92 с., 28 рис., 27 табл., 11 джерел.

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

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями Х-Ц 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 Х-Ц 110 кВ.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОНТАКТНА МЕРЕЖА, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, АСИНХРОННІ МАШИНИ.

ЗМІСТ

ВСТУП	9
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	10
1.1 Струмозподіл у тяговій мережі.....	10
1.1.1 Навантаження тягових підстанцій.....	11
1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....	17
1.1.3 Переріз контактної мережі.....	21
1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	21
1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	25
1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки	26
2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ	33
2.1 Розрахунок потужності трансформаторів.....	33
2.2 Розрахунок струмів к.з.....	36
2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	47
2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	48
2.5 Проектування сонячної електростанції.....	50
3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	59
3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	59
3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.....	67
4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ	
Релейний захист асинхронних машин.....	76
4.1. Основні пошкодження та особливі режими роботи двигунів.....	76
4.2. Захист двигунів напругою до 1000 В.....	79
4.2.1. Захист двигунів напругою до 1000 В з застосуванням запобіжників..	79
4.2.2. Захист двигунів напругою до 1000 В з застосуванням максимальних реле струму.....	79

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ									
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата										
Розробив		Ренчінський			Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями X-Ц 110 кВ. Релейний захист асинхронних машин									
Консульт.														
Керівник		Земський												
Н. контр.		Потанчук												
Зав.каф.		Босий												
					<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="font-size: small;">Літера</td> <td style="font-size: small;">Аркуш</td> <td style="font-size: small;">Аркушів</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"> </td> <td style="text-align: center;">7</td> <td style="text-align: center;">92</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center; font-size: small;">МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС22120</td> </tr> </table>	Літера	Аркуш	Аркушів		7	92	МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС22120		
Літера	Аркуш	Аркушів												
	7	92												
МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС22120														

4.2.3. Захист від мінімальної напруги.....	81
4.2.4. Захист автоматичними вимикачами.....	82
4.3. Захист двигунів напругою вище ніж 1000 В.....	83
4.3.1. Захист двигунів струмовою відсічкою від міжфазних к.з.	84
4.3.2. Диференційний захист двигунів від міжфазних к.з.	85
4.3.3. Захист двигунів від однофазних замикань на землю.....	87
4.3.4. Захист від перевантаження.....	88
4.3.5. Захист від мінімальної напруги.....	89
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	91
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	92

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
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Струмозподіл у тяговій мережі

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

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

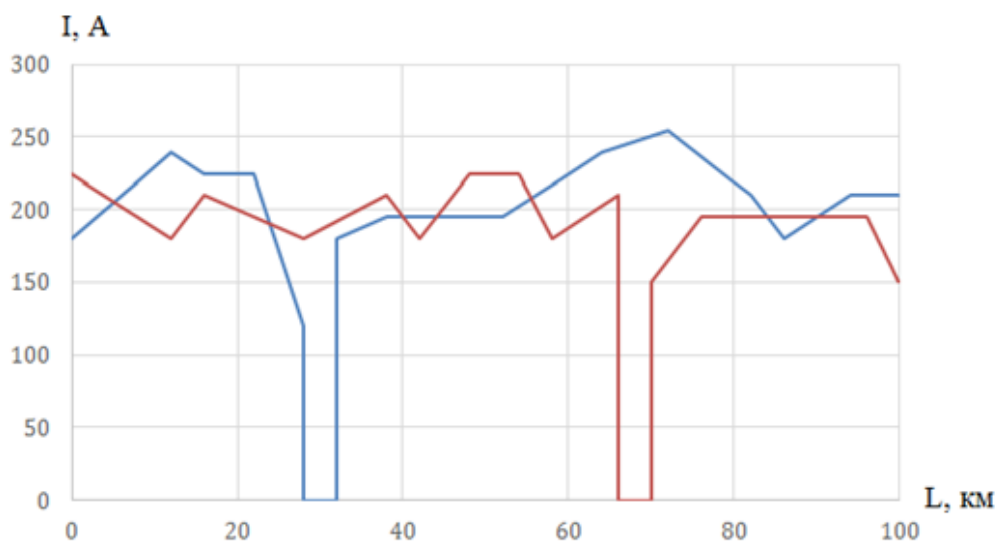


Рисунок 1.1 – Струми поїздів на ділянці

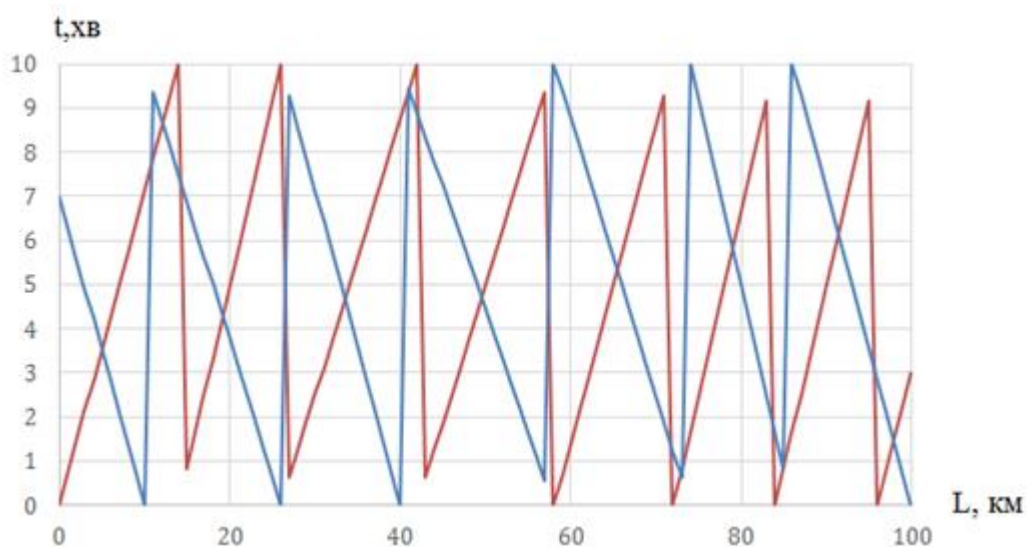


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

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

$$I_1 = 182,3 \text{ А}; \quad I_2 = 405,2 \text{ А}; \quad I_3 = 74,5 \text{ А}; \quad I_4 = 179,4 \text{ А}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 214,1 \text{ А}; \quad I_{e2} = 406,1 \text{ А}; \quad I_{e3} = 90,4 \text{ А}; \quad I_{e4} = 191,7 \text{ А}.$$

Струми фідерів підстанції визначаються для 3-х режимів навантаження:

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

Середній струм фідера підстанції визначається за формулою:

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

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

У свою чергу,

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

де J – мінімальний міжпоїзний інтервал, хв;

N – добова кількість поїздів на ділянці, пар;

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

N_0 – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар;

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

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

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

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

$$n_{01} = \frac{33,3}{10} = 3,33 \text{ пар};$$

$$n_{02} = \frac{21,3}{10} = 2,13 \text{ пар};$$

$$n_{03} = \frac{31,3}{10} = 3,13 \text{ пар};$$

$$n_{04} = \frac{20,0}{10} = 2 \text{ пари.}$$

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

1) для консольного живлення:

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

2) для двостороннього живлення:

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

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,0 \cdot 55}{3 \cdot 144} \cdot 191,7^2 + \frac{2,0 \cdot \left(2,0 - \frac{4}{3}\right) \cdot 55^2}{144^2} \cdot 179,4^2} = 209 \text{ A.}$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,33 \cdot 130 \cdot 182,3}{144} = 548 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,13 \cdot 130 \cdot 405,2}{144} = 779,2 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,13 \cdot 130 \cdot 74,5}{144} = 210,5 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,0 \cdot 130 \cdot 179,4}{144} = 323,9 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{3,33 \cdot 130}{144} \cdot 214,1^2 + \frac{3,33 \cdot (3,33 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 182,3^2} = 589,9 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{2,13 \cdot 130}{144} \cdot 406,1^2 + \frac{2,13 \cdot (2,13 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 405,2^2} = 799,5 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 90,4^2 + \frac{3,13 \cdot \left(3,13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 74,5^2} = 237,1 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,0 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 191,7^2 + \frac{2,0 \cdot \left(2,0 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 179,4^2} = 351,3 \text{ A};$$

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

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,33 \cdot 144 \cdot 182,3}{144} = 607,1 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,13 \cdot 144 \cdot 405,2}{144} = 863,1 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,13 \cdot 144 \cdot 74,5}{144} = 233,2 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,0 \cdot 144 \cdot 179,4}{144} = 358,8 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{3,33 \cdot 144}{144} \cdot 214,1^2 + \frac{3,33 \cdot (3,33 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 182,3^2} = 640,7 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{2,13 \cdot 144}{144} \cdot 406,1^2 + \frac{2,13 \cdot (2,13 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 405,2^2} = 864 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 90,4^2 + \frac{3,13 \cdot \left(3,13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 74,5^2} = 255,6 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,0 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 191,7^2 + \frac{2,0 \cdot \left(2,0 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 179,4^2} = 375,4 \text{ A}.$$

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		15

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

де v – кількість фідерів даного плеча живлення, шт.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{лів} = 231,9 + 329,6 = 561,5 \text{ А};$$

$$I_{пр} = 89,1 + 137 = 226,1 \text{ А};$$

$$I_{елів} = \sqrt{561,5^2 + (309,7^2 + 438^2) - (231,9^2 + 329,6^2)} = 663,8 \text{ А};$$

$$I_{епр} = \sqrt{226,1^2 + (132,6^2 + 209^2) - (89,1^2 + 137^2)} = 292,7 \text{ А}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{лів} = 548 + 779,2 = 1327,2 \text{ А};$$

$$I_{пр} = 210,5 + 323,9 = 534,4 \text{ А};$$

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

$$I_{елів} = \sqrt{1327,2^2 + (589,9^2 + 799,5^2) - (548^2 + 779,2^2)} = 1356,9 \text{ А};$$

$$I_{енр} = \sqrt{534,4^2 + (237,1^2 + 351,3^2) - (210,5^2 + 323,9^2)} = 562,13 \text{ А}.$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{лів} = 607,1 + 863,1 = 1470,2 \text{ А};$$

$$I_{нр} = 233,2 + 358,8 = 592 \text{ А};$$

$$I_{елів} = \sqrt{1470,2^2 + (640,7^2 + 864^2) - (607,1^2 + 863,1^2)} = 1484,9 \text{ А};$$

$$I_{енр} = \sqrt{592^2 + (255,6^2 + 375,4^2) - (233,2^2 + 358,8^2)} = 611,2 \text{ А}.$$

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*:

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

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

– для фази *b*:

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

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

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 561,5^2 + 226,1^2 + 2 \cdot 561,5 \cdot 226,1} = 417,2 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{561,5^2 + 226,1^2 - 561,5 \cdot 226,1} = 163,1 \text{ А};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 226,1^2 + 561,5^2 + 2 \cdot 561,5 \cdot 226,1} = 293,2 \text{ А};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 663,8^2 + 292,7^2 + 2 \cdot 561,5 \cdot 226,1} = 483,3 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{663,8^2 + 292,7^2 - 561,5 \cdot 226,1} = 210,6 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 292,7^2 + 663,8^2 + 2 \cdot 561,5 \cdot 226,1} = 339,5 \text{ А}.$$

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

Режим згущення поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1327,2^2 + 534,4^2 + 2 \cdot 1327,2 \cdot 534,4} = 986 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1327,2^2 + 534,4^2 - 1327,2 \cdot 534,4} = 385,5 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 534,4^2 + 1327,2^2 + 2 \cdot 1327,2 \cdot 534,4} = 693 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1356,9^2 + 562,2^2 + 2 \cdot 1327,2 \cdot 534,4} = 1005,5 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1356,9^2 + 562,2^2 - 1327,2 \cdot 534,4} = 401,1 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 562,2^2 + 1356,9^2 + 2 \cdot 1327,2 \cdot 534,4} = 709 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1470,1^2 + 592^2 + 2 \cdot 1470,1 \cdot 592} = 1092,2 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1470,1^2 + 592^2 - 1470,1 \cdot 592} = 427,1 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 592^2 + 1470,1^2 + 2 \cdot 1470,1 \cdot 592} = 767,7 \text{ A};$$

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

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1484,9^2 + 611,2^2 + 2 \cdot 1470,1 \cdot 592} = 1102,2 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1484,9^2 + 611,2^2 - 1470,1 \cdot 592} = 435,55 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 611,2^2 + 1484,9^2 + 2 \cdot 1470,1 \cdot 592} = 777,5 \text{ А}.$$

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
1	2	3	4	5	6	7
Фідер 1	231,9	309,7	548	589,9	607,1	640,7
Фідер 2	329,6	438	779,2	799,5	863,1	864
Фідер 3	89,1	132,6	210,5	237,1	233,2	255,6
Фідер 4	137	209	323,9	351,3	358,8	375,4
Ліве плече	561,5	663,8	1327,2	1356,9	1470,2	1484,9
Праве плече	226,1	292,7	534,4	562,2	592	611,2
Фаза «а»	417,2	483,3	986	1005,5	1092,2	1102,2
Фаза «b»	163,1	210,6	385,5	401,1	427,1	435,6
Фаза «с»	293,2	339,5	693	709	767,7	777,5

1.1.3 Переріз контактної мережі

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

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

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

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

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

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

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:

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

									Лист
									22
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата					

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

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

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

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

$$I_{неп} = \frac{1}{2 \cdot 33,3} \left[(190 + 180)2,1 + (180 + 210)6,3 + (210 + 180)2,5 + (180 + 225)3,8 + (225 + 225)3,8 + (225 + 180)2,5 + (180 + 210)5,7 + (150 + 192)3,9 \right]$$

$$I_{неп} = 180,7 \text{ А};$$

$$I_{нар} = \frac{1}{2 \cdot 31,5} \left[(130 + 120)2,1 + (180 + 195)4,3 + (195 + 195)8,1 + (195 + 240)7,1 + (240 + 255)5 + (255 + 245)2,1 \right]$$

$$I_{нар} = 189,1 \text{ А}.$$

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

$$W_{неп} = 180,7 \cdot 25 \cdot 0,508 = 2294,9 \text{ кВт·год};$$

$$W_{нар} = 189,1 \cdot 25 \cdot 0,477 = 2255 \text{ кВт·год}.$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		23

$$W_m = 2294,9 \cdot 55 + 2255 \cdot 55 = 250244 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Тоді для вузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 250244}{24 \cdot 25^2} \left[2,95 \left[\frac{24}{55 \cdot 0,508 + 55 \cdot 0,477} + 0,46 \left(0,25 - \frac{0,167}{0,555 + 0,525} \right) \right] \right. \\ \left. \frac{4}{3} \frac{0,167}{0,555 + 0,525} \left(1,1 \frac{144 \cdot 0,555 + 144 \cdot 0,525}{55 \cdot 0,508 + 70 \cdot 0,477} - 1 \right) + 1 \right]$$

$$B_0 = 274251 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

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

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{274251} = 244 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{244}{2} = 122 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

Для трьохвузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 250244}{24 \cdot 25^2} \left[\frac{24}{55 \cdot 0,508 + 55 \cdot 0,477} + 0,46 \left(1 - \frac{0,167}{0,555 + 0,525} \right) \right]$$

$$B_0 = 232691 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{232691} = 223 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{223}{2} = 111,5 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

Згідно з отриманим перерізом, обирається тип контактної підвіски ПБСМ70+МФ-100. Данні обраної підвіски заносяться до табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Параметри контактної мережі

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

Тип підвіски	Переріз у мідному еквіваленті, мм ²	Тривалий допустимий струм при 15 %-му зношенні контактних проводів, А
ПБСМ70 + МФ-100	128	750

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,

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

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

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:

$$\alpha = \frac{0,555}{0,508} = 1,09 ;$$

$$k_{\phi} = \frac{0,36 \cdot 1,09^2}{3,33} + 1 = 1,13 ;$$

$$I_{роз} = 548 \cdot 2,1 \cdot 1,13 = 1290 \text{ А} > 750 \text{ А}.$$

Умова перерізу контактної підвіски за нагрівом не виконується, тому приймаємо тип контактної підвіски М95+МФ-100+А185, для якої тривалий допустимий струм при 15% зношенні контактного проводу - 1300 А [2].

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

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

Довжина еквівалентного прогону:

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

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

де l_i – довжина i -го прогону, м;

l_a – довжина анкерної ділянки, м.

Підставляючи значення у формулу (1.21) отримаємо:

$$l_e = \sqrt{\frac{3 \cdot 70^3 + 3 \cdot 60^3 + 12 \cdot 50^3 + 6 \cdot 55^3}{3 \cdot 70 + 3 \cdot 60 + 12 \cdot 50 + 6 \cdot 55}} = 56,2 \text{ м.}$$

Розрахунковий режим визначається за формулою:

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

$$l_{кр} = 1600 \cdot \sqrt{408 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(-5 - (-35))}{1,918^2 - 1,807^2}} = 275,3 \text{ м.}$$

Так як $l_{кр} > l_e$ отже розрахунковим буде режим мінімальної температури.

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

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

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

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:

$$A = -35 - \frac{1,807^2 \cdot 56,2^2}{408 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{1600}{20,37} = 33,67 \text{ °С};$$

$$B = \frac{1,807^2 \cdot 56,2^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,5277 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С}.$$

Змінюючи натяг несучого троса 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	200
t_x , °С	-35	-22,2	-7,7	9,9	33,9	74,4	172	655,8

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 $\Delta t = 10 \dots 15 \text{ °С}$ (для одного контактного проводу);

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

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

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

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

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: $T_0 = 1263$ даН.

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

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

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

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

$$B_2 = \frac{1,918^2 \cdot 56,2^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,848 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

$$T_2 = 1196 \text{ даН}.$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

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

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

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

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

$$B_v = \frac{2,162^2 \cdot 56,2^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 3,6185 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С};$$

$$T_v = 1144 \text{ даН.}$$

Стріла прогину контактного проводу:

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

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.33) отримаємо:

$$f_{xi} = \frac{1,807(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1600 + 1000)} \left(1 - \frac{1600}{1263}\right) = -0,058 \text{ м.}$$

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.

						02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			30

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

$$F_{xn} = \frac{1}{1600} \left(\frac{1,807 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,058)1000 \right) = 0,794 \text{ м.}$$

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:

$$B_p = \frac{0,834^2 \cdot 56,2^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 5,384 \cdot 10^6 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С};$$

$$T_{px} = 1451 \text{ даН.}$$

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:

$$F_{pxn} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 1451} = 0,352 \text{ м.}$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	Лист
					31

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

Таблиця 1.4 – Монтажна Таблиця

$t_x, ^\circ\text{C}$	-35	-30	-20	-10	0	10	20	30
$T_x, \text{даН}$	1600	1520	1370	1230	1106	999	906	827
$f_x, \text{м}$	-0,058	-0,046	-0,02	0,007	0,033	0,059	0,084	0,107
$F_{xn}, \text{м}$	0,794	0,827	0,899	0,98	1,066	1,154	1,245	1,336
$T_{px}, \text{даН}$	1451	1356	1174	999	840	704	592	506
$F_{px}, \text{м}$	0,352	0,377	0,435	0,511	0,608	0,726	0,863	1,013

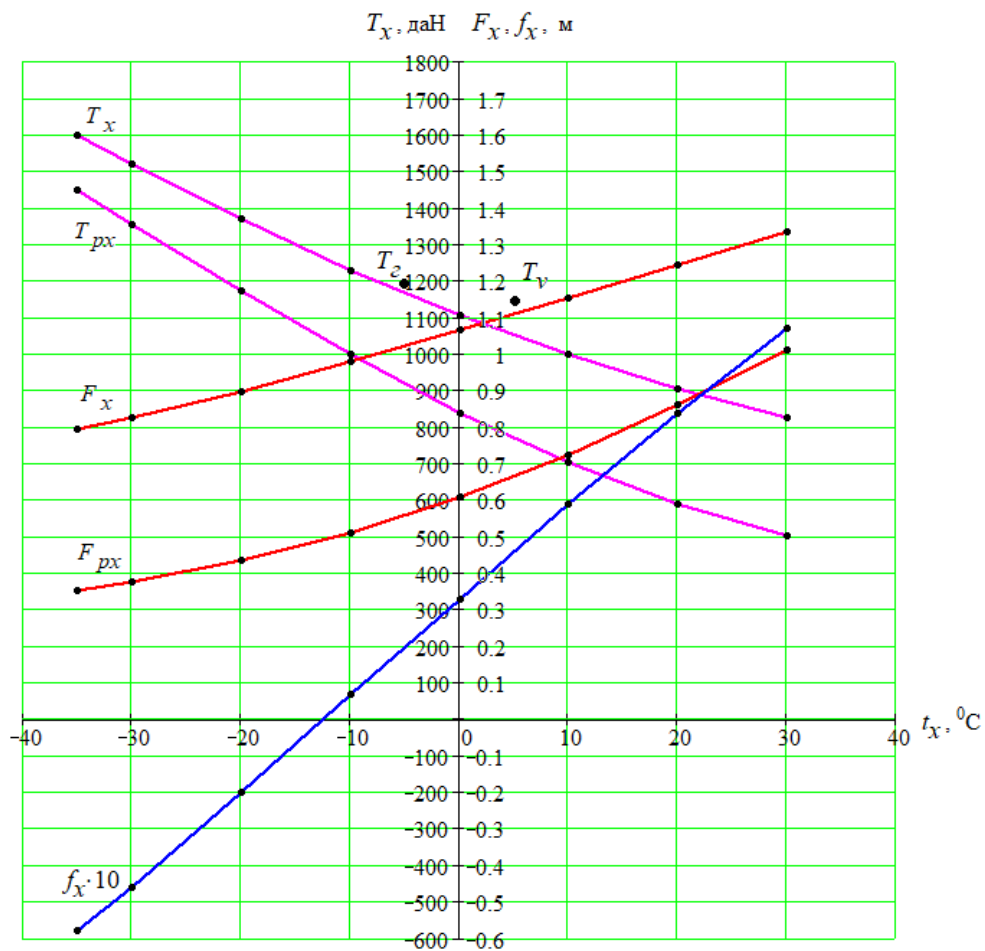


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

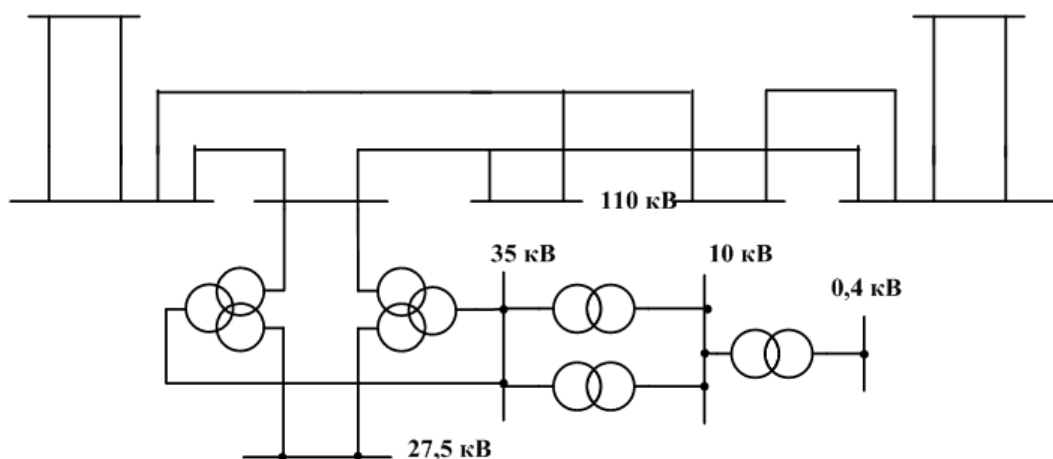


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

Максимальна потужність на шинах 27,5 кВ:

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

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

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

Потужність тягового навантаження:

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

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

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

А;

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		33

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

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

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

Або перетворивши формулу (2.2) отримаємо:

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

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

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

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

Відповідно до (2.1) отримаємо:

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

Потужність на шинах 35 кВ. Згідно вихідних даних потужність нетягового навантаження на шинах 35 кВ складає 20 % від тягового навантаження, а на шинах 10 кВ – 10 % [3].

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

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		34

Потужність на шинах 10 кВ. Маємо транзитну підстанцію, отже потужність ТВП приймаємо 400 кВА [4].

$$S_{ш. max10} = S'_{10} + S_{тсн}.$$

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

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	Кіль- кість	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 _Н /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.

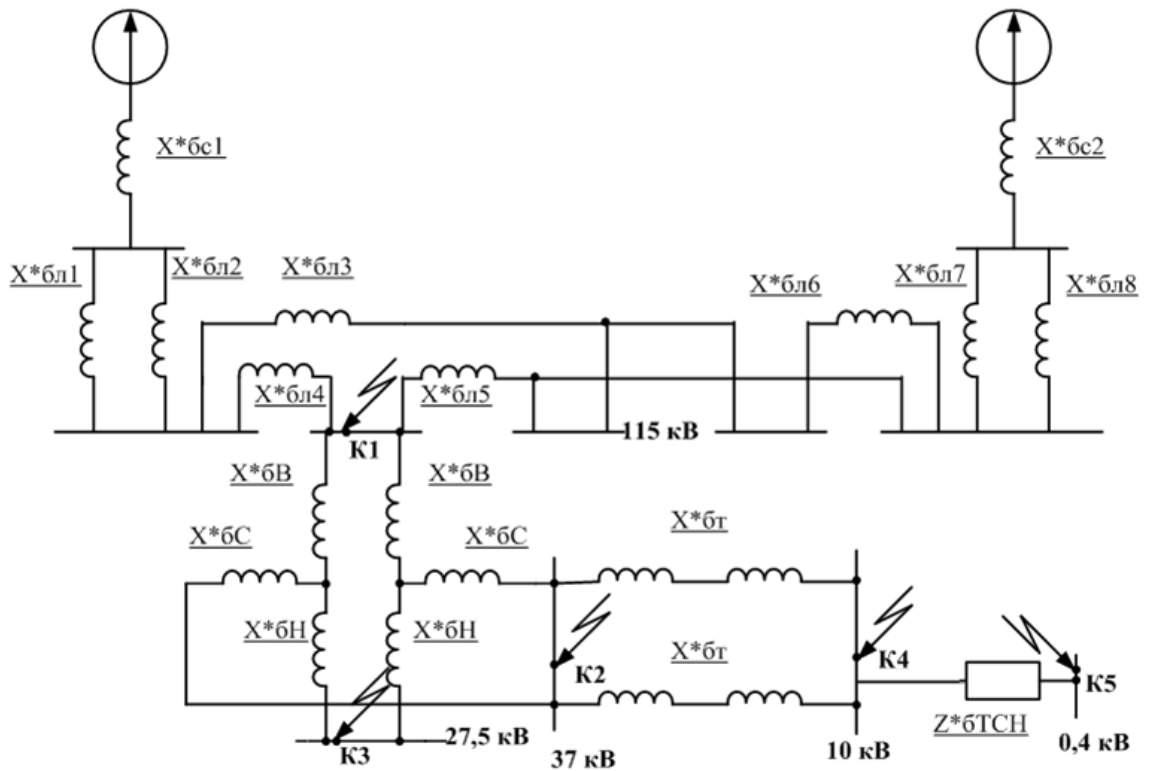


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

Приймаємо базисну потужність $S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА}$ [5].

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

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

Базисний струм знаходимо за формулою:

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

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_k = \frac{I_{\text{б}}}{x_{*\text{б}}} \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*\text{бсист}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_k} \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис.2.3.

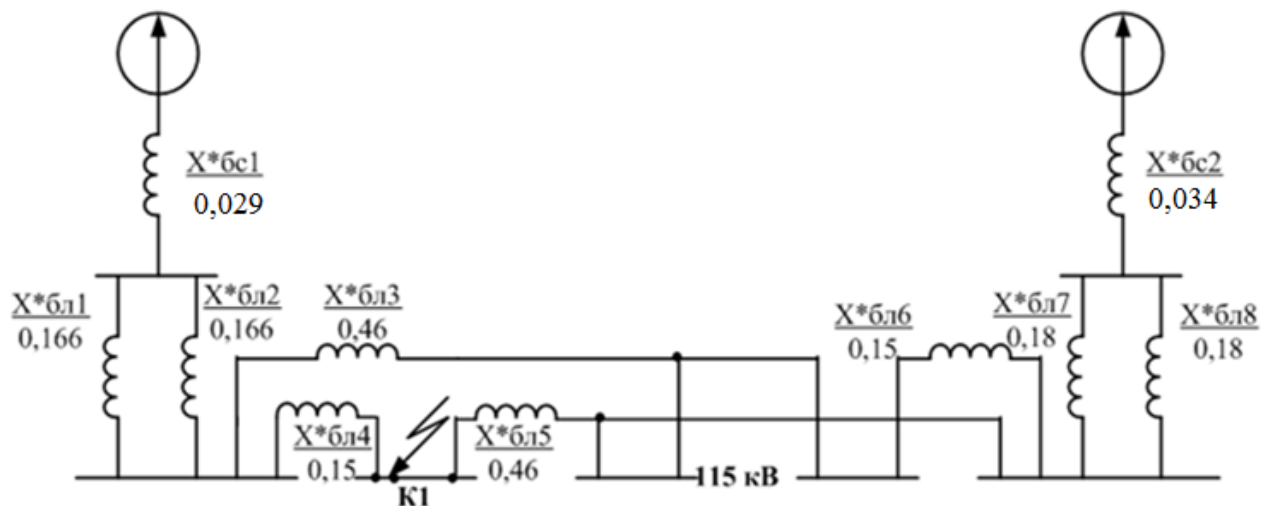


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$x_{*\text{бсист}1} = \frac{100}{3400} = 0,029 \text{ .}$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*\text{бсист}2} = \frac{100}{2900} = 0,034 \text{ .}$$

Базисний струм:

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

Опори ліній:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\begin{aligned} X_{\bar{b}l17}^* &= X_{\bar{b}l16}^* + \frac{(X_{\bar{b}l12}^* + X_{\bar{b}l14}^*) \cdot (X_{\bar{b}l13}^* + X_{\bar{b}l15}^*)}{X_{\bar{b}l12}^* + X_{\bar{b}l14}^* + X_{\bar{b}l13}^* + X_{\bar{b}l15}^*} = \\ &= 0,056 + \frac{(0,112 + 0,075) \cdot (0,124 + 0,23)}{0,112 + 0,075 + 0,124 + 0,23} = 0,178. \end{aligned}$$

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

$$I_{K1} = \frac{I_{\bar{b}1}}{X_{\bar{b}K1}^*} = \frac{0,502}{0,178} = 2,82 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{K1} = 2,55 \cdot 2,82 = 7,19 \text{ кА;}$$

$$I_{Kycm1} = 1,52 \cdot I_{K1} = 1,52 \cdot 2,82 = 4,29 \text{ кА.}$$

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

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

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

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

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

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

Визначимо опір обмоток трансформатора:

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

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

$$X_{*6С} = \frac{u_{кС}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{н\text{о}м\text{т}р}} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,01 .$$

Схема заміщення до точки к2 представлена на рис. 2.6.

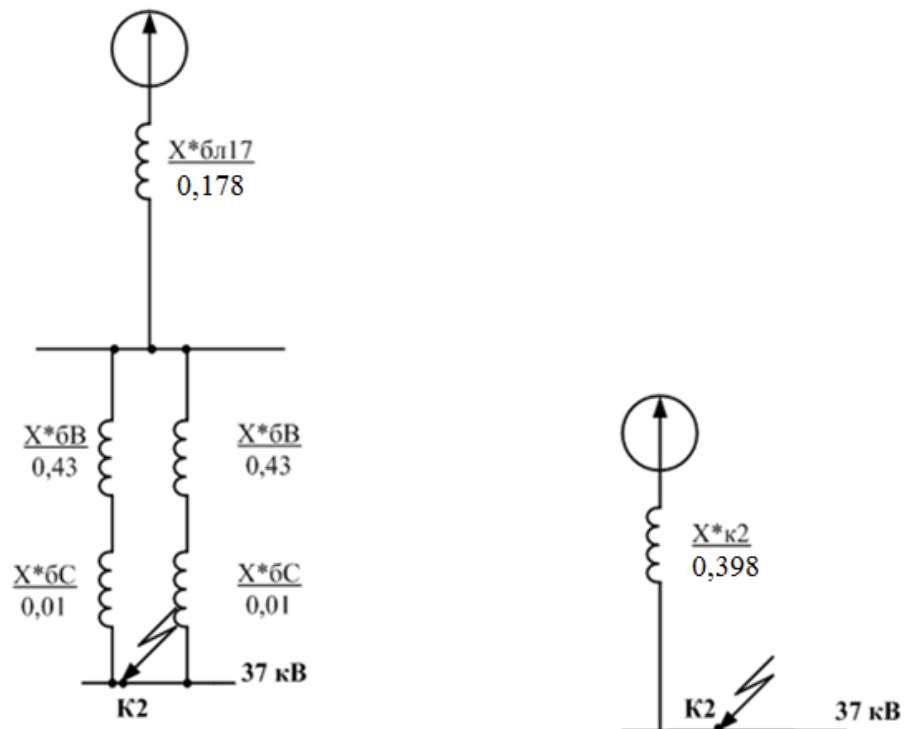


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

$$X_{*\delta K2} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta C}}{2} = 0,178 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,398 .$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{к2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{*\delta K2}} = \frac{1,56}{0,398} = 3,92 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{к2} = 2,55 \cdot 3,92 = 9,996 \text{ кА};$$

$$I_{Kycm2} = 1,52 \cdot I_{к2} = 1,52 \cdot 3,92 = 5,96 \text{ кА}.$$

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:

$$X_{*\delta K3} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta H}}{2} = 0,178 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,528 .$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

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

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		42

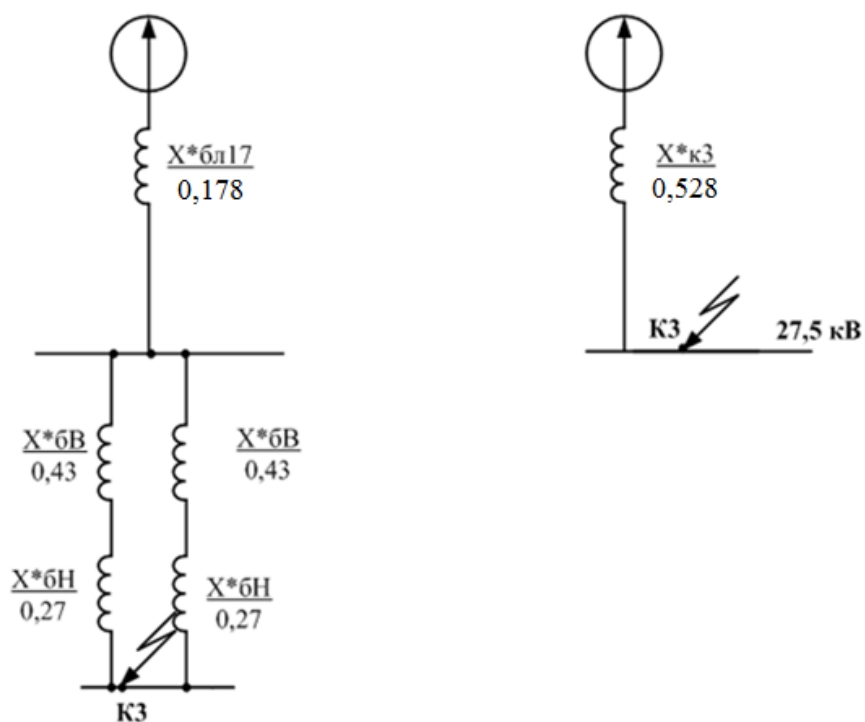


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки к3

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{к3} = \frac{I_{б3}}{X_{*бк3}} = \frac{2}{0,528} = 3,79 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{у3} = 2,55 \cdot I_{к3} = 2,55 \cdot 3,79 = 9,66 \text{ кА;}$$

$$I_{куст3} = 1,52 \cdot I_{к3} = 1,52 \cdot 3,79 = 5,76 \text{ кА.}$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

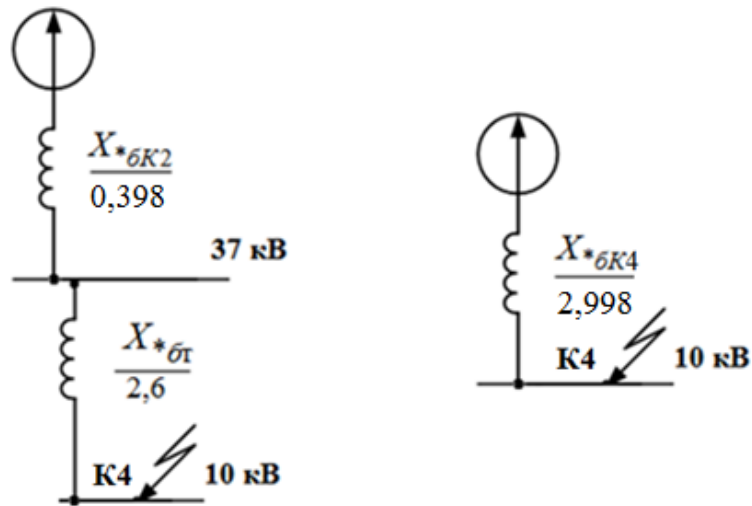


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

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

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

$$X_{*бК4} = X_{*бК2} + X_{*бГ} = 0,398 + 2,6 = 2,998.$$

Визначимо базисний струм для точки к4:

$$I_{б4} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к4:

$$I_{к4} = \frac{I_{б4}}{X_{*бК4}} = \frac{5,5}{2,998} = 1,835 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к4:

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

$$i_{y4} = 2,55 \cdot I_{к4} = 2,55 \cdot 1,835 = 4,68 \text{ кА};$$

$$I_{Куст4} = 1,52 \cdot I_{к4} = 1,52 \cdot 1,835 = 2,79 \text{ кА}.$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

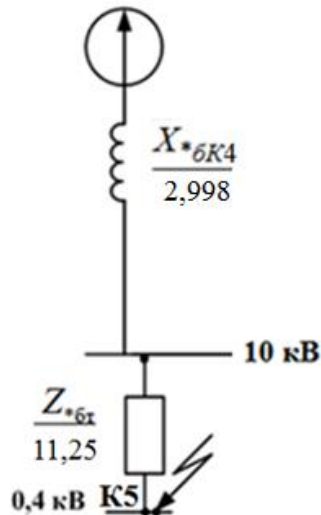


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{*бm} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нoмтp}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25;$$

$$R_{*бm} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{нoмтp}} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нoмтp}} = \frac{5,5}{400} \cdot \frac{100}{0,4} = 3,44;$$

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

$$Z_{*бm\Sigma} = \sqrt{(X_{*бк4} + X_{*бm})^2 + R_{*бm}^2} = \sqrt{(2,998 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 14,12.$$

Визначимо базисний струм для точки К5:

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці К5:

$$I_{к5} = \frac{I_{\delta 5}}{Z_{* \delta m \Sigma}} = \frac{144,34}{14,12} = 10,22 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К5:

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

$$I_{Куст5} = 1,52 \cdot I_{к5} = 1,52 \cdot 10,22 = 15,53 \text{ кА.}$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_{к} = I_{к}^2 (t_{откл} + T_a);$$

$$К1: B_{к} = 2,82^2 (2 + 0,05) = 16,3 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К2: B_{к} = 3,92^2 (1,5 + 0,05) = 23,82 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К3: B_{к} = 3,79^2 (0,5 + 0,05) = 7,9 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К4: B_{к} = 1,835^2 (1,5 + 0,05) = 5,22 \text{ кА}^2\text{с;}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		46

Закінчення таблиці 2.3

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

2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

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

$$I_{відкл. max} \geq I_K,$$

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

I_K - струм к.з., кА.

2.5 Проектування сонячної електростанції

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



Version 7.4.8

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Варіант 9

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 7002 kWp

Kamenna - Ukraine

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Ruslan Renchinsky

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		50



Project: Варіант 9
Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.8
VCO, Simulation date:
23/05/25 13:45
with V7.4.8

UDUNT

Project summary

Geographical Site Kamenna Ukraine	Situation Latitude 48.70 °N Longitude 32.28 °E Altitude 172 m Time zone UTC+2	Project settings Albedo 0.20
Weather data Kamenna 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 14004 units Pnom total 7002 kWp		Nb. of units 60 units Pnom total 6000 kWac Pnom ratio 1.167

Results summary

Produced Energy 8955238 kWh/year	Specific production 1279 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 86.04 %
----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

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		51



PVsyst V7.4.8
 VCO, Simulation date:
 23/05/25 13:45
 with V7.4.8

Project: Варіант 9
 Variant: New simulation variant

UDUNT

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground		Models used	
PV Field Orientation		Sheds configuration		Transposition Perez	
Orientation		Nb. of sheds	778 units	Diffuse	Perez, Meteonorm
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	14004 units	Number of inverters	60 units
Nominal (STC)	7002 kWp	Total power	6000 kWac
Modules	778 string x 18 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pmpp	6375 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.17
U mpp	701 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	9089 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	7002 kWp	Total power	6000 kWac
Total	14004 modules	Max. power	6600 kWac
Module area	33459 m²	Number of inverters	60 units
		Pnom ratio	1.17

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	1.7 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

										Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EC22120.КРБ.2025–ПЗ					52



AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 1.83 % at STC

Inverter: SUN2000-100KTL-M1-400Vac

Wire section (80 Inv.) Alu 60 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 3.43 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 2.99 kVA
Iron loss fraction 0.09 % at STC
Copper loss 68.66 kVA
Copper loss fraction 2.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.93 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 2
Nominal power at STC 6.87 MVA
Iron loss (24/24 Connexion) 5.97 kVA
Copper loss 137.32 kVA

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

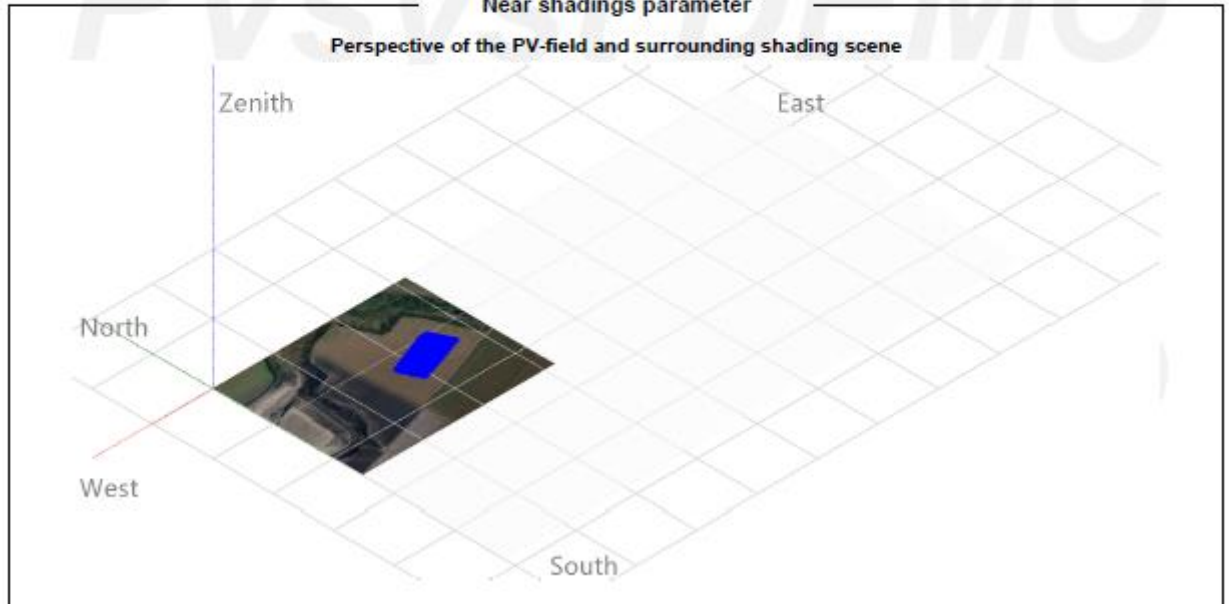


PVsyst V7.4.8
 VCO, Simulation date:
 23/05/25 13:45
 with V7.4.8

Project: Варіант 9
 Variant: New simulation variant

UDUNT

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

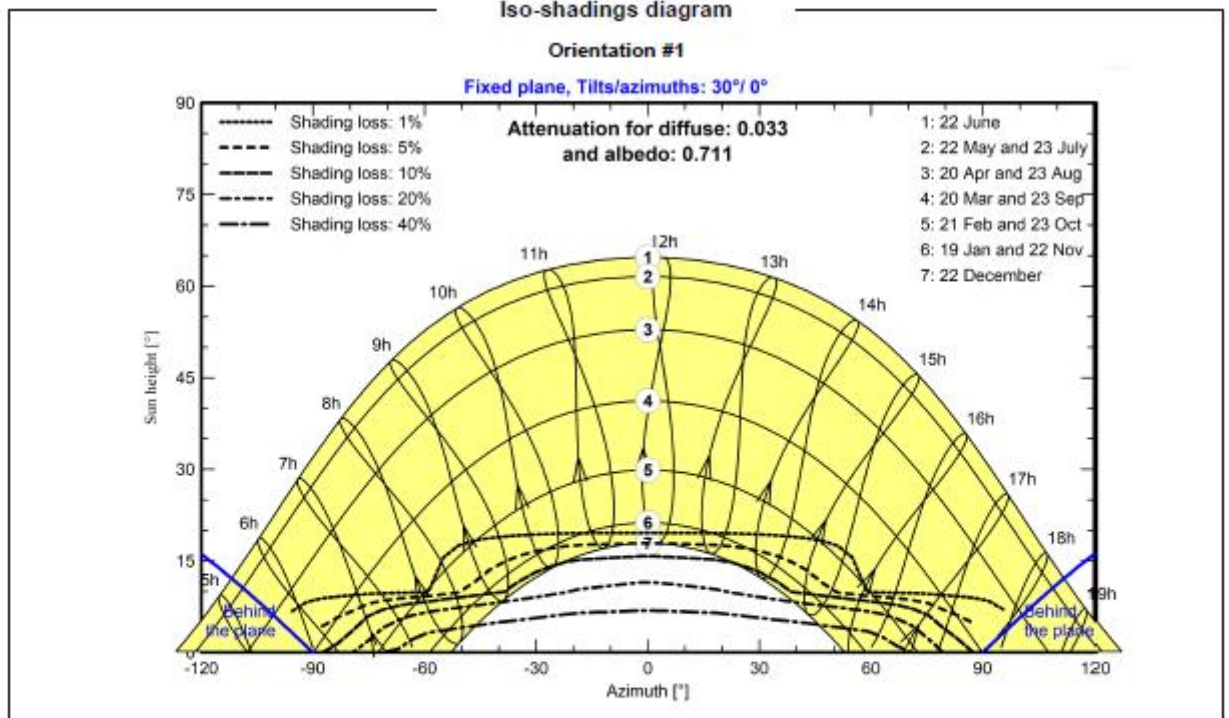


Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Project: Варіант 9
Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.8
VC0, Simulation date:
23/05/25 13:45
with V7.4.8

UDUNT

Main results

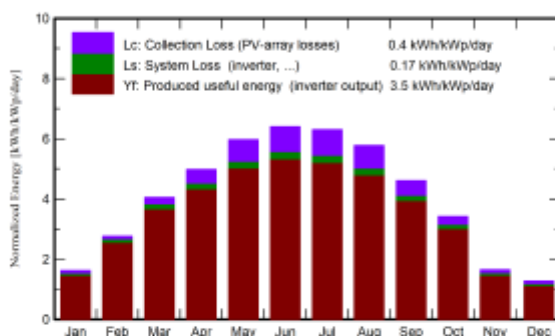
System Production

Produced Energy 8955238 kWh/year

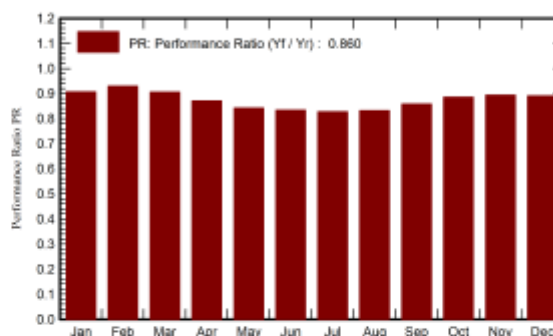
Specific production
Perf. Ratio PR

1279 kWh/kWp/year
86.04 %

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	18.20	-3.65	50.1	46.9	334289	318309	0.907
February	50.2	26.53	-2.86	77.1	73.7	525713	501994	0.929
March	94.5	47.14	2.48	125.7	120.2	835109	797048	0.906
April	132.3	67.44	9.85	149.4	141.9	952893	910580	0.871
May	177.8	74.48	16.39	185.1	175.8	1142873	1091140	0.842
June	193.2	78.16	19.52	191.9	182.1	1173813	1120866	0.834
July	192.6	78.34	21.97	195.5	185.9	1184839	1132286	0.827
August	161.5	70.99	21.46	179.0	170.4	1090525	1042426	0.832
September	112.3	58.23	15.29	138.1	131.4	867538	830277	0.859
October	71.5	32.76	8.74	105.9	101.3	686981	656194	0.885
November	31.7	19.98	3.28	49.3	46.5	324365	308773	0.894
December	23.1	15.32	-1.16	39.4	36.3	258560	245365	0.890
Year	1270.4	587.58	9.35	1486.5	1412.4	9377498	8955238	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:
 23/05/25 13:45
 with V7.4.8

Project: Варіант 9
 Variant: New simulation variant

UDUNT

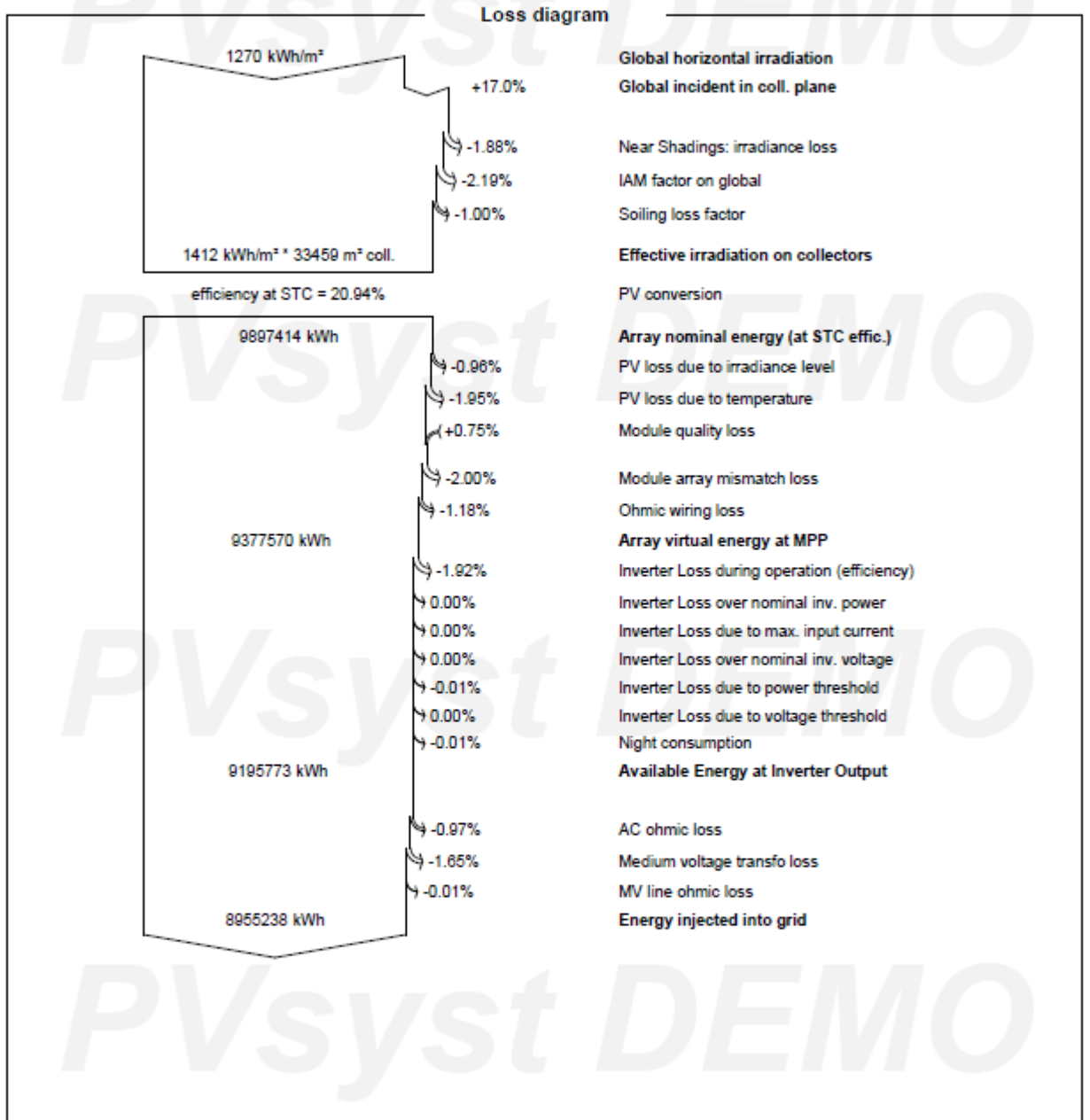


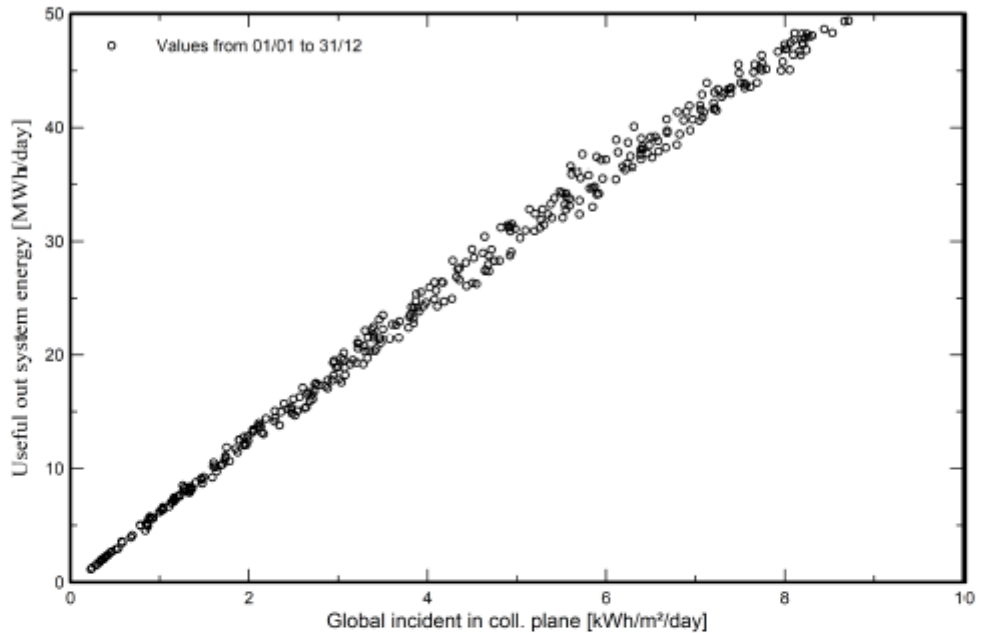
Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

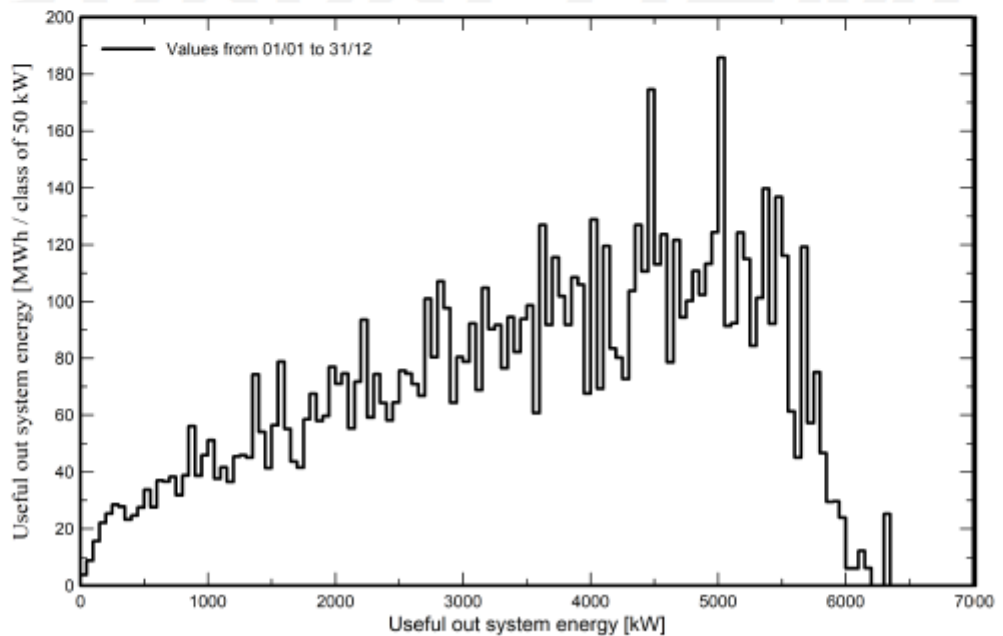


Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
23/05/25 13:45
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	185 MWh
P50	8955 MWh
P90	8719 MWh
P95	8652 MWh

Probability distribution

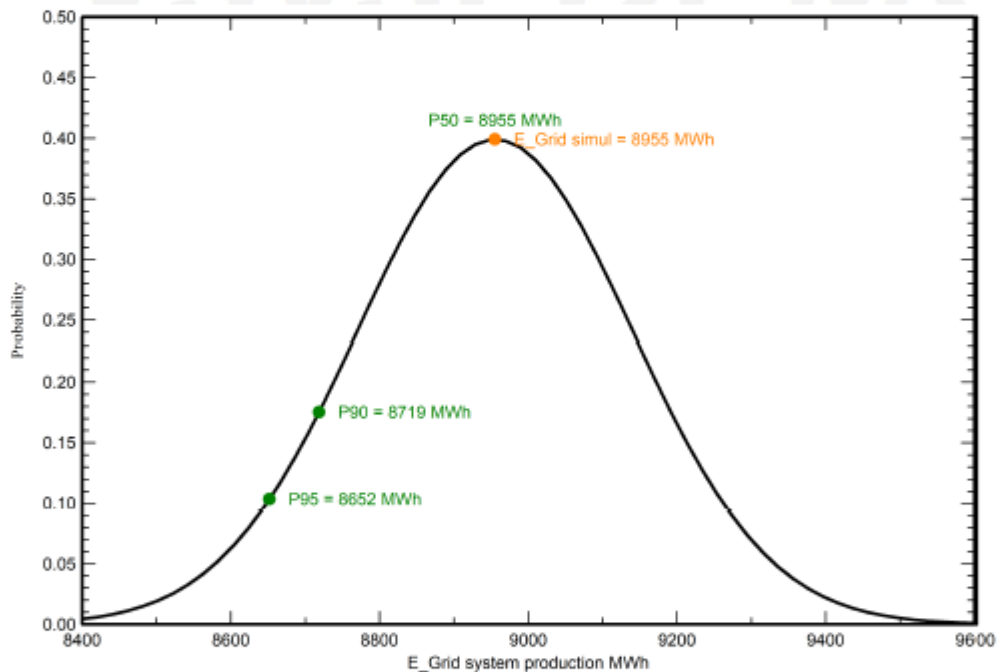


Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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
9	10	1,835	1	6000	2

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 330 кВ".

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

№ КЛ	$P_{\max.c}$, кВт	U_g , кВ	$\cos \varphi$	I_0 , А	S , мм ²	I_c , А
1	6000	10	0,99	349,91	240	367

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

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

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

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

№ КЛ	I_c , А	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_0 , А	I_{cg} , А	Виконання умови
1	367	0,98	1	1,18	1	349,91	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 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

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ			Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				60

№ 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	349,91	374,5	виконується

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

$$I_{cg} = I_c \cdot k_{3n} \cdot k_7. \quad (3.4)$$

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_{3n}	k_7	I_0, A	I_{cg}, A	Виконання умови
1	511	1,08	1	349,91	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:

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

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

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	1	26,21	1,835	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.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		62

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	1	5,1	1,596	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	2	0,161	0,099	208,1	2,08

Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.

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

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.

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

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:

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

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

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

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

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, A	$L, км$	γ_1	$U_1^{(3)}, В$	γ_2	$U_2, В$	γ_3	$U_3, В$	Виконання умови
1	349,91	2	0,67	2,67	12,1	2,83	0,24	10,6	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:

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

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

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

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

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 10 кВ.

3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС ($P=6$ 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 – 2 км.
5. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - 1,835 кА.
6. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проектованої СЕС прийнято 3хСПП-3-20 1х50 мм та кабель 3хАПвЕгаПу-12/20 1х120/25 мм, прокладка в трикутник.

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи у відповідності з [7].

Опір системи:

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

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

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

Реактивна складова:

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

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

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

$z_C, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3,3	1,64	0,3	3,828	7,718	11,546

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

Розрахункова точка К1.

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - $I_{K1}^{(3)} = 1,835 \text{ кА}$.

Розрахункова точка К2.

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

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

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

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:

$$I_{К2}^{(3)} = I_{К2ПС}^{(3)} + I_{КСЕС}^{(3)} \quad (3.28)$$

Розрахункова точка К3.

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

$$I_{К3ПС}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{К3}} \quad (3.29)$$

Сумарний струм КЗ в точці К3:

$$I_{К3}^{(3)} = I_{К3ПС}^{(3)} + I_{КСЕС}^{(3)} \quad (3.30)$$

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

$I_{К1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{К2ПС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{КСЕС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{К2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{К3ПС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{К3}^{(3)}, \text{кА}$
1,835	1,584	0,33	1,914	0,525	0,855

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

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

$I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2ЛС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{KСЕС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3ЛС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
1,596	1,379	0,287	1,666	0,457	0,744

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

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

2. Струми короткого замикання.

І ст. СВ (струмова відсічка).

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

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

Максимальна величина струму при включенні може скласти

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

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

Номінальний струм трансформатору:

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

Струм спрацювання захисту:

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

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

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$I_{\text{сз min}}, \text{А}$	$I_{\text{сз max}}, \text{А}$	$I_{\text{сз}}, \text{А}$ для відстроювання
54,99	197,96	329,94	330

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

Струм спрацювання захисту:

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

Струм уставки:

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

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

$$k_{\eta} = \frac{k_{cx} \cdot I_{К2}^{(3)}}{I_{c.з.}}. \quad (3.35)$$

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

$I_{c.з.}, A$	I_y, A	k_{η}
1026	34,2	1,87

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.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		71

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

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

Струм спрацювання захисту:

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

де k_n - коефіцієнт надійності (1,1);

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

k_n - коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки:

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

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

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

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, приведенного до напруги 10,5 кВ

$I_{c.з.}, A$	I_y, A	$I_{сз}, A$ для відстроювання	$k_{ч}$
76,4	7,64	80	9,8

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

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:

$$I_C = 3 \cdot \omega \cdot C_\phi \cdot U_\phi \cdot 10^{-6}, \quad (3.39)$$

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	6062,2	1,31	2,62

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

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

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

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

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

4 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

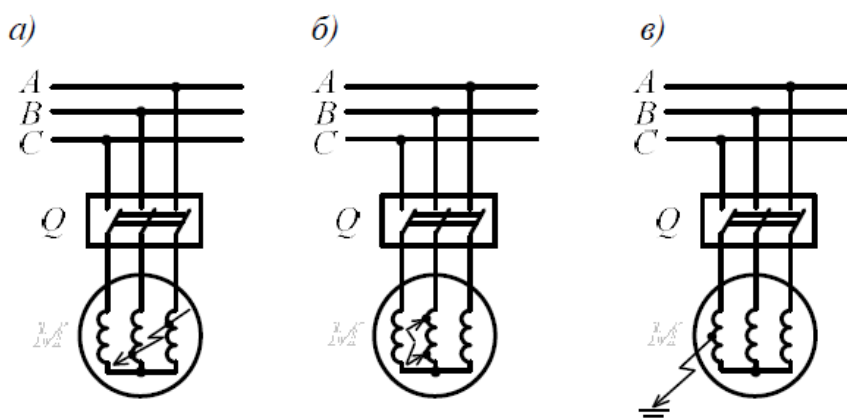
Релейний захист асинхронних машин

4.1 Основні пошкодження та особливі режими роботи машин

В електроенергетичних системах та на промислових підприємствах найчастіше застосовують трифазні асинхронні машини. Вони мають просту конструкцію та відрізняються високою надійністю в експлуатації. Основним їх недоліком є споживання значної реактивної потужності з мережі для створення електромагнітного поля в магнітній системі двигуна. Для зменшення споживання реактивної потужності необхідно зменшувати повітряний проміжок між ротором та статором. Це призводить до значного подорожчання двигунів та ускладнює умови їх експлуатації [8].

В асинхронних двигунах можуть виникати наступні пошкодження:

- міжфазні короткі замикання в обмотці статора (рис. 4.1, а);
- виткові замикання обмотки статора (рис. 4.1, б);
- однофазні замикання на землю (для двигунів, що працюють у мережах з ізольованою нейтраллю) (рис. 4.1, в);
- подвійні замикання на землю в різних фазах мережі (рис. 4.2);



а) міжфазне; б) виткове; в) однофазне на землю

Рисунок 4.1 – Пошкодження у двигунах:

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

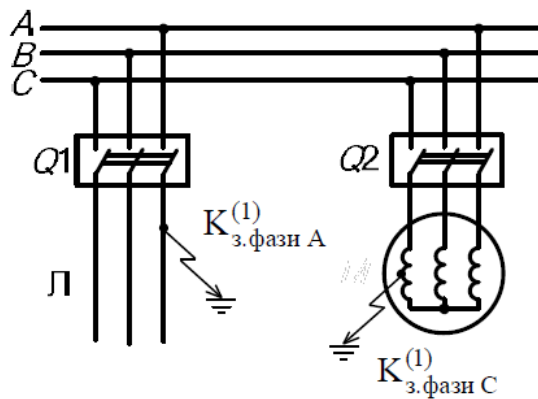


Рисунок 4.2 – Подвійне замикання на землю

Найнебезпечнішими є міжфазні к.з. в обмотці статора (рис. 4.1, а). Вони супроводжуються значним рівнем струмів в обмотках, що призводить до пошкодження обмотки та виплавлення активної сталі з осердя статора. Ремонт двигунів з пошкодженим статором вимагає значних витрат – необхідно повністю розбирати двигун, розшихтовувати магнітопровід статора та замінювати пошкоджені елементи – сталеві листи, обмотку статора тощо. Крім того, такі пошкодження супроводжуються значним пониженням рівня напруги в місці приєднання двигуна, що негативно впливає на споживачі, які паралельно працюють [9].

За виткових замикань обмотки статора (рис. 4.1, б) в короткозамкнених витках можуть циркулювати струми, співвимірні зі струмами міжфазних к.з., що також призводять до значних пошкоджень двигуна. Особливістю цього режиму є незначна зміна фазних струмів живлення, що ускладнює виконання захисту. Тому захисти від таких пошкоджень, як і за міжфазних к.з., повинні діяти на вимкнення пошкодженого двигуна від мережі без витримки часу.

Для двигунів, що працюють у мережі з ізолюваною або компенсованою нейтраллю, однофазні замикання (рис. 4.1, в) супроводжуються порівняно незначним рівнем струму замикання (від кількох до декількох десятків А). Тому такі пошкодження є менш небезпечними для двигунів, ніж міжфазні к.з. чи виткові замикання. Як свідчить досвід експлуатації, небезпечними для двигунів є струми замикання на землю, більші ніж 5 А. Струми замикання менші, ніж 5 А

не спричиняють значних пошкоджень у двигунах: пошкодження ліквідують, зазвичай без заміни шихтованих листів магнітопроводу статора. Тому захисти від таких пошкоджень можуть діяти на сигнал. Коли струм замикання більший, ніж 5 А, можливе виплавлення сталі та міді за рахунок виникнення дуги в місці пошкодження, що призводить до значних пошкоджень двигуна. Тому за струмів замикання на землю 5 А та більше, захист повинен діяти на вимкнення двигуна від мережі, але він може діяти з витримкою часу.

До особливих режимів двигуна належить перевантаження за струмом обмоток статора.

Основні причини перевантаження двигуна є:

- перевантаження робочого механізму за технологічних причин;
- важкі умови пуску навантаженого двигуна;
- довготривале пониження напруги мережі;
- зникнення напруги на одній з фаз у мережі;
- обрив однієї фази в самому двигуні;
- несправності в системі охолодження двигуна.

За режиму перевантаження двигун перегрівається, прискорено старіє його ізоляція, що може призвести до її пробою і виникнення небезпечних режимів - міжфазних та виткових к.з. Тому для двигуна застосовують захист від перевантажень, що з витримкою часу діє на сигнал або на вимкнення двигуна від мережі. Якщо дозволяють технологічні можливості, двигун може бути автоматично розвантажений за рахунок зменшення навантаження на його валу.

Особливим режимом двигуна є також короткочасні пониження або зникнення напруги в мережі. Причинами такого короткочасного пониження або зникнення напруги можуть бути к.з. у мережі та вимкнення їх захистами, робота пристроїв автоматики – АПВ, АВР. За перерви живлення зменшуються швидкості обертання двигунів або навіть повністю зупиняються деякі з них. Як свідчить практика, за подачі напруги живлення відновлення нормального режиму відбувається без будь-яких допоміжних заходів внаслідок самозапуску двигунів.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		78

Релейний захист асинхронних машин - це система автоматичного захисту від несправностей, таких як перевантаження, короткі замикання та перегрів, які можуть призвести до зупинки або пошкодження асинхронного двигуна. Ця система складається з реле, які виявляють несправності та дають сигнал для автоматичного відключення двигуна, а також з автоматичних вимикачів, які реалізують відключення.

4.2 Захист двигунів напругою до 1000 В

Двигуни напругою до 1000 В захищають від міжфазних та однофазних к.з. на землю застосуванням запобіжників, електромагнітних та електротеплових розчіплювачів автоматичних вимикачів, а також реле струму [10].

4.2.1 Захист двигунів напругою до 1000 В з застосуванням запобіжників

Найпростішим захистом двигунів напругою до 1000 В є запобіжники.

Запобіжниками захищають двигуни потужністю до 100 кВт. Основним недоліком цього захисту є можливість неповнофазного вимкнення двигуна, що виникає за перегорання плавких вставок запобіжників не у всіх фазах.

Запобіжники встановлюють у всіх фазах живлення між рубильником (рубильник призначений для створення видимого розриву після вимкнення двигуна) та контактами пускача або контактора.

4.2.2 Захист двигунів напругою до 1000 В з застосуванням максимальних реле струму

Захист з застосуванням максимальних реле струму має деякі переваги порівняно з захистом запобіжниками. Це захист багаторазової дії, за спрацювання забезпечує вимкнення всіх фаз двигуна, має високу швидкодію

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		79

Для захисту двигуна від к.з. в обмотці статора застосовані максимальні реле струму КА1, КА2 та КА3. Контакти цих реле в колі управління пускача з'єднані послідовно. За спрацювання хоча б одного реле КА1–КА3 розмикається коло живлення котушки КМ магнітного пускача, який вимикає напругу живлення двигуна М.

Кола управління захищають запобіжники F1, F2. Рубильник S1 призначений для створення видимого розриву кіл живлення двигуна, а рубильник S2 – для створення видимого розриву кіл управління.

Захист двигуна від перевантаження виконують реле КА4 та реле часу КТ (рис. 4.3). За перевантаження спрацьовує реле КА4 та своїми контактами подає живлення до котушки КТ реле часу, що своїми контактами з витримкою часу розриває коло живлення обмотки магнітного пускача КМ, який вимикає двигун М від мережі живлення.

4.2.3 Захист від мінімальної напруги

Захист двигунів від пониження або зникнення напруги, так званий нульовий захист, автоматично здійснюється на двигунах, що вмикаються контакторами або магнітними пускачами, коли котушки контакторів або магнітних пускачів живляться від того ж джерела напруги, що і двигун. Якщо перерва в живленні була 0,5 с та більше, то якорі контакторів та магнітних пускачів відпадають автоматично і двигун можна повторно увімкнути лише вручну. Так, для схеми, наведеній на рис. 4.3, після зникнення напруги котушку магнітного пускача КМ перестане обтікати струм, що спричинить його вимкнення, і після відновлення напруги двигун можна увімкнути лише вручну – натисненням на кнопку SB2.

Якщо схема управління двигуном, зокрема і котушки контакторів та магнітних пускачів, живляться від незалежного джерела живлення (рис. 4.4), захист двигуна від пониження або зникнення напруги здійснює реле мінімальної напруги KV. За наявності робочої напруги двигуна М це реле мінімальної напруги збуджене і його контакти KV в колі живлення котушки магнітного

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

пускатча КМ замкнені. За пониження або зникнення напруги реле КV повертається у неробочий стан – його контакти КV розмикають коло живлення магнітного пускатча КМ, контакти КМ1 якого розмикаються. Після відновлення напруги двигун можна увімкнути лише вручну – натисненням на кнопку SB2.

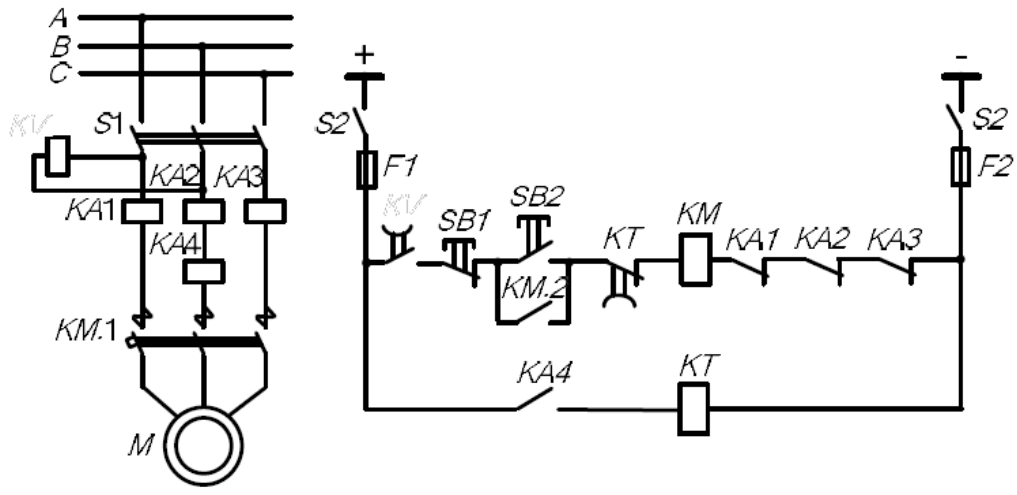


Рисунок 4.4 – Схема захисту від мінімальної напруги

Контакти реле напруги КV розмикаються з витримкою часу. Отже, схема відводиться від спрацювань за короточасних понижень або короточасних зникнень напруги.

4.2.4 Захист автоматичними вимикачами

Для захисту двигунів від к.з., перевантажень та пониження або зникнення напруги часто застосовують автоматичні вимикачі (автомати). Автоматичні вимикачі можуть виконувати функції контакторів (магнітних пускатчів) – комутувати силові кола двигуна та їх захищати. Захист розчіплювачами автоматичних вимикачів має деякі переваги порівняно з захистами запобіжниками.

Основні переваги захисту розчіплювачами такі:

- істотно вища швидкодія;
- відсутність неповнофазного вимкнення;
- багаторазовість дії;

- менший розкид характеристик, відповідно вища точність роботи;
- зручність в експлуатації – після спрацювання не потрібно здійснювати заміни.

Порівняно з захистами реле струму, захист розчіплювачами автоматичних вимикачів (автоматів) має вищу швидкодію (час вимкнення – 0,015 с – 0,06 с).

Проте застосування автоматів має деякі недоліки. На відміну від запобіжників він не забезпечує такого струмообмежувального ефекту. Крім того, автомат не передбачений для багаторазового увімкнення – вимкнення. Тому його застосування замість контактора або магнітного пускача обмежене – автомат можна застосовувати лише для двигунів, які не потрібно часто вимикати та вмикати.

Для захисту двигунів використовують:

- автомати з електромагнітними розчіплювачами – для захисту двигунів від струмів к.з.;
- автомати з тепловими розчіплювачами – для захисту двигунів від перевантажень;
- автомати з комбінованими розчіплювачами – для захисту двигунів від к.з. та перевантажень;
- автомати з розчіплювачами мінімальної напруги – для захисту двигунів від пониження та зникнення напруги.

Вибір автоматичних вимикачів здійснюють за напругою мережі, номінальним та пусковим струмом двигуна.

4.3 Захист двигунів напругою вище ніж 1000 В

Захист двигунів напругою вище ніж 1000 В здійснюють, зазвичай, застосовуючи реле. Вимірні органи захисту вмикають до вторинних кіл трансформаторів струму [11].

4.3.1 Захист двигунів струмовою відсічкою від міжфазних к.з.

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

потрібно перевіряти за мінімального струму двофазного к.з. на виводах двигуна, використовуючи уставку захисту, що встановлена для режиму пуску.

Порівняно з електромеханічними захистами, час спрацювання цифрового захисту є істотно меншим і може становити 0,04 с [11].

Застосування двофазної однорелейної схеми визначають лише економічною вигодою – замість двох реле встановлюють одне. Проте, здебільшого захист двигунів, виконаний за двофазною однорелейною схемою, за рахунок недостатньої чутливості не спрацьовує і призводить до значних пошкоджень двигуна, розвитку аварії, порушень технологічних процесів, збільшення витрат на ремонт пошкодженого двигуна. Тому від однорелейної схеми бажано відмовлятися. Трифазну трирелейну схему (рис. 4.5, в) застосовують для додаткового захисту двигунів від подвійних замикань на землю, коли спеціальний захист від замикань на землю відсутній.

Потрібно відзначити, що струмові відсічки (рис. 4.5) не чутливі до пошкоджень поблизу нульових виводів обмотки статора. У такому разі вона спрацює лише тоді, коли пошкодження перекинеться від нульових виводів до лінійних. Тобто захист подіє на вимкнення двигуна від мережі, коли він вже буде мати істотні пошкодження. Таких недоліків не має диференційний захист двигунів від міжфазних к.з.

4.3.2 Диференційний захист двигунів від міжфазних к.з.

Диференційний захист від міжфазних к.з. застосовують для двигунів потужністю вище 5000 кВт, або для двигунів меншої потужності, коли струмова відсічка не чутлива. Диференційний захист застосовують лише для двигунів, що мають виведені нульові виводи, де можна встановити трансформатори струму для організації одного з плечей захисту. Диференційний захист виконують на реле серій: РНТ, ДЗТ – на підстанціях, теплових електростанціях, серії РСТ-15 – на атомних електростанціях.

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

На рис. 4.6 наведені трифазна трирелейна та двофазна дворелейна схеми диференційного захисту двигунів. Здебільшого для трансформаторів струму ТА2 зі сторони нульових виводів двигуна вторинні обмотки з'єднують послідовно, щоб зменшити навантаження на ці трансформатори струму. Зазвичай, більше навантаження на трансформатори струму ТА2 створюють провідники значно більшої довжини від цих трансформаторів струму до реле КАТ, ніж від трансформаторів струму ТА1 до цих же реле. Трансформатори струму ТА1 встановлюють в комірці вимикача живлення двигуна, де також встановлені реле КАТ, а трансформатори струму ТА2 – у місці розташування двигуна. Тому довжина провідників від трансформаторів струму ТА1 до реле становить ~ 4 м, а довжина провідників від трансформаторів струму ТА2 до реле – десятки метрів.

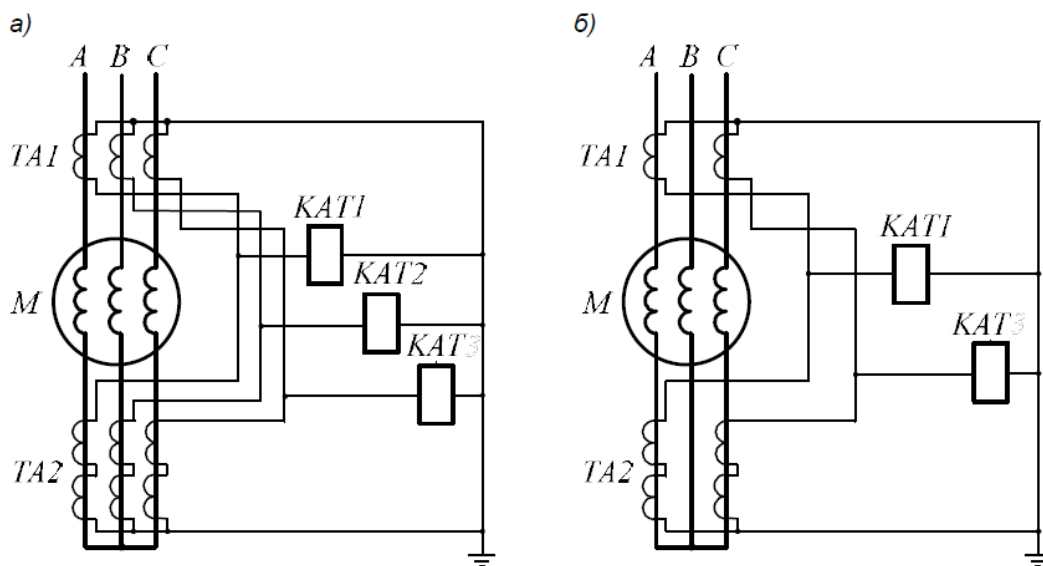


Рисунок 4.6 – Схеми диференційних захистів двигунів

а) трифазна трирелейна; б) двофазна дворелейна

Трифазна трирелейна схема (рис. 4.6, а) чутливіша, ніж двофазна дворелейна (рис. 4.6, б). Тому трифазну трирелейну схему застосовують там, де двофазна дворелейна схема не чутлива.

4.3.3 Захист двигунів від однофазних замикань на землю

Цей магнітний потік наведе у вторинній обмотці TAN EPC. За дії цієї EPC по обмотці реле КА протікатиме струм – реле спрацює і подіє на вимкнення двигуна від мережі.

Для потужних двигунів, коли живлення здійснюють по двох паралельних кабелях, трансформатори струму встановлюють на кожен кабель, а їх вторинні обмотки з'єднують послідовно (рис. 4.7, б). За такої схеми з'єднання чутливість захисту зменшується.

Якщо ж для живлення потужних двигунів необхідно більше двох кабелів, то для захисту використовують спеціальний трансформатор струму нульової послідовності, магнітопровід якого охоплює всі кабелі (рис. 4.7, в). Для підвищення чутливості захисту на магнітопроводі цього трансформаторі струму намотують додаткову обмотку підмагнічення, що живиться від трансформатора напруги. Додаткове підмагнічення магнітопроводу трансформатора струму дає змогу перемістити робочу точку характеристики намагнічення магнітопроводу з початкової нелінійної частини характеристики з малою магнітною проникністю на лінійну частину, у якої цей параметр значно більший. У результаті значно покращиться трансформація струмів нульової послідовності у вторинну обмотку трансформатора струму.

4.3.4 Захист від перевантаження

Для захисту двигунів від перевантаження, переважно, застосовують струмові захисти з залежною або незалежною витримкою часу. Оптимально такі захисти повинні б виконувати з застосуванням температурних давачів, що контролюють температуру критичних місцях двигуна. Такий захист оптимально використовує теплову характеристику двигуна. Однак цей захист є дорогим і його технічно важко реалізувати. Тому, зазвичай, застосовують струмовий захист. Це опосередковий захист, що контролює струм обмотки статора, що, переважно, є причиною перегрівання обмоток двигуна. Доцільно застосовувати струмовий захист з залежною характеристикою витримкою часу, яка за часом близька до

					02.15.EC22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		88

теплової характеристики двигуна. Вимірний орган захисту – реле струму, що вмикають до струму однієї фази живлення двигуна.

4.3.5 Захист від мінімальної напруги

Захист від мінімальної напруги для одного двигуна напругою вище 1000 В виконують аналогічно до двигуна напругою до 1000 В. Іноді група двигунів може брати спільну участь у забезпеченні певного технологічного процесу. Ці двигуни живляться, зазвичай, від однієї секції. Для такої групи двигунів вимірний орган захисту мінімальної напруги є спільним для всіх двигунів секції і його встановлюють, зазвичай, в комірці трансформатора напруги цієї секції. Такий захист зумовлений специфікою технологічного процесу. Наприклад, за такою схемою живляться асинхронні двигуни 6 кВ власних потреб електричних станцій [11].

Захист виконують триступеневим.

Перший ступінь діє на зупинення всіх невідповідальних механізмів – з метою забезпечення успішного самозапуску всіх відповідальних двигунів. Час спрацювання цього ступеня становить 0,5–1 с, а напругу спрацювання визначають як

$$U_{с.з.}^I = 0,7 \cdot U_{ном},$$

де $U_{ном}$ - номінальна напруга секції живлення.

Другий ступінь діє на вимкнення частини відповідальних двигунів, що зупинились за довготривалої відсутності напруги і самозапуск яких не можна здійснити за умов технологічного процесу.

Крім того, другий ступінь може бути використаний для автоматичного вводу резерву (АВР) – заміни вимкнених механізмів резервними, що живляться від інших джерел живлення.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		89

Час спрацювання другого ступеня становить 0,3–0,9 с, а напругу спрацювання визначають як

$$U_{с.з.}^{II} = 0,5 \cdot U_{ном.}$$

Третій ступінь виконує функцію пускового органа АВР, що з витримкою часу подає живлення на дану секцію від резервного вводу джерела живлення. Час спрацювання цього ступеня дорівнює часу спрацювання релейного захисту основного вводу, через який здійснюють живлення цієї секції. Напругу спрацювання третього ступеня визначають як

$$U_{с.з.}^{III} = 0,25 \cdot U_{ном.}$$

Релейний захист асинхронних машин має важливе значення для підвищення надійності енергосистем та здійснює автоматичну ліквідацію пошкоджень і ненормальних режимів в електричній частині енергосистем та є найважливішою автоматикою, що забезпечує їх надійну і стійку роботу.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		90

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 Х-Ц 110 кВ.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		91

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

10. Голота А.Д. Автоматика в електроенергетичних системах: Навч. посібник. К.: Вища шк., 2006. 367 с.

11. Говоров П. П., Сендерович Г. А., Соколов В. Ф. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання. Навч.посібник. К.:ІЗМН, 1996. 288 с.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		92