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 Г-Д 110 кВ. Інвертори тягових підстанцій.
за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання
зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕС22160:

(підпис студента) / Ілля ТОПКА / (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник: (підпис) / зав.каф. Дмитро БОСИЙ / (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

Faculty «Management of energy and economic processes»
Department «Intellectual power supply systems»

Explanatory Note

to Bachelor's Thesis

on the topic: «Calculation of the power supply system for part of the power system between substations G-D 110 kV. Inverters of traction substations»

according to educational curriculum «Electrotechnical systems of power consumption»

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

Done by the student of the group EC22160: /Illia TOPKA/

Scientific Supervisor: /Dmytro BOSYI/

Normative controller: /Iryna POTAPCHUK/

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 ПРІЗВИЩЕ)

Дата _____

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу бакалавра
(ступінь вищої освіти)

студенту Топці Іллі Вікторовичу
(Прізвище, Ім'я По батькові)

1.Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Г-Д 110 кВ. Інвертори тягових підстанцій

Керівник роботи: Босий Дмитро Олексійович, д.т.н., професор
(Прізвище, Ім'я, По батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом від 03.03.2025 р. № 328ст

2. Строк подання студентом роботи: 10.06.2025 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, проєктування сонячної електростанції

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

4.4 Індивідуальне завдання: Інвертори тягових підстанцій

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

графіки струмів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів, графіки струмів фідерів тягових підстанцій, монтажні криві для контактної підвіски, однолінійна розрахункова схема тягових підстанцій, схеми заміщення при розрахунку

струмів к.з., звіт проєкту сонячної електростанції з програми PVsyst

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Тягове електропостачання	10.05.2025	
2	Електричні підстанції та станції	20.05.2025	
3	Електромережі та релейний захист	06.06.2025	
4	Індивідуальне завдання	08.06.2025	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	10.06.2025	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	24.06.2025	

Студент _____ (підпис) Ілля ТОПКА (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи _____ (підпис) Дмитро БОСИЙ (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

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

«Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Г-Д 110 кВ. Інвертори тягових підстанцій»

Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	93 стор.
Демонстраційний матеріал	1	20 слайдів

Керівник: _____ / Дмитро БОСИЙ /

Нормоконтролер: _____ / Ірина ПОТАПЧУК /

Завідувач кафедри ІСЕ: _____ / Дмитро БОСИЙ /

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра: 93с., 29 рис., 29 табл., 12 джерел.

Об’єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями Г-Д 110 кВ.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями Г-Д 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 Г-Д.

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

ЗМІСТ

ВСТУП ……8
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ……9
1.1 Струморозподіл у тяговій мережі……9
1.1.1 Навантаження тягових підстанцій…….....10
1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму……..15
1.1.3 Переріз контактної мережі……..…….....18
1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії…….....19
1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом……..23
1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки ……24
2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ ……...31
2.1 Розрахунок потужності трансформаторів…….……..31
2.2 Розрахунок струмів к.з…….…34
2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань…….…...45
2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В……..….46
2.5 Проектування сонячної електростанції……...49
3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ……...…….….58
3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання……58
3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії…….66
4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ……..75
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ…….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.

1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Струморозподіл у тяговій мережі

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

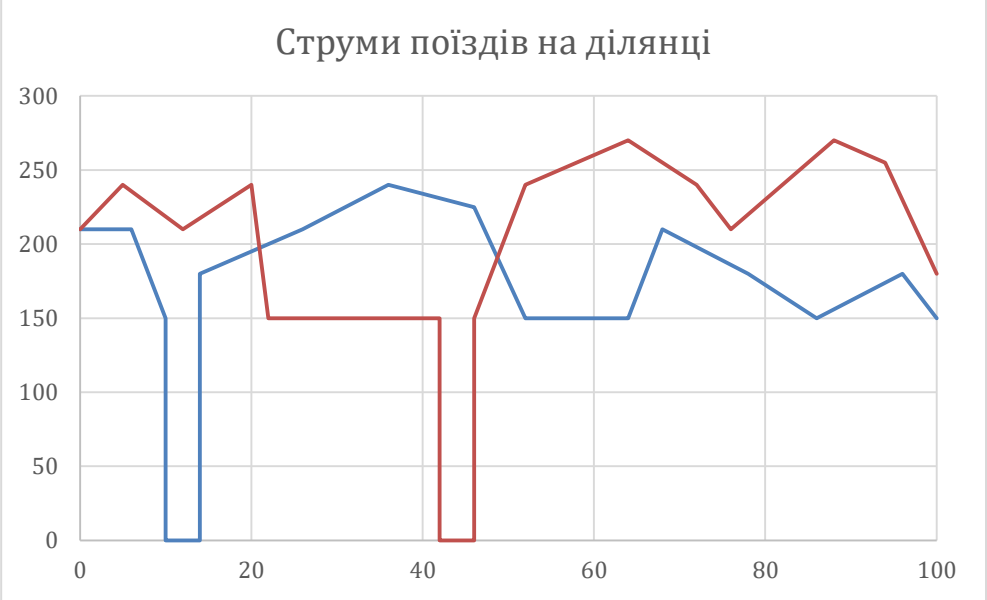


Рисунок 1.1 – Струмові навантаження поїздів на ділянці

Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

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

$$I_1 = 178{,}4\,\text{А};\quad I_2 = 198{,}9\,\text{А};\quad I_3 = 68{,}6\ \text{А};\ I_4 = 105\ \text{А}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 205{,}9\,\text{А};\quad I_{e2} = 223{,}1\,\text{А};\quad I_{e3} = 78{,}8\ \text{А};\ I_{e4} = 115{,}2\ \text{А}.$$

Струми фідерів підстанції визначаються для двох 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:

$$I_{ф} = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I\,, \tag{1.1}$$

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

У свою чергу:

$$n_0 = \frac{t}{J}, \tag{1.2}$$

де J – мінімальний міжпоїзний інтервал, хв;

N – добова кількість поїздів на ділянці, пар;

N_0 – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар:

$$N_0 = \frac{T}{J}, \tag{1.3}$$

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

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

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

$$n_{01} = \frac{31{,}4}{10} = 3{,}14 \text{ пар};$$

$$n_{02} = \frac{30}{10} = 3 \text{ пар};$$

$$n_{03} = \frac{33{,}8}{10} = 3{,}38 \text{ пар};$$

$$n_{04} = \frac{31{,}3}{10} = 3{,}13 \text{ пар}.$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення:

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

2) для двостороннього живлення:

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{ф1} = \frac{3{,}14 \cdot 95 \cdot 178{,}4}{144} = 369{,}6 \text{ А};$$

$$I_{ф2} = \frac{3 \cdot 95 \cdot 198{,}9}{144} = 393{,}7 \text{ А};$$

$$I_{ф3} = \frac{3{,}38 \cdot 95 \cdot 68{,}6}{144} = 153 \text{ А};$$

$$I_{ф4} = \frac{3{,}13 \cdot 95 \cdot 105}{144} = 216{,}8 \text{ А};$$

$$I_{еф1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3{,}14 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 205{,}9^2 + \frac{3{,}14 \cdot \left(3{,}14 - \frac{4}{3}\right) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 178{,}4^2} = 442{,}4 \text{ А};$$

$$I_{еф2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 223{,}1^2 + \frac{3 \cdot \left(3 - \frac{4}{3}\right) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 198{,}9^2} = 466{,}3 \text{ А};$$

$$I_{еф3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3{,}38 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 78{,}8^2 + \frac{3{,}38 \cdot \left(3{,}38 - \frac{4}{3}\right) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 68{,}6^2} = 180{,}6 \text{ А};$$

$$I_{ефф4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3{,}13 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 115{,}2^2 + \frac{3{,}13 \cdot \left(3{,}13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 105^2} = 252 \text{ А.}$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{фф1} = \frac{3{,}14 \cdot 130 \cdot 178{,}4}{144} = 505{,}7 \text{ А;}$$

$$I_{фф2} = \frac{3 \cdot 130 \cdot 198{,}9}{144} = 538{,}7 \text{ А;}$$

$$I_{фф3} = \frac{3{,}38 \cdot 130 \cdot 68{,}6}{144} = 209{,}3 \text{ А;}$$

$$I_{фф4} = \frac{3{,}13 \cdot 130 \cdot 105}{144} = 296{,}7 \text{ А;}$$

$$I_{ефф1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3{,}14 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 205{,}9^2 + \frac{3{,}14 \cdot \left(3{,}14 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 178{,}4^2} = 554{,}4 \text{ А;}$$

$$I_{ефф2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 223{,}1^2 + \frac{3 \cdot \left(3 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 198{,}9^2} = 583{,}9 \text{ А;}$$

$$I_{ефф3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3{,}38 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 78{,}8^2 + \frac{3{,}38 \cdot \left(3{,}38 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 68{,}6^2} = 227{,}6 \text{ А;}$$

$$I_{ефф4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3{,}13 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 115{,}2^2 + \frac{3{,}13 \cdot \left(3{,}13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 105^2} = 317{,}1 \text{ А.}$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{ф1} = \frac{3{,}14 \cdot 144 \cdot 178{,}4}{144} = 560{,}2 \text{ А};$$

$$I_{ф2} = \frac{3 \cdot 144 \cdot 198{,}9}{144} = 596{,}7 \text{ А};$$

$$I_{ф3} = \frac{3{,}38 \cdot 144 \cdot 68{,}6}{144} = 231{,}9 \text{ А};$$

$$I_{ф4} = \frac{3{,}13 \cdot 144 \cdot 105}{144} = 328{,}6 \text{ А};$$

$$I_{еф1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3{,}14 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 205{,}9^2 + \frac{3{,}14 \cdot \left(3{,}14 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 178{,}4^2} = 598{,}4 \text{ А};$$

$$I_{еф2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 223{,}1^2 + \frac{3 \cdot \left(3 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 198{,}9^2} = 630 \text{ А};$$

$$I_{еф3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3{,}38 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 78{,}8^2 + \frac{3{,}38 \cdot \left(3{,}38 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 68{,}6^2} = 246 \text{ А};$$

$$I_{еф4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3{,}13 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 115{,}2^2 + \frac{3{,}13 \cdot \left(3{,}13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 105^2} = 342{,}6 \text{ А}.$$

Середній струм кожного плеча живлення визначається як сума струмів

відповідних фідерів підстанції, тобто:

$$I_{пл} = \sum_{i}^{\nu} I_{фі} \ , \tag{1.6}$$

де ν – кількість фідерів даного плеча живлення, шт.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

$$I_{пле}^2 = \left(\sum_{1}^{\nu} I_{фі} \right)^2 + \sum_{1}^{\nu} I_{феі}^2 - \sum_{1}^{\nu} I_{фі}^2 \ . \tag{1.7}$$

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{лів} = 369{,}6 + 393{,}7 = 763{,}3 \text{ А};$$

$$I_{пр} = 153 + 216{,}8 = 369{,}8 \text{ А};$$

$$I_{елів} = \sqrt{763{,}3^2 + \left(442{,}4^2 + 466{,}3^{\,2}\right) - \left(369{,}6^2 + 393{,}7^2\right)} = 839{,}15 \text{ А};$$

$$I_{епр} = \sqrt{369{,}8^2 + \left(180{,}6^2 + 252^2\right) - \left(153^2 + 216{,}8^2\right)} = 403{,}1 \text{ А}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{лів} = 505{,}7 + 538{,}7 = 1044{,}4 \text{ А};$$

$$I_{пр} = 209{,}3 + 296{,}7 = 506 \text{ А};$$

$$I_{елів} = \sqrt{1044{,}4^2 + \left(554{,}4^2 + 583{,}9^2\right) - \left(505{,}7^2 + 538{,}7^2\right)} = 1092{,}3 \text{ А};$$

$$I_{епр} = \sqrt{506^2 + \left(227{,}6^2 + 317{,}1^2\right) - \left(209{,}3^2 + 296{,}7^2\right)} = 525{,}9 \text{ А}.$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{лів} = 560{,}2 + 596{,}7 = 1156{,}9 \text{ А};$$

$$I_{пр} = 231{,}9 + 328{,}6 = 560{,}5 \text{ А};$$

$$I_{елів} = \sqrt{1156{,}9^2 + \left(598{,}4^2 + 630^2\right) - \left(560{,}2^2 + 596{,}7^2\right)} = 1193{,}1 \text{ А};$$

$$I_{епр} = \sqrt{560{,}5^2 + \left(246^2 + 342{,}6^2\right) - \left(231{,}9^2 + 328{,}6^2\right)} = 574{,}7 \text{ А}.$$

1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:
– для фаз *a* і *c*

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

– для фази *b*

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

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз *a* і *c*

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

– для фази *b*

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

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:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 763{,}2^2 + 369{,}8^2 + 2 \cdot 763{,}2 \cdot 369{,}8} = 580{,}3 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{763{,}2^2 + 369{,}8^2 - 763{,}2 \cdot 369{,}8} = 220{,}4 \text{ А};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 369{,}8^2 + 763{,}2^2 + 2 \cdot 763{,}2 \cdot 369{,}8} = 433{,}8 \text{ А};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 839{,}1^2 + 403{,}1^2 + 2 \cdot 763{,}2 \cdot 369{,}8} = 627{,}5 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{839{,}1^2 + 403{,}1^2 - 763{,}2 \cdot 369{,}8} = 254{,}8 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 403{,}1^2 + 839{,}1^2 + 2 \cdot 763{,}2 \cdot 369{,}8} = 461{,}7 \text{ А.}$$

Режим згущення поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1044{,}4^2 + 506^2 + 2 \cdot 1044{,}4 \cdot 506} = 794{,}1 \text{ А;}$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1044{,}4^2 + 506^2 - 1044{,}4 \cdot 506} = 301{,}5 \text{ А;}$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 506^2 + 1044{,}4^2 + 2 \cdot 1044{,}4 \cdot 506} = 593{,}7 \text{ А;}$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1092{,}3^2 + 525{,}9^2 + 2 \cdot 1044{,}4 \cdot 506} = 823{,}7 \text{ А;}$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1092{,}3^2 + 525{,}9^2 - 1044{,}4 \cdot 506} = 323{,}4 \text{ А;}$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 525{,}9^2 + 1092{,}3^2 + 2 \cdot 1044{,}4 \cdot 506} = 610{,}7 \text{ А.}$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1156{,}9^2 + 560{,}5^2 + 2 \cdot 1156{,}9 \cdot 560{,}5} = 879{,}7 \text{ А;}$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1156{,}9^2 + 560{,}5^2 - 1156{,}9 \cdot 560{,}5} = 334 \text{ А;}$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 560{,}5^2 + 1156{,}9^2 + 2 \cdot 1156{,}9 \cdot 560{,}5} = 657{,}6 \text{ А};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1193{,}1^2 + 574{,}7^2 + 2 \cdot 1156{,}9 \cdot 560{,}5} = 901{,}9 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1193{,}1^2 + 574{,}7^2 - 1156{,}9 \cdot 560{,}5} = 350{,}45 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 574{,}7^2 + 1193{,}1^2 + 2 \cdot 1156{,}9 \cdot 560{,}5} = 670{,}1 \text{ А}.$$

Результати розрахунку струморозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струморозподілу

Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
Фідер 1	369,6	442,4	505,7	554,4	560,2	598,4
Фідер 2	393,7	466,3	538,7	583,9	596,7	630
Фідер 3	153	180,6	209,3	227,6	231,9	246
Фідер 4	216,8	252	296,7	317,1	328,6	342,6
Ліве плече	763,2	839,1	1044,4	1092,3	1156,9	1193,1
Праве плече	369,8	403,1	506	525,9	560,5	574,7
Фаза «*a*»	580,3	627,5	794,2	823,7	879,7	901,9
Фаза «*b*»	220,4	254,8	301,5	323,4	334	350,5
Фаза «*c*»	433,8	461,7	593,7	610,7	657,6	670,1

1.1.3 Переріз контактної мережі

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

$$F_{\text{ме}} = 0{,}46\sqrt{B_0}\,, \tag{1.12}$$

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

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

$$B_0 = \frac{\Delta W_p}{r\ell}, \tag{1.13}$$

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

ℓ – довжина міжпідстанційної зони, км;

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

1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії

Схема живлення контактної мережі на двоколійних та багатоколійних ділянках повинна передбачати підключення постів секціонування та пунктів

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

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

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

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

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

T – розрахунковий період, год;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$I_{неп} = \frac{1}{2 \cdot 31{,}4}\left[(210+240)3{,}6 + (240+210)5 + (210+150)6{,}4 + (150+150)15\right]$$

$$I_{неп} = 170 \text{ А};$$

$$I_{пар} = \frac{1}{2 \cdot 30}\left[\begin{matrix}(210+210)6 + (210+150)4 + (180+210)9{,}2 + (210+240)6{,}3 + \\ (240+228)5{,}6\end{matrix}\right]$$

$$I_{пар} = 216{,}7 \text{ А}.$$

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

$$W_{неп} = 170 \cdot 25 \cdot 0{,}488 = 2074 \text{ кВт·год};$$

$$W_{пар} = 216{,}7 \cdot 25 \cdot 0{,}445 = 2410{,}8 \text{ кВт·год}.$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_m = 2074 \cdot 95 + 2410{,}8 \cdot 95 = 426056 \text{ кВт·год.}$$

Тоді для вузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0{,}0228 \cdot 426056^2}{24 \cdot 25^2} \left[\begin{array}{l} 2{,}95 \left[\dfrac{24}{95 \cdot 0{,}488 + 95 \cdot 0{,}445} + 0{,}46 \left(0{,}25 - \dfrac{0{,}167}{0{,}523 + 0{,}5} \right) \right] \\ \dfrac{4}{3} \dfrac{0{,}167}{0{,}523 + 0{,}5} \left(1{,}1 \dfrac{144 \cdot 0{,}523 + 144 \cdot 0{,}5}{95 \cdot 0{,}488 + 95 \cdot 0{,}548} 445 - 1 \right) + 1 \end{array} \right];$$

$$B_0 = 578534 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

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

$F_{ме} = 0{,}46578534 = 349{,}9$ мм^2 - для двоколійної ділянки.

$F_{ме} = \dfrac{349{,}9}{2} = 174{,}9$ мм^2 - для однієї колії.

Для трьохвузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0{,}067 \cdot 426056^2}{24 \cdot 25^2} \left[\frac{24}{95 \cdot 0{,}488 + 95 \cdot 0{,}445} + 0{,}46 \left(1 - \frac{0{,}167}{0{,}523 + 0{,}5} \right) \right];$$

$$B_0 = 531630 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

$F_{ме} = 0{,}46\sqrt{531630} = 335{,}4$ мм^2 - для двоколійної ділянки.

$F_{ме} = \dfrac{335{,}4}{2} = 167{,}7$ мм^2 - для однієї колії.

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

Таблиця 1.2 – Параметри контактної мережі

Тип підвіски	Переріз у мідному еквіваленті, мм^2	Тривалий допустимий струм при 15 %-му зношенні контактних проводів, А
М-95 + МФ-100	195	1060

1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом

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

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

Розрахунковий струм фідера:

$$I_{роз} = I_{фід} k'_{i20} k_{ф}, \tag{1.18}$$

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

$$k_{ф} = \frac{0{,}36\alpha^2}{n_0} + 1, \tag{1.19}$$

де α– відношення часу руху поїзда міжпідстанційною зоною до часу струмоспоживання:

$$\alpha = \frac{t}{t_c}, \tag{1.20}$$

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

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

$$\alpha = \frac{0,5}{0,445} = 1,124;$$

$$k_{ф} = \frac{0,36 \cdot 1,124^2}{3} + 1 = 1,152;$$

$$I_{роз} = 538,7 \cdot 2 \cdot 1,152 = 1241 \text{А} > 1060 \text{ А}.$$

Умова перерізу контактної підвіски за нагрівом не виконується, тому приймаємо тип контактної підвіски ПБСМ70+МФ-100+А185, для якої тривалий допустимий струм при 15 % зношенні контактного проводу - 1270 А.

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

Довжина еквівалентного прогону:

$$\ell_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} \ell_i^3}{\ell_a}}, \tag{1.21}$$

де ℓ_i – довжина i -го прогону, м;

$\ell_{\text{а}}$ – довжина анкерної ділянки, м.

Підставляючи значення у формулу (1.21) отримаємо:

$$\ell_e = \sqrt{\frac{8\cdot 70^3 + 4\cdot 60^3 + 4\cdot 50^3 + 10\cdot 55^3}{8\cdot 70 + 4\cdot 60 + 4\cdot 50 + 10\cdot 55}} = 61\text{м}.$$

Розрахунковий режим визначається за формулою:

$$\ell_{кр} = \mathrm{T_{max}} \cdot \sqrt{\frac{24\cdot\alpha(\mathrm{t_г} - \mathrm{t_{min}})}{\mathrm{q_{нг}^2} - \mathrm{g_0^2}}}, \qquad (1.22)$$

де α – коефіцієнт температурного лінійного розширення матеріалу тросу, 1/°С.

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

$$\ell_{кр} = 2000 \cdot \sqrt{319\cdot 10^{-6} \cdot \frac{(-5-(-35))}{2{,}113^2 - 1{,}732^2}} = 162 \text{ м}.$$

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

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

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

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:

$$A = -35 - \frac{1{,}732^2 \cdot 61^2}{319 \cdot 10^{-6} \cdot 2000^2} + \frac{2000}{21{,}29} = 50{,}19\ ^\circ\text{C};$$

$$B = \frac{1{,}732^2 \cdot 61^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 34991677\ \text{даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}.$$

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

Таблиця 1.3 – Результати розрахунків

T_x, даН	2000	1800	1600	1400	1200	1000	800	600
t_x, °С	-35	-23,6	-11,3	2,3	18,1	38,2	67,3	119,2

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину:

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

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

де $\Delta t = 10 \ldots 15^\circ$С (для одного контактного проводу);

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

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

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

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу:

$$t_0 = A + \frac{B}{T_0^2} - \frac{T_0}{\alpha E S}. \tag{1.28}$$

Значення T_0 підбираємо ітераційним методом: $T_0 = 1619$ даН.

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

$$t_г = A + \frac{B_г}{T_г^2} - \frac{T_г}{\alpha E S}; \tag{1.29}$$

$$B_г = \frac{q_{нг}^2 \ell_е^2}{24\alpha}. \tag{1.30}$$

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

$$B_г = \frac{2{,}113^2 \cdot 61^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 52079641 \ \text{даН}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

$$T_г = 1610 \ \text{даН}.$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

$$t_v = A + \frac{B_v}{T_v^2} - \frac{T_v}{\alpha E S}; \tag{1.31}$$

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

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

$$B_v = \frac{1{,}936^2 \cdot 61^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 43719954 \text{ даН}^2 \cdot {}^\circ\text{C};$$

$$T_v = 1420 \text{ даН}.$$

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:

$$f_{xi} = \frac{1{,}732(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(2000 + 1000)} \left(1 - \frac{2000}{1619}\right) = -0{,}042 \text{ м}.$$

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

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

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

H – натяг ресорного троса, даН.

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

$$F_{хп} = \frac{1}{2000}\left(\frac{1{,}732 \cdot 70^2}{8} + 0{,}7 \cdot 150 - \left(-0{,}042\right)1000\right) = 0{,}604 \text{ м.}$$

Натяг ненавантаженого несучого троса:

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

$$B_p = \frac{g_н^2 \ell_e^2}{24\alpha}. \tag{1.36}$$

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

$$B_p = \frac{0{,}759^2 \cdot 61^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 6719741 \text{ даН}^2 \cdot {}^\circ\text{C};$$

$$T_{px} = 1860 \text{ даН.}$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса:

$$F_{pxn} = \frac{g_н \ell_n{}^2}{8T_{px}}. \tag{1.37}$$

Підставляючи значення у формулу (1.37) отримаємо:

$$F_{рхп} = \frac{0{,}759^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 1860} = 0{,}25 \text{ м.}$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Монтажна таблиця

tx, °C	-35	-20	-12,5	-10	0	10	20	30
T_x, даН	2000	1742	1619	1580	1429	1298	1180	1076
f_x, м	-0,042	-0,015	0	0,005	0,026	0,047	0,067	0,087
$F_{хп}$, м	0,604	0,678	0,72	0,735	0,798	0,862	0,931	1,002
$T_{рх}$, даН	1860	1550	1405	1358	1175	999	845	711
$F_{рх}$, м	0,25	0,3	0,331	0,342	0,396	0,465	0,55	0,654

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

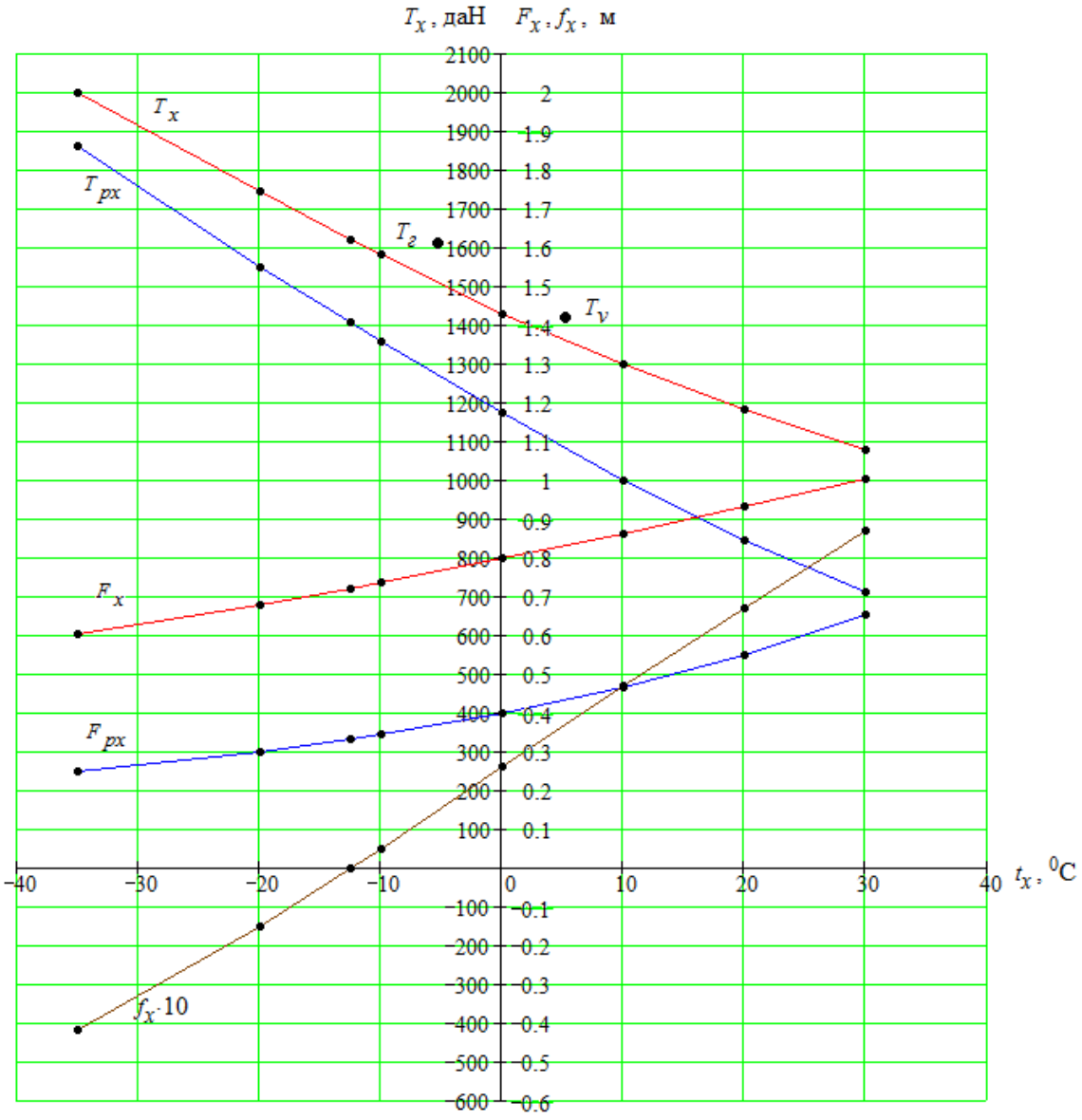


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

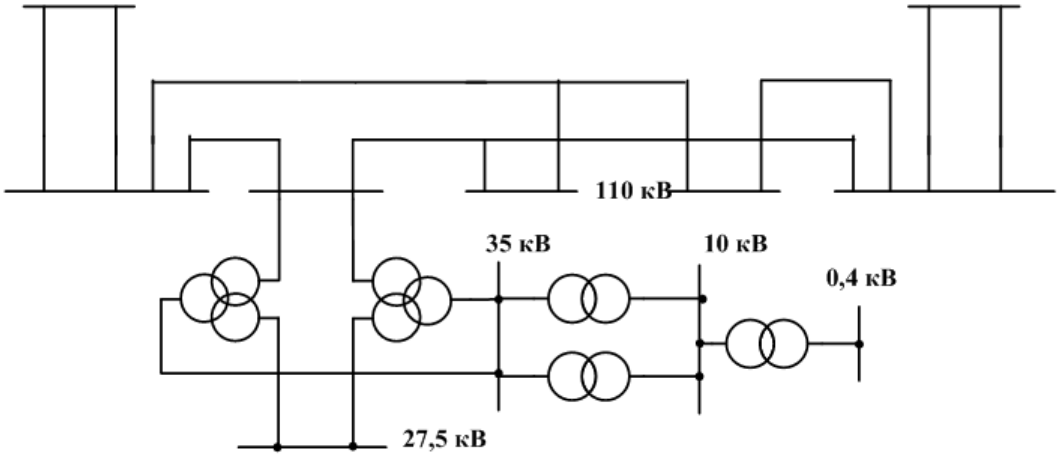


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

Максимальна потужність на шинах 27,5 кВ:

$$S_{\max 27,5} = S_{\text{т}} + S_{\text{двр}}, \tag{2.1}$$

де $S_{\text{т}}$ - потужність тягового навантаження на шинах 27,5 кВ (кВА);

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

Потужність тягового навантаження:

$$S_{\text{т}} = U_{ш}\left(2I_{\text{д}}^{'} + 0,65I_{\text{д}}^{''}\right)k_{нр}k_{ку}, \tag{2.2}$$

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

$I_{\text{д}}^{'}$ - ефективний струм найбільш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

$I_д^{''}$- ефективний струм найменш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

$k_{пр}$- 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:

$$S_т = \left(2S^{'} + 0{,}65S^{''}\right)k_{пр}k_{ку};$$

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

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

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

Відповідно до (2.1) отримаємо:

$$S_{max27{,}5} = 18530 + 250 = 18780\ \text{кВА}.$$

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

$$S_{max35} = 0{,}2 \cdot 18780 = 3756\ \text{кВА}.$$

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

$$S_{\text{ш.max10}} = S'_{10} + S_{\text{тсн}}.$$

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

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

Тоді отримаємо:

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

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

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	$Y_0 / Y_н / \Delta_0 - 11$
2	ТМ - 2500/35 У1	2	35		10,5		6,5		$Y / \Delta - 11$
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.

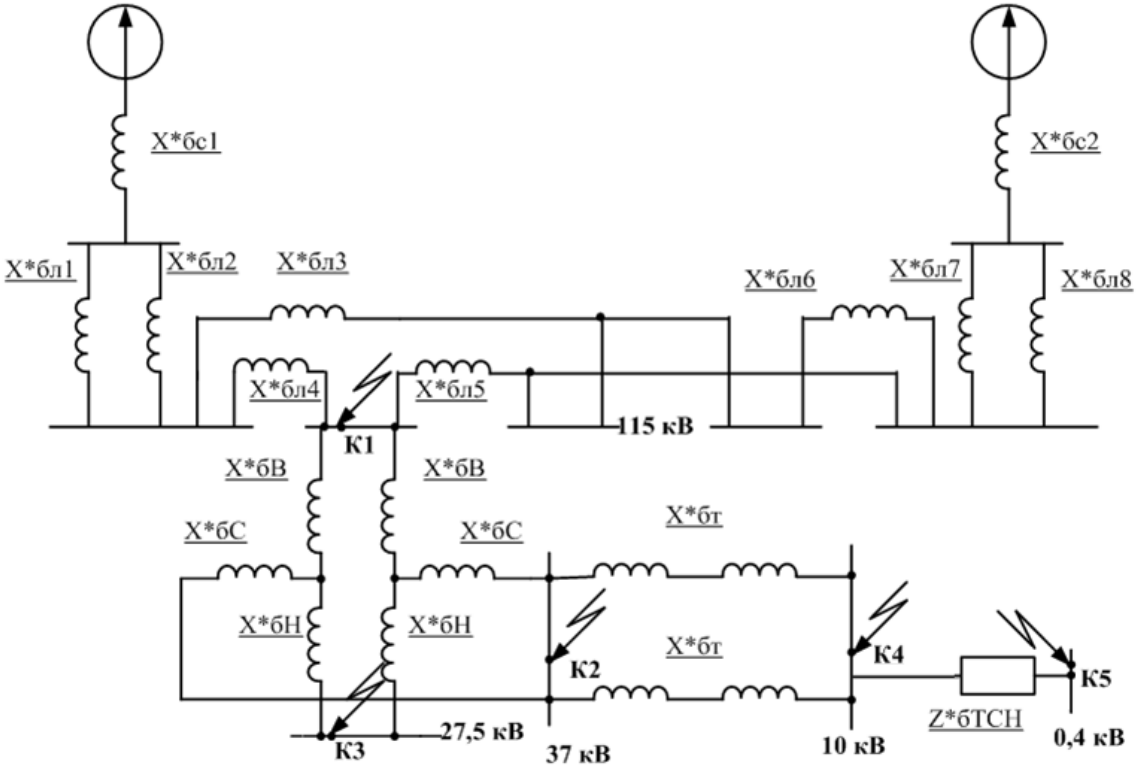


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

Приймаємо базисну потужність $S_б = 100$ МВА.

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

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

Базисний струм знаходимо за формулою:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}. \qquad (2.3)$$

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_{к} = \frac{I_{б}}{x_{*б}}. \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*бсист} = \frac{S_{б}}{S_{к}}. \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис.2.3.

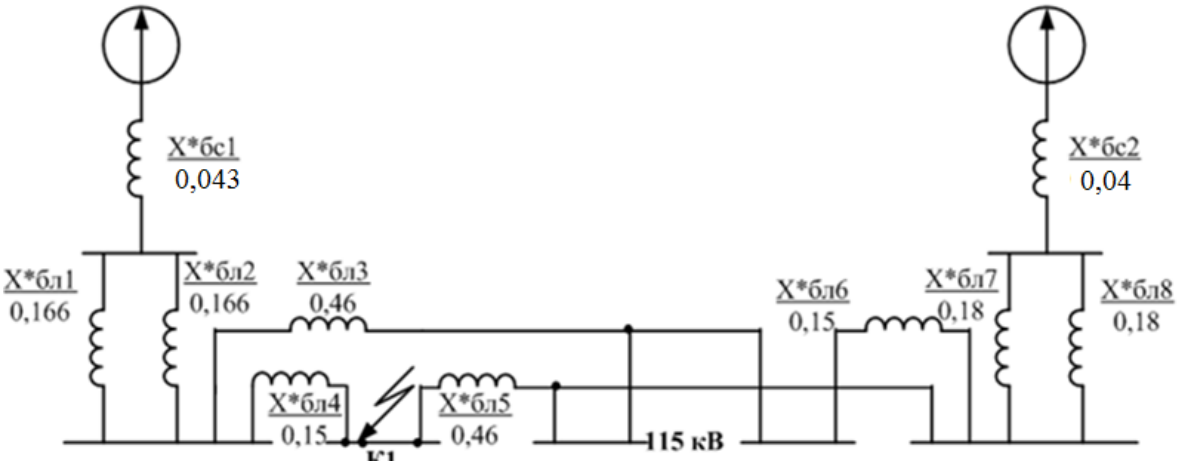


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$x_{*бсист1} = \frac{100}{2300} = 0{,}043.$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*бсист2} = \frac{100}{2500} = 0{,}04.$$

Базисний струм:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ш.110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0{,}502 \text{ кА}.$$

Опори ліній:

$$X_{*бл1} = X_{*бл2} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0{,}4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}166;$$

$$X_{*бл3} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0{,}4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}46;$$

$$X_{*бл4} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0{,}4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}15;$$

$$X_{*бл5} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0{,}4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}46;$$

$$X_{*бл6} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0{,}4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}15;$$

$$X_{*бл7} = X_{*бл8} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0{,}4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}18.$$

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

$$X_{*бл9} = 0{,}5 X_{*бл1} = 0{,}5 \cdot 0{,}166 = 0{,}083;$$

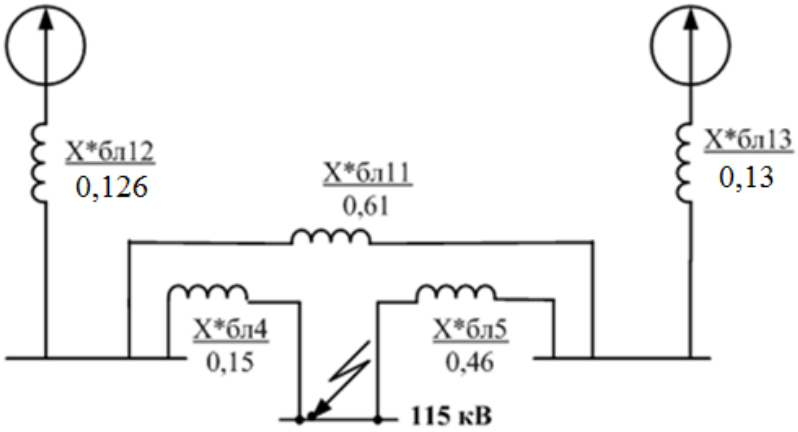


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

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

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

$$X_{*бл12} = X_{*бс1} + X_{*бл9} = 0{,}043 + 0{,}083 = 0{,}126;$$

$$X_{*бл13} = X_{*бс2} + X_{*бл10} = 0{,}04 + 0{,}09 = 0{,}13.$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис. 2.5.

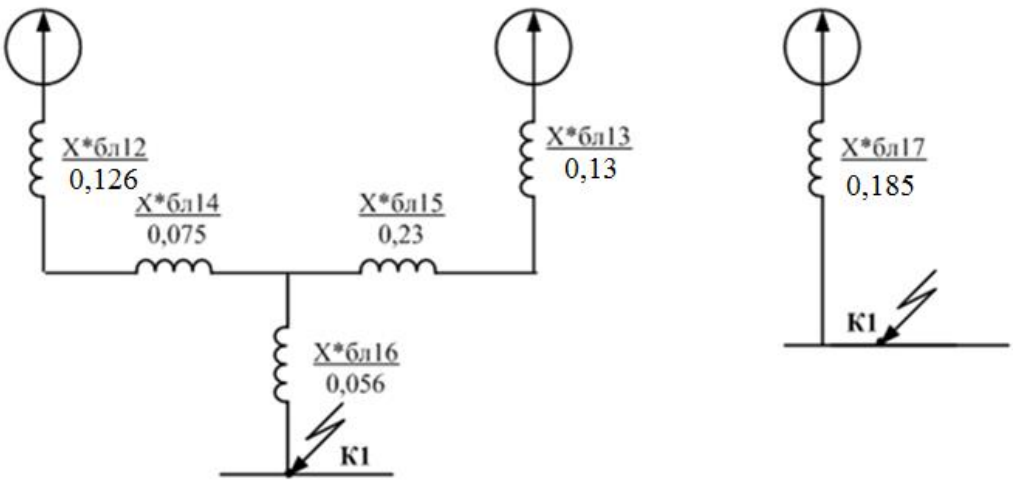


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

$$X_{*бл14} = \frac{X_{*бл4} \cdot X_{*бл11}}{X_{*бл4} + X_{*бл5} + X_{*бл11}} = \frac{0{,}15 \cdot 0{,}61}{0{,}15 + 0{,}61 + 0{,}46} = 0{,}075;$$

$$X_{*бл15} = \frac{X_{*бл5} \cdot X_{*бл11}}{X_{*бл4} + X_{*бл5} + X_{*бл11}} = \frac{0{,}46 \cdot 0{,}61}{0{,}15 + 0{,}61 + 0{,}46} = 0{,}23;$$

$$X_{*бл16} = \frac{X_{*бл4} \cdot X_{*бл5}}{X_{*бл4} + X_{*бл5} + X_{*бл11}} = \frac{0{,}15 \cdot 0{,}46}{0{,}15 + 0{,}61 + 0{,}46} = 0{,}056;$$

$$X_{*бл17} = X_{*бл16} + \frac{\left(X_{*бл12} + X_{*бл14}\right) \cdot \left(X_{*бл13} + X_{*бл15}\right)}{X_{*бл12} + X_{*бл14} + X_{*бл13} + X_{*бл15}} =$$

$$= 0{,}056 + \frac{\left(0{,}126 + 0{,}075\right) \cdot \left(0{,}13 + 0{,}23\right)}{0{,}126 + 0{,}075 + 0{,}13 + 0{,}23} = 0{,}185.$$

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

$$I_{к1} = \frac{I_{б1}}{X_{*бК1}} = \frac{0{,}502}{0{,}185} = 2{,}71 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{у1} = 2{,}55 \cdot I_{к1} = 2{,}55 \cdot 2{,}71 = 6{,}91 \text{ кА};$$

$$I_{Куст1} = 1{,}52 \cdot I_{к1} = 1{,}52 \cdot 2{,}71 = 4{,}12 \text{кА}.$$

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

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

$$u_{кв} = 0{,}5 \cdot \left(u_{квс} + u_{квн} - u_{ксн}\right) = 0{,}5 \cdot \left(10{,}5 + 18 - 6{,}5\right) = 10{,}75;$$

$$u_{кн} = 0{,}5 \cdot (u_{квн} + u_{ксн} - u_{квс}) = 0{,}5 \cdot (18 + 6{,}5 - 10{,}5) = 6{,}75;$$

$$u_{кс} = 0{,}5 \cdot (u_{квс} + u_{ксн} - u_{квн}) = 0{,}5 \cdot (10{,}5 + 6{,}5 - 18) = -0{,}25.$$

Визначимо опір обмоток трансформатора:

$$X_{*бВ} = \frac{u_{кв}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{номтр.}} = \frac{10{,}75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0{,}43;$$

$$X_{*бН} = \frac{u_{кн}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{номтр.}} = \frac{6{,}75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0{,}27;$$

$$X_{*бС} = \frac{u_{кв}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{номтр.}} = \frac{0{,}25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0{,}01.$$

Схема заміщення до точки к2 представлена на рис. 2.6.

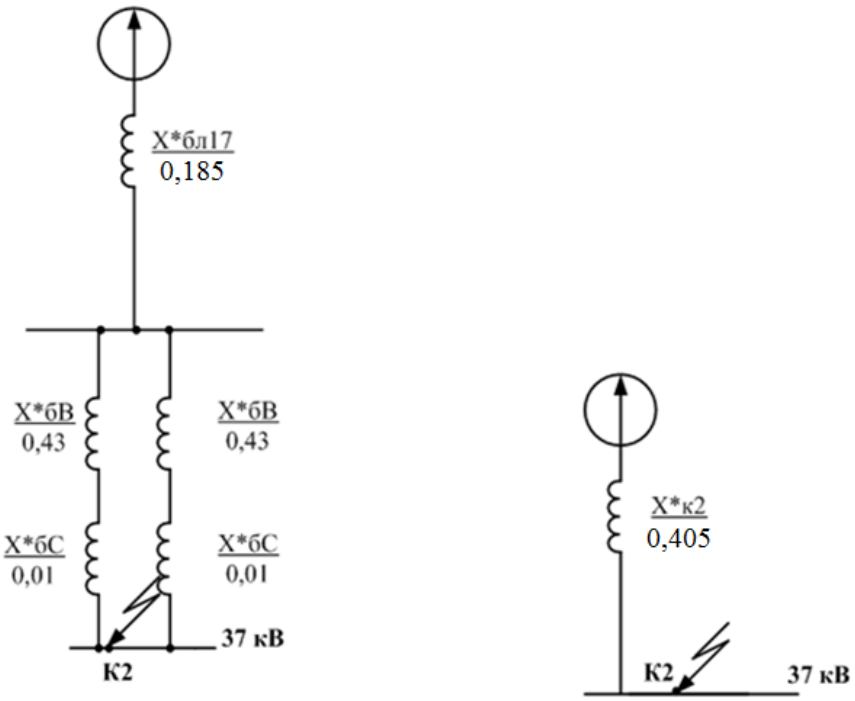


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки к2:

$$I_{б2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1{,}56 \text{ кА};$$

$$X_{*бК2} = X_{*бК1} + \frac{X_{*бВ} + X_{*бС}}{2} = 0{,}185 + \frac{0{,}43 + 0{,}01}{2} = 0{,}405.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{к2} = \frac{I_{б2}}{X_{*бК2}} = \frac{1{,}56}{0{,}405} = 3{,}852 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{у2} = 2{,}55 \cdot I_{к2} = 2{,}55 \cdot 3{,}852 = 9{,}82 \text{ кА};$$

$$I_{Куст2} = 1{,}52 \cdot I_{к2} = 1{,}52 \cdot 3{,}852 = 5{,}86 \text{ кА}.$$

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:

$$X_{*бК3} = X_{*бК1} + \frac{X_{*бВ} + X_{*бН}}{2} = 0{,}185 + \frac{0{,}43 + 0{,}27}{2} = 0{,}535.$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

$$I_{б3} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27{,}5} = 2 \text{ кА}.$$

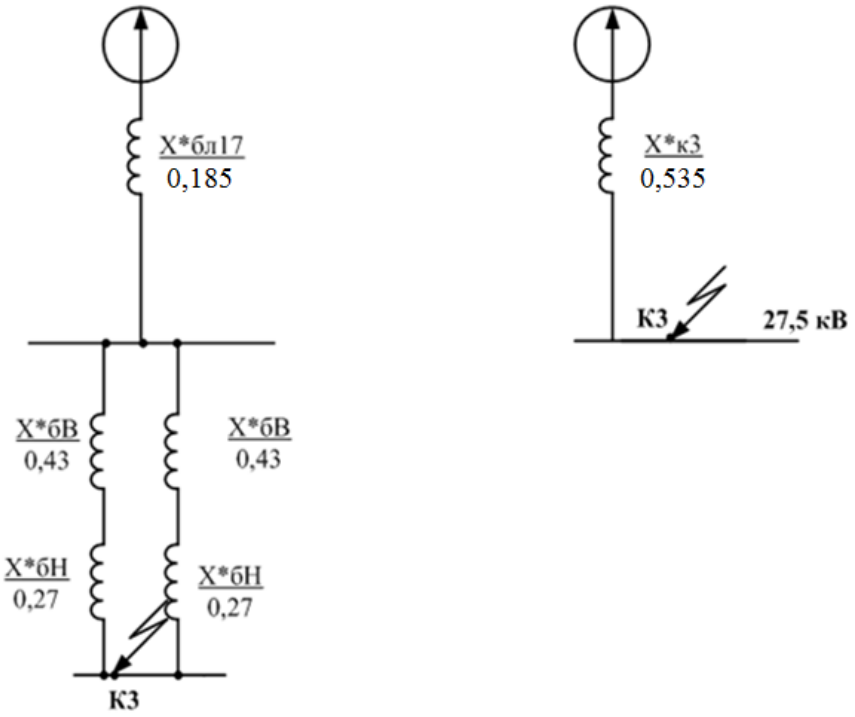


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки к3

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{к3} = \frac{I_{б3}}{X_{*бК3}} = \frac{2}{0{,}535} = 3{,}74 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{у3} = 2{,}55 \cdot I_{к3} = 2{,}55 \cdot 3{,}74 = 9{,}54 \text{ кА};$$

$$I_{Куст3} = 1{,}52 \cdot I_{к3} = 1{,}52 \cdot 3{,}74 = 5{,}68 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів К3 до точки К4, на шинах 10 кВ.

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

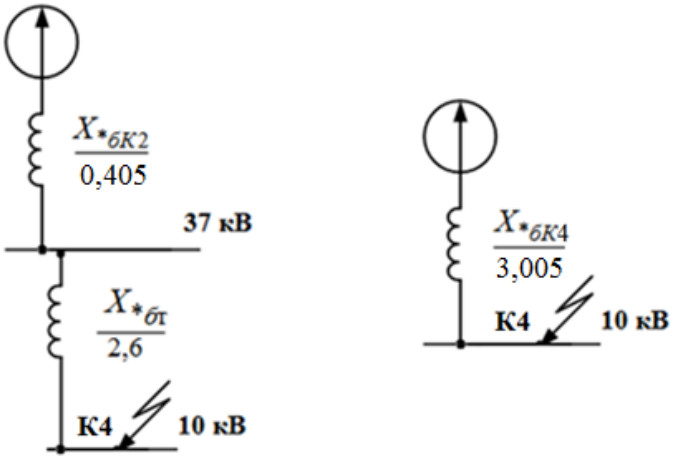


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

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

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

$$X_{*бК4} = X_{*бК2} + X_{*бт} = 0,405 + 2,6 = 3,005.$$

Визначимо базисний струм для точки к4:

$$I_{б4} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к4:

$$I_{к4} = \frac{I_{б4}}{X_{*бК4}} = \frac{5,5}{3,005} = 1,83 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к4:

$$i_{y4} = 2{,}55 \cdot I_{к4} = 2{,}55 \cdot 1{,}83 = 4{,}67\,\text{кА};$$

$$I_{Куст4} = 1{,}52 \cdot I_{к4} = 1{,}52 \cdot 1{,}83 = 2{,}78\,\text{кА}.$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

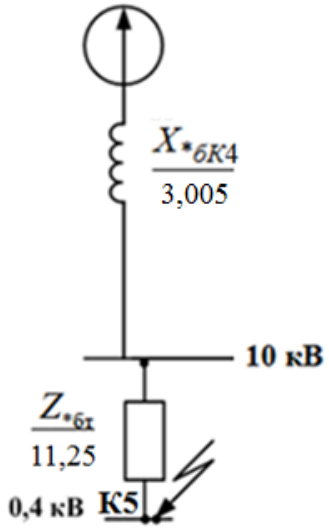


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{*бт} = \frac{u_к}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{номтр.}} = \frac{4{,}5}{100} \cdot \frac{100}{0{,}4} = 11{,}25;$$

$$R_{*бт} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{номтр.}} \cdot \frac{S_б}{S_{номтр.}} = \frac{5{,}5}{400} \cdot \frac{100}{0{,}4} = 3{,}44;$$

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

$$Z_{*бт\Sigma} = \sqrt{\left(X_{*бК4} + X_{*бт}\right)^2 + R_{*бт}{}^2} = \sqrt{(3{,}005 + 10{,}7)^2 + 3{,}44^2} = 14{,}13.$$

Визначимо базисний струм для точки К5:

$$I_{б5} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0{,}4} = 144{,}34 \text{ кА}.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К5:

$$I_{к5} = \frac{I_{б5}}{Z_{*бт\Sigma}} = \frac{144{,}34}{14{,}13} = 10{,}22 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці К5:

$$i_{у5} = 1{,}84 \cdot I_{к5} = 1{,}84 \cdot 10{,}22 = 18{,}8 \text{ кА};$$

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

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_к = I_к{}^2 \left(t_{откл} + T_a\right);$$

К1: $B_к = 2{,}71^2 \left(2 + 0{,}05\right) = 15{,}06 \text{ кА}^2\text{с};$

К2: $B_к = 3{,}852^2 \left(1{,}5 + 0{,}05\right) = 23 \text{ кА}^2\text{с};$

К3: $B_к = 3{,}74^2 \left(0{,}5 + 0{,}05\right) = 7{,}69 \text{ кА}^2\text{с};$

К4: $B_к = 1{,}83^2 \left(1{,}5 + 0{,}05\right) = 5{,}19 \text{ кА}^2\text{с};$

К5: $B_к = 10{,}22^2(0{,}5+0{,}05) = 57{,}45$ кА^{2}с.

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

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків точок к. з.

Точки короткого замикання	Струми короткого замикання при $S_б$=100 МВА				
	$I_б$,кА	$I_к$,кА	$I_{Куст}$, кА	i_y, кА	$B_к$, кА^{2}с
К1	0,502	2,71	4,12	6,91	15,06
К2	1,56	3,852	5,86	9,82	23
К3	2	3,74	5,68	9,54	7,69
К4	5,5	1,83	2,78	4,67	5,19
К5	144,34	10,22	15,53	18,8	57,45

2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Розрахунок максимальних робочих струмів зведемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Максимальні робочі струми приєднань

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

Закінчення таблиці 2.3

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

2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

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

$$I_{відкл.\max} \geq I_к,$$

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

$I_к$ - струм к.з., кА.

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

1) $U_{ном} \geq U_р$; 2) $I_{ном} \geq I_р$; 3) $I_{номвідкл} \geq I_к$; 4) $i_д \geq i_{уд}$; 5) $I_T^2 \cdot t_T \geq B_к$;

де $B_к = I_к^2 \cdot (t_{відкл} + T_a)$.

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ:

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

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

Подальші розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибрані вимикачі

№	Найменування приєднань	Тип вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних				
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.\max}}$	$\frac{I_д}{I_у}$	$\frac{I_{ном.відк}}{I_к}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_К}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	ВГТ-110 II*-40/2500 У1	110	2500	102	40	3550
			110	367,8	6,91	2,71	15,06
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578,1	9,82	3,852	23
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	735,7	9,54	3,74	7,69
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	18	9,82	3,852	23
5	Споживачі 10 кВ	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	37,4	4,67	1,83	5,19
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	57,8	9,82	3,852	23
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	121,7	9,54	3,74	7,69
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	141,6	4,67	1,83	5,19
9	Сторона ВН ТВП	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	32,3	4,67	1,83	5,19

2.5 Проектування сонячної електростанції

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

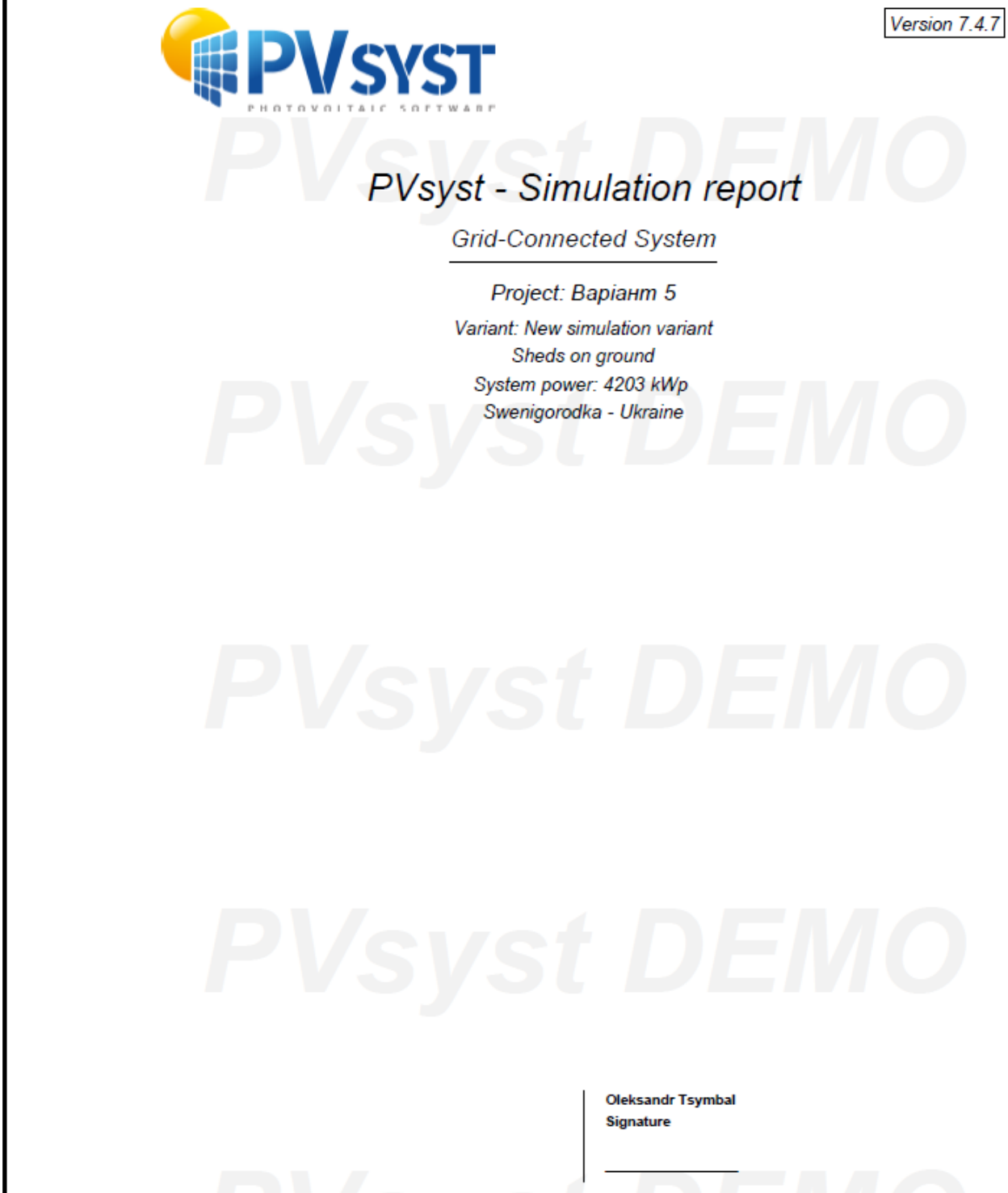


Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

PVsyst V7.4.7
VC0, Simulation date:
29/05/24 20:47
with V7.4.7

Project: Варіант 5

Variant: New simulation variant

UDUNT

PVsyst DEMO

Project summary

Geographical Site	Situation		Project settings	
Swenigorodka	*Latitude*	*48.62 °N*	*Albedo*	*0.20*
Ukraine	*Longitude*	*33.13 °E*		
	Altitude	*113 m*		
	Time zone	*UTC+2*		

Weather data
Swenigorodka
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System — **Sheds on ground**

PV Field Orientation		Near Shadings	User's needs
Fixed plane		*Linear shadings : Fast (table)*	*Unlimited load (grid)*
Tilt/Azimuth	*30 / 0 °*		

System information

PV Array		Inverters	
Nb. of modules	*8406 units*	*Nb. of units*	*40 units*
Pnom total	*4203 kWp*	*Pnom total*	*4000 kWac*
		Pnom ratio	*1.051*

Results summary

Produced Energy	*5371003 kWh/year*	*Specific production*	*1278 kWh/kWp/year*	*Perf. Ratio PR*	*85.95 %*

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
Single-line diagram — 10

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

PVsyst V7.4.7
VC0, Simulation date:
29/05/24 20:47
with V7.4.7

General parameters

Grid-Connected System — **Sheds on ground**

PV Field Orientation
Orientation
Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Sheds configuration
Nb. of sheds 467 units
Sizes
Sheds spacing 12.0 m
Collector width 4.37 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 36.4 %
Shading limit angle
Limit profile angle 14.9 °

Models used
Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon
Free Horizon

Near Shadings
Linear shadings : Fast (table)

User's needs
Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module
Manufacturer Trina Solar
Model TSM-DE18M-(II)-500
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 500 Wp
Number of PV modules 8406 units
Nominal (STC) 4203 kWp
Modules 467 string x 18 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 3826 kWp
U mpp 701 V
I mpp 5456 A

Total PV power
Nominal (STC) 4203 kWp
Total 8406 modules
Module area 20084 m²

Inverter
Manufacturer Huawei Technologies
Model SUN2000-100KTL-M1-400Vac
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 100 kWac
Number of inverters 40 units
Total power 4000 kWac
Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>33°C) 110 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.05
Power sharing within this inverter

Total inverter power
Total power 4000 kWac
Max. power 4400 kWac
Number of inverters 40 units
Pnom ratio 1.05

Array losses

Array Soiling Losses
Loss Fraction 1.0 %

Thermal Loss factor
Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses
Global array res. 2.8 mΩ
Loss Fraction 2.0 % at STC

Module Quality Loss
Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses
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

PVsyst DEMO

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

PVsyst V7.4.7
VC0, Simulation date:
29/05/24 20:47
with V7.4.7

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage	*400 Vac tri*
Loss Fraction	*1.65 % at STC*

Inverter: SUN2000-100KTL-M1-400Vac

Wire section (40 Inv.)	*Alu 40 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 50 mm²*
Length	*300 m*
Loss Fraction	*0.03 % at STC*

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage	*35 kV*

One transfo parameters

Nominal power at STC	*2.06 MVA*
Iron Loss (24/24 Connexion)	*2.00 kVA*
Iron loss fraction	*0.10 % at STC*
Copper loss	*41.24 kVA*
Copper loss fraction	*2.00 % at STC*
Coils equivalent resistance	*3 x 1.55 mΩ*

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos	*2*
Nominal power at STC	*4.12 MVA*
Iron loss (24/24 Connexion)	*4.00 kVA*
Copper loss	*82.48 kVA*

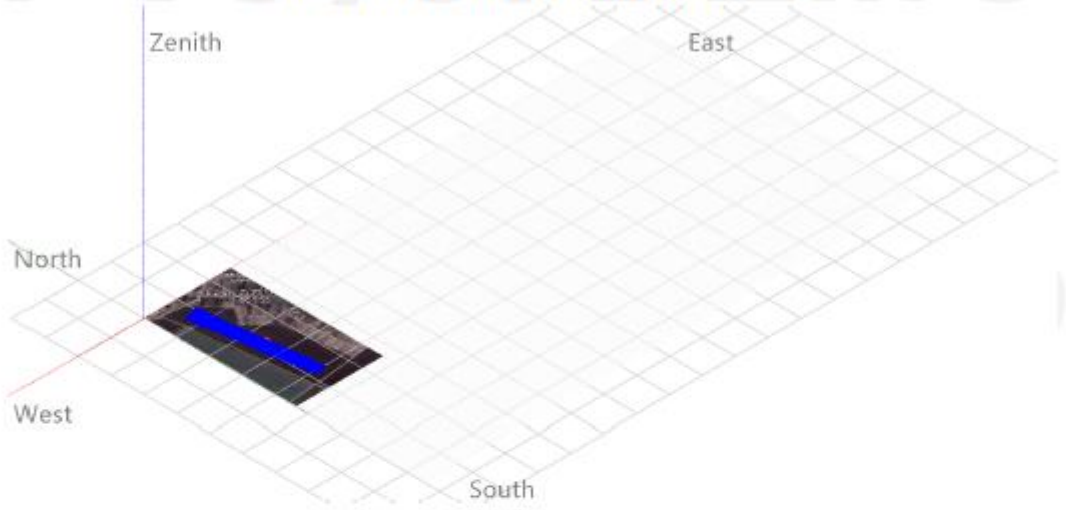
PVsyst DEMO

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

PVsyst DEMO

Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°

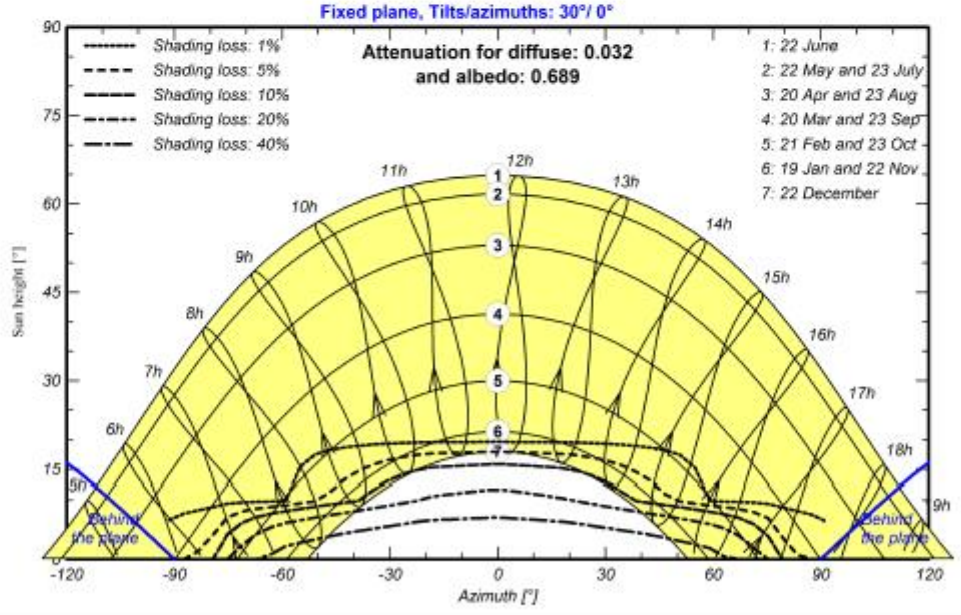


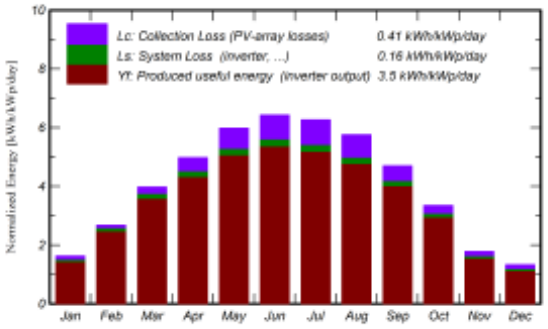
Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Main results

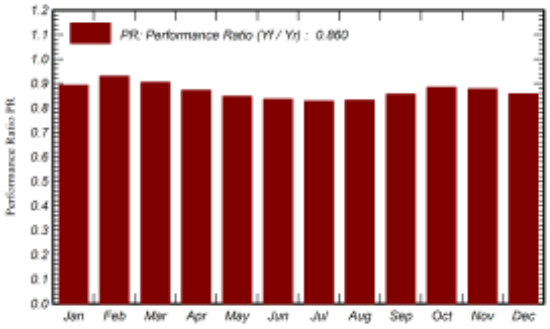
System Production

Produced Energy	5371003 kWh/year	Specific production	1278 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	85.95 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	29.7	17.62	-3.53	50.1	46.1	197796	188099	0.893
February	50.9	30.35	-2.68	74.8	71.0	305683	292312	0.930
March	93.6	44.49	2.50	123.1	117.5	490098	468139	0.905
April	131.6	67.58	9.93	149.1	141.8	572315	547179	0.873
May	177.7	84.76	16.72	185.5	176.1	690683	660627	0.847
June	193.6	87.02	20.19	192.8	183.0	708376	677872	0.836
July	191.2	80.64	22.60	194.3	184.7	707405	676826	0.829
August	161.4	70.52	22.09	178.4	170.0	651952	623765	0.832
September	113.0	52.59	15.76	140.9	134.4	530222	507201	0.856
October	72.1	36.80	9.18	103.6	98.7	402252	384832	0.884
November	32.3	18.43	3.74	53.2	49.7	206516	196402	0.878
December	23.7	15.45	-0.70	41.0	36.5	155853	147749	0.857
Year	1270.9	606.26	9.72	1486.8	1409.5	5619151	5371003	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		

PVsyst DEMO

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

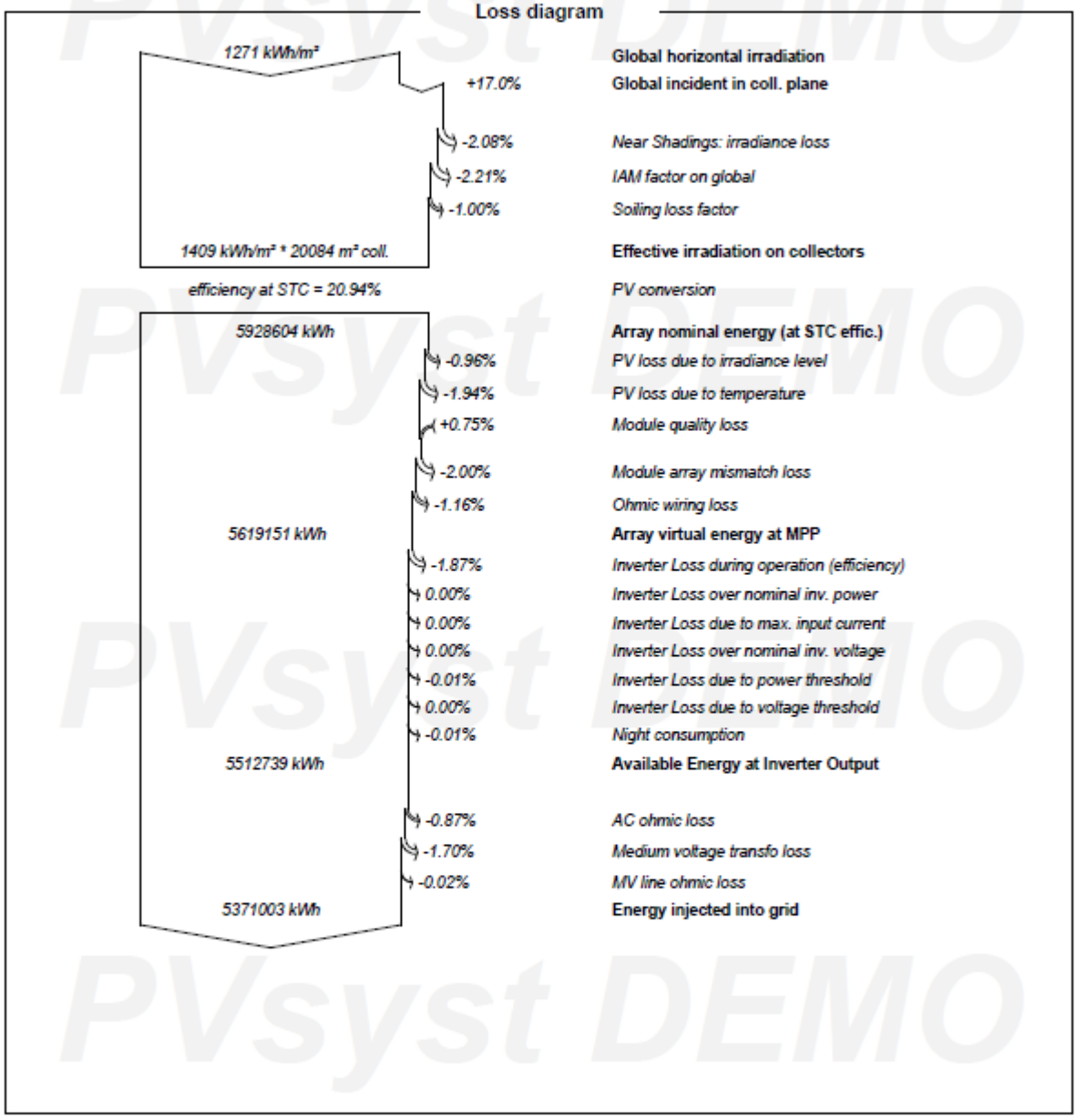


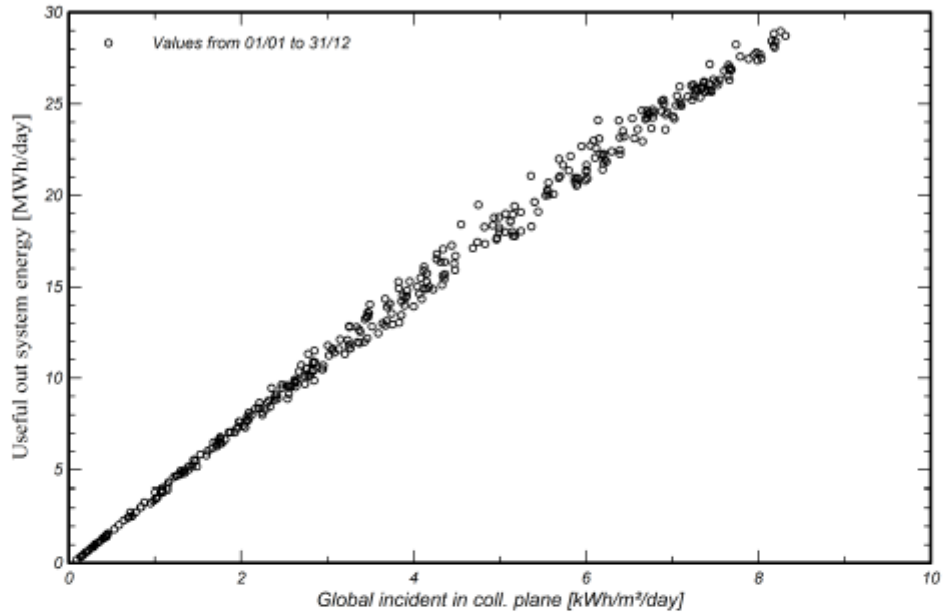
Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

PVsyst V7.4.7
VC0, Simulation date:
29/05/24 20:47
with V7.4.7

PVsyst DEMO

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

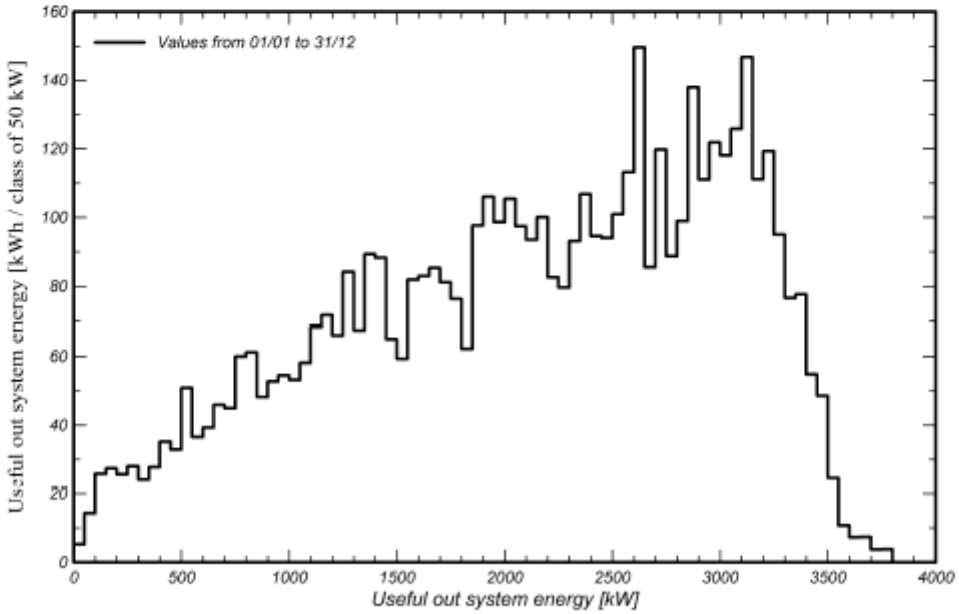


Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

PVsyst V7.4.7
VC0, Simulation date:
29/05/24 20:47
with V7.4.7

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 %

Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum)	2.1 %

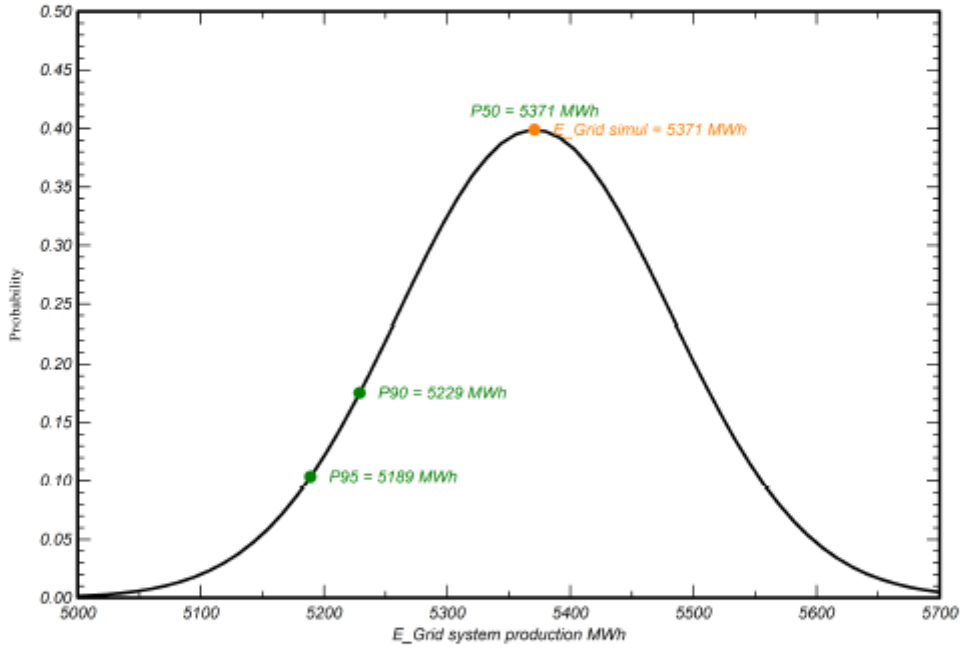
Simulation and parameters uncertainties

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

Annual production probability

Variability	111 MWh
P50	5371 MWh
P90	5229 MWh
P95	5189 MWh

Probability distribution



PVsyst DEMO

Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання

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

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

Інші вихідні данні представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані

№ вар	Напруга мережі, кВ	Максимальний струм 3-ф КЗ, кА	Повний час тривалості короткого замикання, с	Максимальна розрахункова потужність, кВт	Довжина кабельної лінії, км
5	10	1,83	0,7	4000	3,2

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, мм²	I_c, А
5	4000	10	0,99	233,3	120	252

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

$$I_{cg} = I_c \cdot k_2 \cdot k_{3з} \cdot k_4 \cdot k_5 \ . \qquad (3.2)$$

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	$k_{3з}$	k_4	k_5	I_0, А	I_{cg}, А	Виконання умови
5	252	0,98	1	1,18	1	233,3	291,4	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:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_{3з} \cdot k_4 \cdot k_5. \qquad (3.3)$$

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

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

№ КЛ	I_c, А	k_1	k_2	$k_{3з}$	k_4	k_5	I_0, А	I_{cg}, А	Виконання умови
5	240	0,929	0,98	1	1,13	1	233,3	246,9	виконується

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

$$I_{cg} = I_c \cdot k_{зп} \cdot k_7. \tag{3.4}$$

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

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

№ КЛ	I_c, А	$k_{зп}$	k_7	I_0, А	I_{cg}, А	Виконання умови
5	332	1,08	1	233,3	358,6	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:

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

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:

$$I_{\text{csc}} = \frac{I_{tsc}}{\sqrt{t}}, \tag{3.6}$$

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

t - час спрацювання захисту, с.

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

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

№ КЛ	I_{tsc}, кА	t, с	I_{csc}, кА	$I_{sc}^{(3)}$, кА	Виконання умови
5	11,3	0,7	13,51	1,83	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:

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

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

$$I_{ssc} = \frac{I_{tsc}}{\sqrt{t}}, \tag{3.8}$$

де t - час спрацювання захисту, с;

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

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

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

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

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

№ КЛ	Перетин екрану, мм²	I_{tsc}, кА	t, с	I_{ssc}, кА	$I_{sc}^{(2)}$, кА	Виконання умови
5	16	3,3	0,7	3,94	1,592	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, %
5	10000	3,2	0,325	0,115	342	3,42

Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.

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

Розрахунок проводиться для таких режимів роботи КЛ:

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

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

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

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

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

$$X_{m1} = 0{,}0628 \cdot \gamma_1, \tag{3.12}$$

де γ_1 - безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховуються за формулою:

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

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

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

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

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

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

де γ_2 - безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховуються 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:

$$X_{m3} = 0{,}0628 \cdot \gamma_3, \tag{3.18}$$

де γ_3 - безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховуються за формулою:

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

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

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

Таблиця 3.9 – Результати розрахунку вибору способу заземлення екрану кабелю

№ КЛ	I_0, А	L, км	γ_1	$U_1^{(3)}$, В	γ_2	U_2, В	γ_3	U_3, В	Виконання умови
1	233,3	3,2	0,7	9,86	12,4	4,57	0,22	10,5	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 6 кВ.

3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС (P=4 МВт).
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ.
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ($u_к$=4,5 %).
4. Довжина кабельної лінії – 3,2 км.
5. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - 1,83 кА.
6. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проектованої СЕС прийнято 3хСІП-3-20 1х50 мм та кабель 3хАПвЕгаПу-12/20 1х120/25 мм, прокладка в трикутник.

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи.

Опір системи:

$$z_C \approx x_c = \frac{U_н}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)}}, \text{ Ом.} \qquad (3.20)$$

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

$$r_л = r_0 \cdot \ell_л, \text{ Ом.} \quad (3.21)$$

Реактивна складова:

$$x_л = x_0 \cdot \ell_л, \text{ Ом.} \quad (3.22)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

$$z_{К2} = \sqrt{z_c^2 + (r_л + x_л)^2}, \text{ Ом.} \quad (3.23)$$

Опір трансформатора:

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

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

$$z_{К3} = z_{К2} + z_m, \text{ Ом.} \quad (3.25)$$

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, Ом	$r_л$, Ом	$x_л$, Ом	$z_{К2}$, Ом	z_m, Ом	$z_{К3}$, Ом
3,313	1,82	0,419	3,99	4,961	8,951

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

Розрахункова точка К1.

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - $I_{К1}^{(3)}$ = 1,83 кА.

Розрахункова точка К2.

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

$$I_{К2ПС}^{(3)} = \frac{U_н}{\sqrt{3} \cdot z_{К2}}. \quad (3.26)$$

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

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

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:

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

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

$I_{K1}^{(3)}$,кА	$I_{K2ПС}^{(3)}$, кА	$I_{KCEC}^{(3)}$, кА	$I_{K2}^{(3)}$, кА	$I_{K3ПС}^{(3)}$, кА	$I_{K3}^{(3)}$, кА
1,83	1,519	0,22	1,739	0,677	0,897

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

$I_{K1}^{(2)}$,кА	$I_{K2ПС}^{(2)}$, кА	$I_{KCEC}^{(2)}$, кА	$I_{K2}^{(2)}$, кА	$I_{K3ПС}^{(2)}$, кА	$I_{K3}^{(2)}$, кА
1,592	1,322	0,191	1,513	0,589	0,781

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

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

2.Струми короткого замикання

I ст. СВ (струмова відсічка)

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

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

Максимальна величина струму при включенні може скласти $I_{БТН} = (3...5) \cdot I_{ном.тр}$.

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

Номінальний струм трансформатору:

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

Струм спрацювання захисту:

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

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

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

$I_{ном}$,А	$I_{сз\min}$,**А**	$I_{сз\max}$,А	$I_{сз}$, А для відстроювання
54,99	197,96	329,9	330

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

Струм спрацювання захисту:

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

Струм уставки:

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

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

$$k_{ч} = \frac{k_{сх} \cdot I^{(3)}_{К2}}{I_{с.з.}}. \quad (3.35)$$

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, приведеного до напруги 10,5 кВ

$I_{с.з.}$, А	$I_{у}$, А	$k_{ч}$
1076,4	35,9	1,62

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

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з.} = \frac{k_{н} \cdot k_{від} \cdot I_{доп}}{k_{п}}, \tag{3.36}$$

де $k_{н}$ - коефіцієнт надійності (1,1);

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

$k_{п}$ - коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки:

$$I_{у} = \frac{k_{сх} \cdot I_{с.з.}}{k_{ТА}}. \tag{3.37}$$

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

$$k_ч = \frac{I_{K2}^{(3)}}{I_{с.з.}}. \quad (3.38)$$

Результати розрахунку по формулам (3.36)-(3.38) зводимо в таблицю 3.15.

Таблиця 3.15 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведеного до напруги 10,5 кВ

$I_{с.з.}$, А	$I_у$, А	$I_{сз}$, А для відстроювання	$k_ч$
76,4	7,64	80	9,8

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

Таблиця 3.16 – Зведена інформація про уставки

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

Розрахунок ємнісних струмів.

Ємнісний погонний струм замикання на землю в місці пошкодження:

$$I_C = 3 \cdot \omega \cdot C_ф \cdot U_ф \cdot 10^{-6}, \quad (3.39)$$

де ω - кутова швидкість вектору напруги, с;

$C_ф$ - ємність фази мережі, мкФ;

$U_ф$ - 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

$C_{фКЛ}$,мкФ	ω, с$^{-1}$	$U_ф$,В	I_C, А/км	$I_{СКЛ}$, А
0,229	314	6062,18	1,308	4,186

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

Функціонування інверторного обладнання.

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

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

- 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.

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.

4 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ
ІНВЕРТОРИ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

Інвертори відіграють вирішальну роль у підвищенні енергоефективності електрифікованих транспортних систем, особливо завдяки їхній здатності реалізовувати рекуперативне гальмування. Під час гальмування електротранспорт генерує енергію постійного струму, яку інвертори перетворюють на змінний струм і повертають назад у загальну мережу. Цей процес дозволяє запобігти втратам енергії, що традиційно розсіювалася б у вигляді тепла, тим самим сприяючи значній економії енергії та зменшенню навантаження на довкілля.

Впровадження інверторних перетворювальних агрегатів у 2000-х роках стало поворотним моментом, дозволивши ефективно використовувати енергію, що виробляється рухомим складом під час рекуперації. Крім безпосередньої економії енергії, використання таких пристроїв сприяє підвищенню загальної енергоефективності та енергозбереженню шляхом організації технічного та комерційного обліку електроенергії, а також контролю графіка навантаження. Це не просто технічне вдосконалення, а стратегічний крок, що дозволяє залізничним системам активно керувати своїм енергоспоживанням та взаємодією з мережею. Здатність точно контролювати потік енергії, включаючи інжекцію регенерованої енергії, та керувати профілями навантаження перетворює тягові підстанції з інверторами на потенційних "просьюмерів" у великій електричній мережі. Це відкриває шлях до майбутнього, де залізничні системи не тільки споживають енергію, але й активно сприяють стабільності мережі та управлінню попитом, потенційно беручи участь у ринках допоміжних послуг. Крім того, системи електрифікації постійного струму є придатним вибором для інтеграції відновлюваних джерел енергії у залізничну систему , що ще більше посилює їхні можливості в рамках розумних мереж.

Сучасні тягові інвертори, особливо ті, що використовують силові модулі на основі IGBT та широтно-імпульсну модуляцію (ШІМ), відрізняються зниженим

рівнем гармонік, високою швидкістю відгуку та здатністю виробляти майже синусоїдальний вихідний струм, часто усуваючи потребу у зовнішніх гармонічних фільтрах. Вони також можуть забезпечувати живлення для потреб станційних будівель за рахунок регенерованої енергії гальмування. Ця функція енерговідновлення є критично важливою для економічної життєздатності та екологічної стійкості сучасних електричних тягових систем. Зменшення споживання енергії безпосередньо призводить до зниження експлуатаційних витрат, роблячи електричні залізниці більш конкурентоспроможними порівняно з іншими видами транспорту. З екологічної точки зору, зменшення втрат енергії та потенційна інтеграція відновлюваних джерел енергії підтримують цілі сталого розвитку та зменшують вуглецевий слід. Таким чином, широке впровадження інверторної технології на тягових підстанціях є не просто технічним оновленням, а стратегічним імперативом для довгострокової життєздатності та зростання електрифікованого залізничного транспорту в усьому світі.

Двонаправлені тиристорні перетворювачі є однією з ключових топологій, що використовуються в тягових підстанціях. Зазвичай вони складаються з антипаралельного 12-імпульсного тиристорного інвертора, підключеного до випрямляча. Така конфігурація дозволяє не тільки подавати енергію в контактну мережу, але й повертати енергію, що генерується під час рекуперативного гальмування, назад у мережу. Сам 12-імпульсний випрямляч формується з двох послідовно з'єднаних 6-імпульсних випрямлячів. Тиристорні випрямлячі широко застосовуються у високовольтних підстанціях постійного струму (HVDC) і були впроваджені в низьковольтних системах електрифікації постійного струму на залізниці. Керування середньою вихідною напругою здійснюється шляхом зміни кута відкриття (α) тиристорів.

Основною перевагою цих перетворювачів є їхня висока ефективність та здатність керувати струмами короткого замикання постійного струму за допомогою керуючих сигналів тиристорів. Це дозволяє використовувати автоматичні вимикачі постійного струму з меншими номінальними струмами

та, відповідно, меншою вартістю. Однак, існує компроміс: висока ефективність приваблива для економії енергії, але коефіцієнт потужності та якість гармонік можуть суттєво погіршуватися при регулюванні напруги постійного струму. Це створює прямий виклик для проектування та експлуатації: оптимізація одного показника продуктивності (ефективності) може скомпрометувати інший (якість електроенергії). Погіршення коефіцієнта потужності та гармоніки може призвести до збурень у мережі, збільшення втрат у загальній електромережі та потенційних перешкод для систем сигналізації та зв'язку. Це означає, що, хоча сам інвертор є ефективним, загальна система може вимагати додаткових активних або пасивних фільтруючих рішень для пом'якшення цих проблем, що додає складності та вартості. Динамічні зміни навантаження в тягових системах посилюють ці гармонійні проблеми, роблячи точне керування та фільтрацію ще більш критичними. Це підкреслює фундаментальну інженерну проблему в силовій електроніці для тягових систем: балансування конкуруючих вимог до продуктивності.

Каскадні дворівневі інвертори напруги (VSC) представляють іншу важливу топологію, що застосовується в тягових підстанціях. Ця конфігурація передбачає послідовне з'єднання кількох дворівневих VSC. Кожен дворівневий VSC містить комутаційні блоки, в яких як компоненти використовуються модулі IGBT-діод (наприклад, ABB 5SJA 3000L520300). VSC знаходять застосування в різноманітних сферах, таких як системи накопичення енергії на акумуляторах, джерела безперебійного живлення (ДБЖ), ліфти та крани, а також у невеликих високовольтних системах передачі постійного струму (HVDC). Напруга ланки постійного струму для кожного VSC обирається таким чином, щоб уникнути послідовного з'єднання модулів IGBT-діод у комутаційних блоках; наприклад, для системи 38,75 кВ може бути обрана напруга 2,6 кВ.

Каскадні VSC забезпечують помірну енергетичну ефективність, повністю керовану реактивну потужність та відмінне регулювання напруги постійного струму. Вони вимагають помірної кількості напівпровідникових модулів та

мають низьку потребу в послідовних напівпровідниках. Ці перетворювачі також характеризуються низьким рівнем гармонійних спотворень. Однак, їхнім недоліком є відсутність здатності обмежувати струм короткого замикання постійного струму, а також потенційна можливість створення перешкод для ліній зв'язку.

Модульні багаторівневі перетворювачі з повномостовими субмодулями (MMC-FB) є передовою топологією, яка пропонує значні переваги для тягових підстанцій. Ці перетворювачі розроблені з використанням повномостових субмодулів, кожен з яких містить чотири комутаційні блоки з паралельно підключеними модулями IGBT-діод. Той самий модуль IGBT-діод (5SJA 3000L520300), що використовується в каскадних VSC, може бути застосований і тут. MMC широко використовуються в широкому діапазоні напруг і потужностей, включаючи приводи двигунів, STATCOM, багатотермінальні системи HVDC та офшорні вітрові електростанції. Конструкція перетворювача дозволяє уникнути послідовного з'єднання комутаційних пристроїв.

Переваги MMC-FB включають гнучкість у керуванні напругою на стороні постійного струму, активною та реактивною потужністю на стороні змінного струму з коефіцієнтом потужності, близьким до одиниці, для всіх навантажень. Вони також здатні обмежувати струми короткого замикання на стороні постійного струму та забезпечувати високоякісні струми змінного струму, не вимагаючи послідовного з'єднання напівпровідникових пристроїв.

Однак, ці переваги супроводжуються певними недоліками. MMC-FB мають нижчу ефективність порівняно з тиристорними перетворювачами та потребують паралельного з'єднання IGBT. Вони також вимагають великої кількості напівпровідникових модулів та характеризуються високою складністю контролера. Крім того, існує потенційна можливість створення перешкод для ліній зв'язку. Висока кількість субмодулів та складні алгоритми керування в MMC збільшують як початкові капітальні витрати, так і потенційні точки відмови, що впливає на загальну надійність та обслуговування. Проте, переваги вищої якості електроенергії та управління несправностями можуть

призвести до зниження експлуатаційних витрат для мережі та покращення стабільності системи, що потенційно виправдовує вищі початкові інвестиції. Це свідчить про те, що вибір топології є складним техніко-економічним рішенням, що зважує довгострокові переваги проти безпосередніх витрат та експлуатаційних проблем.

Вибір AC-DC перетворювача є критично важливим завданням для тягових підстанцій MVDC. Три розглянуті топології — двонаправлений тиристорний перетворювач, каскадний дворівневий VSC та модульний багаторівневий перетворювач з повномостовими субмодулями (MMC-FB) — мають відмінні характеристики щодо ефективності, вимог до компонентів та експлуатаційних параметрів.

Ефективність: Тиристорні перетворювачі, як правило, пропонують найвищу ефективність (понад 99%), за ними йдуть MMC-FB, а потім каскадні дворівневі VSC.

Коефіцієнт потужності та гармоніки: Тиристорні перетворювачі можуть мати погіршений коефіцієнт потужності та якість гармонік при регулюванні напруги постійного струму.

Каскадні VSC виробляють низьке гармонійне забруднення, тоді як MMC забезпечують високоякісні струми змінного струму з коефіцієнтом потужності, близьким до одиниці. Гармоніки є значною проблемою, оскільки вони можуть вступати в резонанс з тяговою мережею, викликаючи перевантаження по струму та перенапругу.

Обмеження струму короткого замикання: Двонаправлені тиристорні перетворювачі та MMC-FB здатні обмежувати струми короткого замикання постійного струму. Каскадні VSC не мають цієї здатності.

Складність керування: MMC мають високу складність контролера, тоді як каскадні VSC мають помірну складність.

Вимоги до напівпровідників: MMC вимагають великої кількості напівпровідникових модулів, тоді як каскадні VSC вимагають помірної

кількості, а тиристорні перетворювачі вимагають певної кількості послідовних тиристорів.

Ці відмінності вказують на те, що не існує єдиної "найкращої" топології; вибір залежить від конкретних системних вимог. Вирішальне завдання вибору найбільш відповідного AC-DC перетворювача означає, що оператори залізниць та системні інтегратори повинні пріоритезувати такі фактори, як відповідність мережевим кодам (гармоніки, коефіцієнт потужності), стійкість до несправностей, цілі енергоефективності та бюджетні обмеження. Для старих систем або тих, що мають менш суворі мережеві вимоги, можуть бути кращими високоефективні тиристорні перетворювачі. Для сучасних, високошвидкісних або взаємопов'язаних мереж, вища якість електроенергії та керування MMC або VSC можуть виправдати їхню вищу складність та вартість. Цей динамічний процес вибору стимулює постійні дослідження та розробки у всіх типах перетворювачів, прагнучи покращити їхні слабкі сторони, зберігаючи при цьому їхні сильні сторони.

Таблиця 4.1 Порівняльний аналіз топологій AC-DC перетворювачів для тягових підстанцій

Характеристика	Двонаправлений тиристорний перетворювач	Каскадний дворівневий VSC	Модульний багаторівневий перетворювач (MMC-FB)
Типова ефективність (%)	>99%	Помірна (на 1,9% нижча за тиристорний)	Вища за VSC, нижча за тиристорний
Коефіцієнт потужності	Може погіршуватися при регулюванні DC	Повністю керований	Близький до одиниці для всіх навантажень
Гармонічні спотворення	Можуть бути значними при регулюванні DC	Низьке забруднення	Висока якість AC струмів
Обмеження струму КЗ DC	Так	Ні	Так
Складність контролера	Низька	Помірна	Висока
Кількість напівпровідників	Низька (послідовні тиристори)	Помірна	Висока (паралельні IGBT)
Вплив на лінії зв'язку	Можливий	Можливий	Можливий

Сучасні інверторні технології, такі як 12-імпульсні тиристорні перетворювачі, демонструють дуже високу енергетичну ефективність, що перевищує 99% для широкого діапазону струмів постійного струму. Однак, навіть при таких високих показниках, існують механізми втрат, які необхідно враховувати.

Основними механізмами втрат є:

- Втрати на перемикання: Ці втрати є домінуючою частиною загальних втрат у VSC і значно зростають зі збільшенням частоти перемикання. У тиристорних перетворювачах втрати на перемикання становлять менше 100 кВт і незначно зростають зі збільшенням струму навантаження.
- Втрати на провідність: У модульних багаторівневих перетворювачах з повномостовими субмодулями (MMC-FB) втрати на провідність стають домінуючими, якщо струм перевищує 120% від номінального значення.

На ефективність суттєво впливають такі фактори, як збільшення частоти перемикання, що значно знижує енергетичну ефективність у VSC. Вибір напівпровідникових пристроїв (IGBT, MOSFET, тиристори) також впливає на рівень втрат. Для ефективного відведення тепла застосовуються різні методи охолодження, зокрема примусове повітряне охолодження для деяких тягових інверторів. Тепло та вологість є значними екологічними стресорами, які можуть призвести до перегріву та вплинути на продуктивність інвертора. Більшість інверторів починають знижувати свою потужність при температурі 45-50°C, при цьому втрати потужності збільшуються на 0,5% на кожен 1°C вище 25°C.

Зв'язок між температурою та втратою потужності кількісно визначає прямий вплив теплових умов на ефективність. Перегрів не тільки знижує ефективність, але й прискорює деградацію компонентів, особливо чутливих елементів, таких як електролітичні конденсатори , що призводить до передчасних відмов і зниження надійності. Це означає, що проектування системи охолодження (наприклад, примусове повітряне, водяне охолодження) та контроль

навколишнього середовища є такими ж критичними, як і сама топологія силової електроніки, для довгострокової, надійної та ефективної роботи. Це підкреслює, що проектування системи тягових підстанцій має бути цілісним, враховуючи не тільки електричні характеристики, але й теплові, механічні та екологічні фактори для забезпечення оптимальних витрат протягом життєвого циклу та часу безвідмовної роботи.

Тягові інвертори є невід'ємною частиною електрифікованих залізничних систем, відіграючи ключову роль у перетворенні електроенергії для живлення рухомого складу.

Загальне застосування: Тягові інвертори є силовими електронними пристроями, що використовуються в електропоїздах та трамваях для перетворення постійного струму, отриманого від контактних мереж або третіх рейок, на змінний струм для живлення електродвигунів.

Системи електрифікації постійного струму:

- У системах постійного струму трифазна енергія з мережі знижується та перетворюється на постійний струм за допомогою випрямлячів та силових електронних перетворювачів.
- Живлення постійним струмом здійснюється через системи третьої/четвертої рейки (600-1200 В) або контактні мережі (1500-3000 В).
- Двигуни постійного струму віддаються перевазі для важких поїздів, що вимагають частих та швидких прискорень, завдяки їхньому високому пусковому моменту та помірному контролю швидкості.
- Інвертори є основними для рекуперативного гальмування в системах постійного струму, повертаючи енергію назад у мережу змінного струму.

Системи електрифікації змінного струму:

- Системи тяги змінного струму стають дуже популярними завдяки легкій доступності та генерації змінного струму, простому

керуванню двигунами змінного струму та меншій кількості необхідних підстанцій.

- Вони використовують понижувальні трансформатори та перетворювачі частоти для перетворення високих напруг та фіксованих промислових частот.
- Однофазна напруга 25 кВ при 50 Гц є поширеною для важких перевезень та магістральних ліній.
- Типовий тяговий привід змінного струму включає однофазний ШІМ-керований активний випрямляч, шину постійного струму та трифазний інвертор постійного струму на змінний для керування двигунами змінного струму.

Комбіновані системи: Багатосистемні поїзди використовують комбіновані системи для забезпечення безперервних поїздок маршрутами з різними типами електрифікації, часто шляхом зміни локомотивів або перемикання контактних мереж.

Енергоефективність: Поїзди постійного струму споживають менше енергії, ніж поїзди змінного струму, за однакових умов обслуговування. Використання інверторів сприяє економії енергії та зменшенню навантаження на довкілля. Здатність силових електронних перетворювачів (включаючи інвертори) перетворювати між різними частотами та фазами змінного струму або випрямляти змінний струм на постійний робить їх критично важливими для забезпечення безперебійної роботи в різноманітних залізничних мережах. Це особливо важливо для міжнародних залізничних коридорів або національних мереж, які розвивалися з різними історичними стандартами електрифікації. Інвертори забезпечують "багатосистемну" можливість , дозволяючи рухомому складу працювати з різними типами електропостачання без необхідності зміни локомотивів, тим самим підвищуючи експлуатаційну гнучкість та скорочуючи час у дорозі.

Надійність тягових інверторів є критично важливою для безперебійної роботи залізничних систем, проте вони схильні до різних режимів відмов, спричинених низкою факторів.

Вразливість компонентів: Електролітичні конденсатори часто називають компонентами, які схильні до перших відмов в інверторах.

Екологічні стресори: Тепло та вологість є основними ворогами інверторів, що призводять до перегріву, проникнення вологи та конденсації. Температури вище 25°C можуть призвести до втрат потужності (0,5% на 1°C), при цьому зниження номінальної потужності зазвичай починається при 45-50°C.

Експлуатаційні навантаження: Інвертори працюють постійно, що призводить до експлуатаційних навантажень. Ситуації перевантаження, коли інвертори обробляють занадто велику потужність, можуть пошкодити компоненти та викликати аварійні відключення.

Проблеми з якістю електроенергії:

- Стрибки/коливання напруги: Перехідні стрибки, провали та підвищення напруги є поширеними на тягових підстанціях. Вони можуть пошкодити цілісність пам'яті (відмови EEPROM) або котушки в реле. Нерівномірні навантаження та нестабільність мережі сприяють коливанням напруги.
- Гармоніки: Приводи з тиристорним керуванням генерують значні гармоніки , які можуть впливати на систему живлення. Низька якість електроенергії може викликати переривання циклу запису для EEPROM.

Програмні збої: Застаріле програмне забезпечення або помилки можуть викликати збої та порушувати роботу.

Електричні несправності:

- Витоки струму та несправності ізоляції: Спричинені пошкодженням вологою, перевищенням проектних обмежень, поганим захистом від блискавки або надмірним струмом витоку. Це створює серйозні ризики для безпеки (електричні пожежі, ураження електричним струмом).

- Проблеми з реле: Знос контактів від постійного перемикання, перегрів, стрибки напруги або замикання на землю.
- Відключення мережі: Через локальні перебої в електропостачанні, відключення проводки між інвертором та мережею, недостатньо великі компоненти, що викликають спрацьовування автоматичних вимикачів, або погані з'єднання змінного струму.

Динамічні характеристики навантаження: Динамічні характеристики навантажень поїздів (запуск, гальмування, рух) ускладнюють потік навантаження. Хоча рекуперативне гальмування або інтенсивний рух зазвичай не викликають проблем з перевантаженням, несправності відключення фідера мають значний вплив. Висока частота динамічних змін навантаження в тягових системах безпосередньо сприяє експлуатаційним навантаженням та термічному стресу, прискорюючи деградацію компонентів (наприклад, конденсаторів, реле). Це створює зворотний зв'язок, де динамічна робота впливає на стан компонентів, що, своєю чергою, впливає на надійність та якість електроенергії. Згадка про відмови EEPROM через стрибки напруги або низьку якість електроенергії підкреслює, що навіть керуюча електроніка вразлива до електричних збурень, що підкреслює потребу в надійному кондиціонуванні електроенергії та захисті для внутрішньої електроніки.

Для забезпечення довгострокової надійності та високої доступності тягових інверторів та підстанцій застосовуються комплексні стратегії, що охоплюють усі етапи життєвого циклу обладнання.

Врахування на етапі проектування: Більшість непередбачених ситуацій можна передбачити та запобігти на етапі проектування. Надійність, доступність та ремонтопридатність (RAM) є критично важливими аспектами при проектуванні та експлуатації перетворювачів.

Вибір компонентів: Використання високоякісних електронних компонентів є основою для підвищення надійності.

Теплове керування: Застосування передових технологій розсіювання тепла. Правильне встановлення (вертикальне, з'єднаннями вниз), достатній простір

(мінімум 15 см з усіх боків) та хороша циркуляція повітря (гараж, сарай, крита зовнішня стіна) є рекомендованими практиками встановлення для запобігання перегріву.

Системи захисту: Інтелектуальні системи захисту можуть запобігти відключенням шляхом перемикання джерел живлення в аварійних ситуаціях. Пристрої обмеження напруги запобігають неприпустимій контактній напрузі в тягових системах постійного струму.

Автоматизація та моніторинг: Повна автоматизація керування підстанцією, моніторинг стану обладнання та самодіагностика. Системи SCADA забезпечують моніторинг та керування в реальному часі. Інтелектуальні системи експлуатації та обслуговування (IOMS).

Резервування: Тягові підстанції часто підключаються паралельно, що дозволяє перемикати джерела живлення у разі аварійних відключень, підвищуючи надійність. Системи SCADA включають резервні контролери.

Аналіз даних: Ведення та аналіз записів про відключення та непередбачені ситуації є життєво важливим для розуміння надійності в реальних умовах. Вимірювання продуктивності за допомогою даних, зібраних з перетворювачів частоти.

Стандарти та контроль якості: 100% контроль якості під час виробництва. Дотримання міжнародних стандартів. Розширені заводські випробування на надійність та типові випробування.

Здатність збирати та аналізувати дані в реальному часі з інверторів та підстанцій є основою для прогностичного обслуговування. Це дозволяє операторам передбачати несправності на основі погіршення продуктивності (наприклад, температурних тенденцій, гармонійних зсувів, стану конденсаторів), а не чекати поломки. Такий проактивний підхід значно зменшує незаплановані простої, що безпосередньо призводить до покращення доступності послуг та зниження експлуатаційних витрат для залізничних мереж. Концепція "ради з надійності" додатково свідчить про системні, галузеві

зусилля щодо обміну даними та стандартизації для підвищення колективної надійності.

Ринок тягових інверторів та пов'язаних систем характеризується наявністю як широких лідерів у галузі інверторів, так і спеціалізованих постачальників для залізничного транспорту.

Глобальні лідери ринку інверторів (загальні): Компанії, такі як Huawei Technologies Co. Ltd., SUNGROW та Power Electronics S.L., є провідними гравцями на ширшому ринку інверторів, хоча вони відомі насамперед завдяки сонячним інверторам. Їхній досвід у силовій електроніці є значущим.

Постачальники, що спеціалізуються на залізниці:

- Hitachi Energy: Пропонує комплексні системи електропостачання для тяги як для міжміських залізниць, так і для масового транзиту. Їхній асортимент включає тягові підстанції для систем постійного та змінного струму, розподільчі пристрої, обладнання захисту та керування, статичні перетворювачі частоти, системи якості електроенергії, а також системи рекуперації та накопичення енергії. Вони надають рішення "під ключ".
- Siemens Energy: Провідний постачальник спеціалізованих залізничних трансформаторів. Siemens Mobility постачає системи електропостачання постійного струму для тяги, включаючи перетворювачі, розподільчі пристрої постійного струму та системи захисту, що характеризуються високою потужністю та здатністю до перевантаження.
- Sécheron: Спеціалізується на тягових підстанціях постійного струму, пропонуючи традиційні діодні випрямлячі, інноваційні системи збору енергії, розподільчі пристрої постійного струму, електричні розподільні щити та системи захисту та нагляду. Вони також постачають автоматичні вимикачі постійного струму для тягових підстанцій.
- PLUTON: Пропонує інтегровані рішення "під ключ" для метрополітенів, міського електротранспорту та залізничних тягових підстанцій, що охоплюють проектування, виробництво, постачання обладнання (випрямлячів, інверторів, трансформаторів) та системи SCADA.

- Meidensha: Комерціалізувала тягові інвертори з силовими модулями IGBT для рекуперації енергії, пропонуючи лінійки продуктів для постійного струму 750 В/1500 В та потужністю 500-1000 кВт.

Залізничні виробники, такі як Hitachi, Siemens, Sécheron, Pluton, пропонують комплексні рішення "під ключ" , що свідчить про тенденцію до надання інтегрованих систем, а не лише постачання компонентів. Такий підхід мінімізує ризики та складність для замовників та забезпечує безперебійну інтеграцію різних компонентів підстанції, включаючи інвертори, розподільчі пристрої та системи керування. Їхня увага до систем рекуперації та накопичення енергії також відповідає ширшим тенденціям енергоефективності та розвитку розумних мереж.

Майбутнє тягових інверторів характеризується постійним розвитком технологій, спрямованих на підвищення ефективності, інтеграцію з енергетичною мережею та покращення надійності.

Рекуперація та накопичення енергії: Портфоліо Hitachi Energy включає системи рекуперації та накопичення енергії. Згадується можливість використання енергоємних накопичувачів електричної енергії в ланці постійного струму активних випрямлячів, що працюють в інверторному режимі. Здатність інтегрувати системи накопичення енергії (ESS) безпосередньо в ланку постійного струму інверторів або як частину загального енергетичного портфоліо підстанції є значним розвитком. Це дозволяє буферизувати енергію рекуперативного гальмування, згладжувати динамічні піки навантаження та потенційно надавати мережеві послуги. Поєднання цього з відновлюваними джерелами енергії позиціонує тягові підстанції як мікромережі або розподілені енергетичні ресурси (DER), підвищуючи стійкість мережі та зменшуючи залежність від централізованої генерації електроенергії.

Інтеграція відновлюваних джерел енергії: Системи електрифікації постійного струму є придатним вибором для інтеграції відновлюваних джерел енергії в залізничну систему.

Передові напівпровідники: Згадка про SiC MOSFET та GaN перемикачі в тягових інверторах електромобілів свідчить про потенційне майбутнє для залізничних застосувань, особливо для високовольтних систем, незважаючи на поточні проблеми з вартістю та складністю для багаторівневих топологій.

Інтеграція в розумні мережі: Розробка стандартів, таких як IEEE 2030.1 для інфраструктури розумних мереж, що підтримує електротранспорт , та IEC 61850 для автоматизації підстанцій , вказує на зростаючу інтеграцію.

Підвищення надійності та діагностики: Постійна увага до підвищення надійності та зниження витрат на обслуговування. Це включає розширений моніторинг, самодіагностику та прогностичне обслуговування.

Покращення якості електроенергії: Постійні зусилля щодо зменшення гармонік, при цьому сучасне ШІМ-керування прагне до майже нульових гармонік. Активні фільтри потужності є новим напрямком.

Децентралізація: Тенденція до децентралізованих тягових енергетичних перетворювальних установок передбачає майбутнє з більш локалізованим електропостачанням та потенційно більш гнучкою взаємодією з мережею.

Постійний розвиток алгоритмів керування та зростаюча інтеграція технологій штучного інтелекту/Інтернету речей (як це спостерігається у загальних лідерів ринку інверторів, таких як Huawei) призведе до створення тягових інверторів, які будуть не тільки високоефективними, але й здатними до самодіагностики, прогностичного обслуговування та динамічної оптимізації своєї продуктивності у відповідь на зміну умов мережі та тягових навантажень. Це мінімізує втручання людини, зменшить експлуатаційні витрати та максимізує час безвідмовної роботи, ще більше підвищуючи надійність та економічну життєздатність електричного залізничного транспорту.

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 електроживлення та вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Г-Д.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

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

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

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

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

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

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

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

8. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

9. Енергетика тягових мереж - CRUST, веб-сайт. URL: https://crust.ust.edu.ua/bitstream/123456789/10115/1/Monograph.pdf (дата звернення 02.06.2025).

10. Journal of civil engineering and transport trans Engin POWER QUALITY IN THE CIRCUITS OF TRACTION SUBSTATION, веб-сайт. URL: https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-717d5f5e-be5d-42e9-b017f6c24e941/c/POWER_QUALITY_IN_THE_CIRCUITS_OF_TRACTI STATION.pdf (дата звернення 02.06.2025).

11. The Roles of Capacitors in EV Traction Inverter Topologies - Knowles Precision Devices, веб-сайт. URL: https://blog.knowlescapacitors.com/blog/the-roles-of-capacitors-in-ev-traction-inverter-topologies (дата звернення 02.06.2025).

12. What is a Traction Inverter? - everything PE, веб-сайт. URL: https://www.everythingpe.com/community/what-is-a-traction-inverter (дата звернення 02.06.2025).