

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними та економічними процесами

Інтелектуальні системи енергопостачання

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
бакалавра

на тему: «**Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Р–С 110 кВ. Заземлювальні пристрої підстанцій**»

за освітньою програмою «**Електротехнічні системи електроспоживання**»
зі спеціальності: **141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

Виконав: студент групи: EC22160



_____ / Віталій МУРЧИЧ /

Керівник: _____ / доцент, Денис ЗЕМСЬКИЙ /

Нормоконтролер: _____ / доцент, Ірина ПОТАПЧУК /

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

Студент


_____ (підпис)

Дніпро – 2025 рік

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

Energy process management

Intelligence energy supply system

Explanatory Note

to Master's Thesis
of Bachelor

on the topic: **“Calculation of the power supply system for part of the power system between 110 kV R–S substations and its grounding devices**

according to educational curriculum **“Electrical power consumption systems”**

in the Speciality: **141 Electric power, electrical engineering and electromechanics**

Done by the student of the group: EC22160

/ Vitalii MURCHYCH /

Scientific Supervisor:

/ Ass. Prof. Denys ZEMSKYI /

Normative controller

/ Ass. Prof. Iryna POTAPCHUK /

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними та економічними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Перший (бакалаврський)

Освітня програма: «Електротехнічні системи електроспоживання»

Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

_____ Дмитро БОСИЙ

(підпис)

(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Дата _____

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу _____ бакалавра _____

студенту _____ Мурчичу Віталію Олеговичу _____

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Р–С. Заземлювальні пристрої підстанцій.

Керівник роботи: _____ Земський Денис Романович, д-р. філос, доц.

затверджені наказом від 03.03.2025 р. № 329ст

2. Строк подання студентом роботи: 09.06.2025 р.

3. Вихідні дані до роботи: вихідні дані до кваліфікаційної роботи відповідно до варіанту, дані відкритих джерел інформації

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

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

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

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

4.4 Індивідуальне завдання: Релейний захист тягової мережі постійного струму

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): графіки струмів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів, графіки струмів фідерів тягових підстанцій, монтажні криві для контактної підвіски, однолінійна розрахункова схема тягових підстанцій, схеми заміщення при розрахунку струмів к.з., звіт проекту сонячної електростанції з програми PVsyst

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Тягове електропостачання	13.04.2025	15%
2	Електричні підстанції та станції	04.05.2025	30%
3	Електромережі та релейний захист	25.05.2025	60%
4	Індивідуальне завдання	01.06.2025	95%
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	15.06.2025	100%
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні експертної комісії	29.06.2025	

Студент

_____ (підпис)

Віталій МУРЧИЧ

_____ (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Денис ЗЕМСЬКИЙ

_____ (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти Мурчича В.О. на тему: «Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Р–С. Заземлювальні пристрої підстанцій»

Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	104 стор.
Графічна частина (за наявності)		
Електронна частина (демонстраційний матеріал): назва файлу з розширенням	1	15 слайдів

Керівник: _____ / Денис ЗЕМСЬКИЙ /

Нормоконтролер: _____ / Ірина ПОТАПЧУК /

Завідувач кафедри ІСЕ: _____ / Дмитро БОСІЙ /

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:

104 с, 31 рис., 30 табл. 14 використаних джерел.

Об'єкт дослідження – частина енергетичної системи між тяговими підстанціями Р – С первинною напругою 110 кВ системи тяги змінного струму.

Мета роботи – розрахунок основних елементів системи електропостачання на ділянці між тяговими підстанціями Р – С.

Методи дослідження – поставлені у кваліфікаційній роботі завдання було вирішено на основі теоретичних відомостей, математичного апарату та нормативних керуючих документів існуючих на сьогодні у обраній галузі досліджень. Математичні обчислення і графічні побудови проводилися за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення Microsoft Exel, Mathcad, PVsyst, CorelDRAW.

Задля досягнення поставленої мети у роботі проведено розрахунок електричних навантажень у системі тягового електропостачання, здійснено вибір перерізу проводів контактної мережі, проведено механічний розрахунок контактної підвіски, представлено розрахунки струмів короткого замикання та обгрунтовано вибір основного обладнання тягової підстанції, також додатково наведено проектні рішення для сонячної електростанції, розрахунок кабельної лінії та визначено параметри релейного захисту кабельної лінії, наведено відомості по улаштуванню заземлювальних пристроїв підстанцій. Навички отримані під час виконання кваліфікаційної роботи можуть бути застосовані під час розробки і модернізації електрифікованих ділянок залізниць України.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАЛІЗНИЦЬ, КОНТАКТНА МЕРЕЖА, ТЯГОВА ПІДСТАНЦІЯ, СТРУМ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ЗАЗЕМЛЕННЯ.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	10
1.1 Струморозподіл у тяговій мережі	10
1.1.1 Навантаження тягових підстанцій	11
1.1.2 Струми фаз трансформатора підстанції змінного струму.....	16
1.1.3 Переріз контактної мережі.....	19
1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	20
1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	24
1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки	26
2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ.....	36
2.1 Розрахунок потужності трансформаторів	36
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	39
2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань	55
2.4 Вибір електричних апаратів напругою вище 1000 В	56
2.5 Проектування сонячної електростанції	58
3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	71
3.1 Розрахунок кабельної лінії електропередач.....	71
3.2 Вибір уставок релейного захисту СЕС	79
4 ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ ПІДСТАНЦІЙ.....	87
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	100
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	102

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Мурчич В.О.			Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Р-С. Заземлювальні пристрої підстанцій.	Літ.	Арк.	Акрушів
						7	103	
Керівник.		Земський Д.Р.				УДУНТ, ІСЕ, ЕС22160		
Н. Контр.		Потапчук І. Ю.						
Зав. каф.		Босий Д.О.						

ВСТУП

АТ «Укрзалізниця» - одне з ключових підприємств стратегічного характеру, на якому працюють порядку 187 тисяч осіб та яке забезпечує функції основної логістичної мережі для переміщення вантажів і пасажирів як всередині країни, так і в міждержавному сполученні [1]. Одночасно система тягового електропостачання електрифікованих залізниць представляє собою вагому складову енергетичної галузі України.

Як відомо, [2] основна електрифікація залізничного транспорту на Україні проходила на протязі 60-80 років минулого століття, коли за рік вводилося у експлуатацію 500- 600 км нових електрифікованих ліній. За період незалежного існування України коштом українських залізниць здійснено електрифікацію більше 1700 км експлуатаційної довжини залізничних ліній, при цьому полігон електрифікації збільшено на 21% [2].

На початок повномасштабного вторгнення експлуатаційна довжина електрифікованих залізниць України становила 9877 км. Частка електрифікованих ділянок становила 45% від наявної загальної експлуатаційної довжини залізниць. В той же час як відзначено у [2] оптимальним для країн з розвинутою залізничною інфраструктурою є електрифікація 50-60% загальної довжини залізничних мереж країни з виконанням ними 90-95% від усього обсягу перевезень.

Таким чином на теперішній час за абсолютною довжиною електрифікованих залізниць Україна займає 10 місце серед країн світу і 6 – серед країн Європи [2].

Варто відзначити, що системи тягового електропостачання принципово відрізняються від систем електропостачання об'єктів промисловості, що у першу чергу обумовлено наявністю специфічних навантажень, які різко змінюються не тільки у часі а ще і у просторових координатах.

Саме на систему тягового електропостачання покладено завдання забезпечення експлуатаційної роботи електрифікованих залізниць з точки зору енергетичного забезпечення можливості виконання графіку руху поїздів Тому потріб-

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

но щоб загальна потужність всіх елементів системи була у змозі передавати до електрорухомого складу достатній обсяг електричної енергії з визначеним діапазоном зміни показників якості електроенергії в усіх можливих умовах роботи на протязі його руху електрифікованими ділянками. Реалізація вказаної задачі є можливою лише за умови правильного вибору усіх параметрів системи електропостачання.

Тому метою даної роботи є систематизація і закріплення навичок у виконанні розрахунків щодо вибору параметрів та визначення показників роботи системи тягового електропостачання для ділянки залізниці електрифікованої за системою тяги змінного струму.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Струмозподіл у тяговій мережі

У відповідності до завдання на кваліфікаційну роботу на основі унормованих графоаналітичних розрахункових методик, описаних в [3] за допомогою програмного продукту Microsoft Excel виконано побудову графіків струмових навантажень та руху поїздів, які представлено відповідно на рис.1.1 та 1.2.

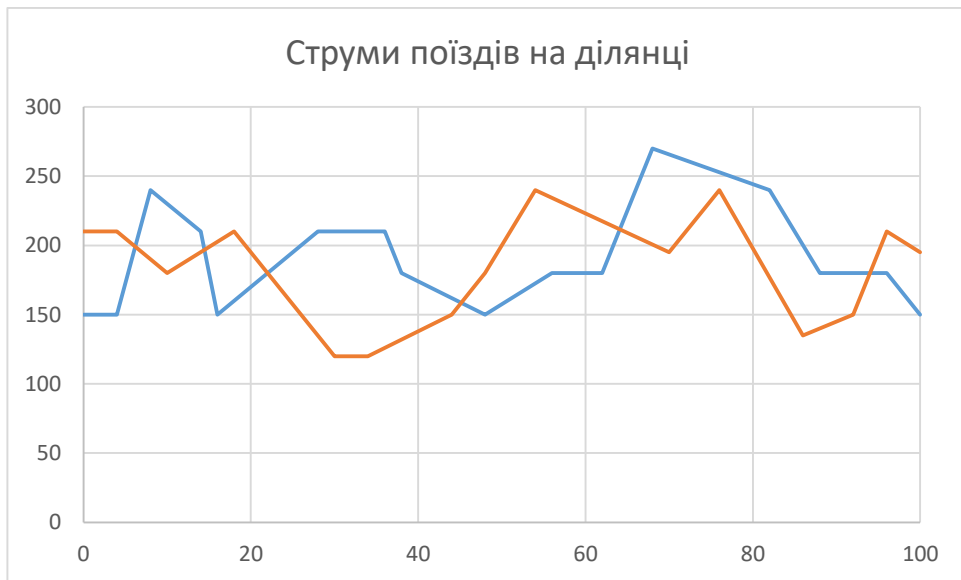


Рисунок 1.1 – Струмові навантаження від поїздів на дослідній ділянці

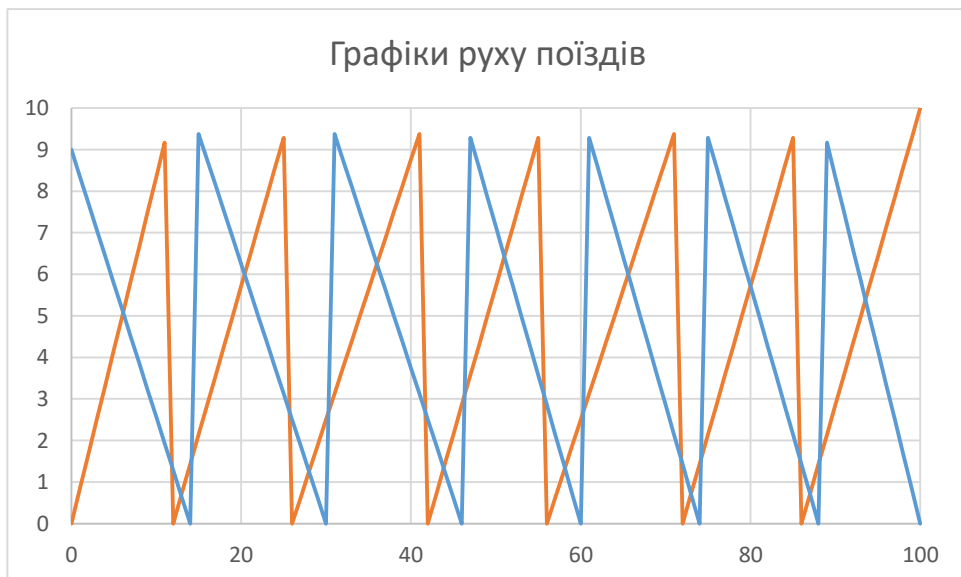


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів на дослідній ділянці

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

Наведені на рис. 1.1-1.2 графіки дозволяють у відповідності з [3] визначити середній струм кожного з фідерів досліджуваної тягової підстанції за час руху поїзда розрахунковою міжпідстанційною зоною (МПЗ) на основі виразу

$$I = \frac{1}{2 \cdot t} \sum_{k=1}^n (I_{t(k-1)} + I_{tk}) \cdot \Delta t_k, \quad (1.1)$$

де t – час руху поїзда МПЗ, яку живить даний фідер, хв.

Розрахунок на основі шаблону в електронних таблицях Excel показав, що $I_1 = 159,9$ А, $I_2 = 214,8$ А, $I_3 = 77,7$ А, $I_4 = 119,7$ А. $t_1 = 35$ хв, $t_2 = 30,7$ хв, $t_3 = 31,1$ хв, $t_4 = 32,9$ хв.

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ

$$I_e = \sqrt{\frac{1}{3 \cdot t} \sum_{k=1}^n (I_{t(k-1)}^2 + I_{tk}^2 + I_{t(k-1)} \cdot I_{tk}) \cdot \Delta t_k}. \quad (1.2)$$

Результати автоматизованого розрахунку наступні $I_{e1} = 183,6$ А, $I_{e2} = 241,3$ А, $I_{e3} = 87,7$ А, $I_{e4} = 130,1$ А.

Струми фідерів підстанції визначаються для таких режимів навантаження:

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

У кожному з цих режимів середній струм фідера підстанції визначається за формулою

$$I_{\phi} = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I, \quad (1.3)$$

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

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У свою чергу,

$$n_0 = \frac{t}{J}, \quad (1.4)$$

де J – мінімальний міжпоїздний інтервал, хв;

N – добова кількість поїздів на ділянці, пар;

N_0 – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар;

$$N_0 = \frac{T}{J}, \quad (1.5)$$

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

Наведемо обчислення по виразах (1.4) – (1.5) з урахуванням того, що за своєю фізичною сутністю дані величини мають бути цілими числами.

$$n_{01} = \frac{35}{10} \approx 3,$$

$$n_{02} = \frac{30,7}{10} \approx 3,$$

$$n_{03} = \frac{31,1}{10} \approx 3,$$

$$n_{04} = \frac{32,9}{10} \approx 3,$$

$$N_0 = \frac{24 \cdot 60}{10} = 144.$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається з формули для схеми двостороннього живлення

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{фе}}^2 = \frac{4 \cdot n_0 \cdot N}{3 \cdot N_0} \cdot I_e^2 + \frac{n_0 \left(n_0 - \frac{4}{3} \right) \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I^2. \quad (1.6)$$

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

$$I_{\text{пл}} = \sum_i^v I_{\text{фи}}, \quad (1.7)$$

де v – кількість фідерів даного плеча живлення.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою

$$I_{\text{пл е}}^2 = \left(\sum_1^v I_{\text{фи}} \right)^2 + \sum_1^v I_{\text{феi}}^2 - \sum_1^v I_{\text{фи}}^2. \quad (1.8)$$

Нижче наведемо обчислення за виразами (1.3), (1.6), (1.7), (1.8) для режиму середніх розмірів руху поїздів ($N = N_{\text{ср}}$).

$$I_{\text{ф1}} = \frac{3 \cdot 90}{144} \cdot 159,9 = 299,81 \text{ А},$$

$$I_{\text{ф2}} = \frac{3 \cdot 90}{144} \cdot 214,8 = 402,75 \text{ А},$$

$$I_{\text{ф3}} = \frac{3 \cdot 90}{144} \cdot 77,7 = 145,69 \text{ А},$$

$$I_{\text{ф4}} = \frac{3 \cdot 90}{144} \cdot 119,7 = 224,44 \text{ А},$$

$$I_{\text{фе1}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 90}{3 \cdot 144} \cdot 183,6^2 + \frac{3 \left(3 - \frac{4}{3} \right) \cdot 90^2}{144^2} \cdot 159,9^2} = 366,35 \text{ А},$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

$$I_{\text{фе2}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 90}{3 \cdot 144} \cdot 241,3^2 + \frac{3 \left(3 - \frac{4}{3}\right) \cdot 90^2}{144^2} \cdot 214,8^2} = 485,47 \text{ A},$$

$$I_{\text{фе3}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 90}{3 \cdot 144} \cdot 87,7^2 + \frac{3 \left(3 - \frac{4}{3}\right) \cdot 90^2}{144^2} \cdot 77,7^2} = 176,12 \text{ A},$$

$$I_{\text{фе4}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 90}{3 \cdot 144} \cdot 130,1^2 + \frac{3 \left(3 - \frac{4}{3}\right) \cdot 90^2}{144^2} \cdot 119,7^2} = 265,14 \text{ A}$$

$$I_{\text{лив}} = 299,81 + 402,75 = 702,56 \text{ A},$$

$$I_{\text{пр}} = 145,69 + 224,44 = 370,13 \text{ A},$$

$$I_{\text{єлив}} = \sqrt{(299,81 + 402,75)^2 + (366,35^2 + 485,47^2) - (299,81^2 + 402,75^2)} = 781,91 \text{ A},$$

$$I_{\text{єпр}} = \sqrt{(145,69 + 224,44)^2 + (176,12^2 + 265,14^2) - (145,69^2 + 224,44^2)} = 408,31 \text{ A}.$$

Далі переходимо до обчислень за виразами (1.3), (1.6), (1.7), (1.8) для режиму згущення поїздів ($N = N_{\text{зг}} = 0,9N_0 = 130$).

$$I_{\text{зф1}} = \frac{3 \cdot 130}{144} \cdot 159,9 = 431,73 \text{ A},$$

$$I_{\text{зф2}} = \frac{3 \cdot 130}{144} \cdot 214,8 = 579,96 \text{ A},$$

$$I_{\text{зф3}} = \frac{3 \cdot 130}{144} \cdot 77,7 = 209,79 \text{ A},$$

$$I_{\text{зф4}} = \frac{3 \cdot 130}{144} \cdot 119,7 = 323,19 \text{ A},$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

$$I_{\text{зфe1}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 183,6^2 + \frac{3 \left(3 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 159,9^2} = 474,24 \text{ A},$$

$$I_{\text{зфe2}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 241,3^2 + \frac{3 \left(3 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 214,8^2} = 629,66 \text{ A},$$

$$I_{\text{зфe3}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 87,7^2 + \frac{3 \left(3 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 77,7^2} = 228,34 \text{ A},$$

$$I_{\text{зфe4}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 130,1^2 + \frac{3 \left(3 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 119,7^2} = 344,91 \text{ A}$$

$$I_{\text{злiв}} = 431,73 + 579,96 \approx 1012 \text{ A},$$

$$I_{\text{зпp}} = 209,79 + 323,19 = 532,98 \text{ A},$$

$$I_{\text{зeлiв}} = \sqrt{(431,73 + 579,96)^2 + (474,24^2 + 629,66^2) - (431,73^2 + 579,96^2)} = 1059 \text{ A},$$

$$I_{\text{зeпp}} = \sqrt{(209,79 + 323,19)^2 + (228,34^2 + 344,91^2) - (209,79^2 + 323,19^2)} = 553,81 \text{ A}.$$

І, нарешті, наведемо розрахунки за виразами (1.3), (1.6), (1.7), (1.8) для режиму максимальних розмірів руху ($N = N_0 = 144$).

$$I_{\text{мф1}} = \frac{3 \cdot 144}{144} \cdot 159,9 = 479,7 \text{ A},$$

$$I_{\text{мф2}} = \frac{3 \cdot 144}{144} \cdot 214,8 = 644,4 \text{ A},$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

$$I_{a(c)} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot I_1^2 + I_2^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2}; \quad (1.9)$$

– для фази *b*

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{I_1^2 + I_2^2 - I_1 \cdot I_2}. \quad (1.10)$$

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз *a* і *c*

$$I_{a(c)e}^2 = \frac{1}{9} \cdot (4 \cdot I_{1e}^2 + I_{2e}^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2); \quad (1.11)$$

– для фази *b*

$$I_{be}^2 = \frac{1}{9} \cdot (I_{e1}^2 + I_{e2}^2 - I_1 \cdot I_2), \quad (1.12)$$

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.

Спочатку зробимо обчислення за виразами (1.9) - (1.12) для режиму середніх розмірів руху поїздів ($N = N_{\text{сеп}}$).

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 702,56^2 + 370,13^2 + 2 \cdot 702,56 \cdot 370,13} = 540,72 \text{ А},$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 370,13^2 + 702,56^2 + 2 \cdot 370,13 \cdot 702,56} = 416,55 \text{ А},$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{702,56^2 + 370,13^2 - 702,56 \cdot 370,13} = 202,91 \text{ А},$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{ae} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 781,91^2 + 408,31^2 + 2 \cdot 781,91 \cdot 408,31} = 589,95 \text{ А},$$

$$I_{ce} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 408,31^2 + 781,92^2 + 2 \cdot 408,31 \cdot 781,92} = 447,01 \text{ А},$$

$$I_{be} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{781,91^2 + 408,31^2 - 781,91 \cdot 408,31} = 239,92 \text{ А}.$$

Далі наведемо розрахунки за виразами (1.9) - (1.12) для режиму згущення поїздів ($N = N_{зр} = 0,9N_0 = 130$).

$$I_{за} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1012^2 + 532,98^2 + 2 \cdot 1012 \cdot 532,98} = 778,64 \text{ А},$$

$$I_{зс} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 532,98^2 + 1012^2 + 2 \cdot 532,98 \cdot 1012} = 599,83 \text{ А},$$

$$I_{зб} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1012^2 + 532,98^2 - 1012 \cdot 532,98} = 292,19 \text{ А},$$

$$I_{зае} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1059^2 + 553,81^2 + 2 \cdot 1059 \cdot 553,81} = 807,86 \text{ А},$$

$$I_{зсе} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 532,98^2 + 1059^2 + 2 \cdot 532,98 \cdot 1059} = 617,11 \text{ А},$$

$$I_{збе} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1059^2 + 553,81^2 - 1059 \cdot 553,81} = 314,4 \text{ А}.$$

Наприкінці підрозділу представимо обчислення за виразами (1.9) - (1.12) для режиму максимальних розмірів руху ($N = N_0 = 144$).

$$I_{ма} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1124^2 + 592,2^2 + 2 \cdot 1124 \cdot 592,2} = 865,16 \text{ А},$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

$$I_{mc} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 592,2^2 + 1124^2 + 2 \cdot 592,2 \cdot 1124} = 666,48 \text{ А,}$$

$$I_{mb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1124^2 + 592,2^2 - 1124 \cdot 592,2} = 324,66 \text{ А,}$$

$$I_{мае} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1160^2 + 606,39^2 + 2 \cdot 1160 \cdot 606,39} = 886,76 \text{ А,}$$

$$I_{mce} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 606,39^2 + 1160^2 + 2 \cdot 606,39 \cdot 1160} = 678,78 \text{ А,}$$

$$I_{mbe} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1160^2 + 606,39^2 - 1160 \cdot 606,39} = 341 \text{ А.}$$

Підводячи підсумок виконаним розрахункам струморозподілу у мережі зводимо їх результати у табл. 1.1.

Таблиця 1.1 - Результати розрахунку струморозподілу у мережі

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	299,81	366,35	431,73	474,24	479,7	512,52
Фідер 2	402,75	485,47	579,96	629,66	644,4	680,88
Фідер 3	145,69	176,12	209,79	228,34	233,1	246,88
Фідер 4	224,44	265,14	323,19	344,91	359,1	373,29
Ліве плече	702,56	781,91	1012	1059	1124	1160
Праве плече	370,13	408,31	532,98	553,81	592,2	606,39
Фаза «а»	540,72	589,95	778,64	807,86	865,16	886,76
Фаза «b»	202,91	239,92	292,19	314,4	324,66	341
Фаза «с»	416,55	447,01	599,83	617,11	666,49	678,78

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 капі-

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

тальні витрати. Таким чином, змінюючи переріз проводів контактної мережі, за деякого значення досягається оптимум, коли приведені щорічні витрати найменші. Такий переріз контактної мережі є економічно доцільним та визначається виразом

$$F_{\text{ме}} = 0,46\sqrt{B_0}, \quad (1.13)$$

де $F_{\text{ме}}$ – переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті, мм²;

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

$$B_0 = \frac{\Delta W_p}{r\ell}, \quad (1.14)$$

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

ℓ – довжина міжпідстанційної зони, км;

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

1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії

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

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot W_T^2}{TU_{\text{ном}}^2} \left\{ 2,95 \left[\frac{T}{N_{\text{пар}} t_{\text{спар}} + N_{\text{неп}} t_{\text{снеп}}} + 0,46 \left(0,25 - \frac{\theta}{t_{\text{пар}} + t_{\text{неп}}} \right) \right] \right\} +$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$+ \frac{4}{3} \frac{\theta}{t_{\text{пар}} + t_{\text{неп}}} \left\{ 1,1 \frac{N_{\text{опар}} t_{\text{пар}} + N_{\text{онеп}} t_{\text{неп}}}{N_{\text{пар}} t_{\text{спар}} + N_{\text{неп}} t_{\text{снеп}}} - 1 \right\} + 1 \}. \quad (1.15)$$

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

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot W_T^2}{TU_{\text{ном}}^2} \left[\frac{T}{N_{\text{пар}} t_{\text{спар}} + N_{\text{неп}} t_{\text{снеп}}} + 0,46 \left(1 - \frac{\theta}{t_{\text{пар}} + t_{\text{неп}}} \right) \right]. \quad (1.16)$$

У формулах (1.15), (1.16) застосовані такі позначення:

T – розрахунковий період, $T=24$ год;

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

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

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

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

$N_{\text{опар}}$, $N_{\text{онеп}}$ – 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

$$W_T = W_{\text{пар}} N_{\text{пар}} + W_{\text{неп}} N_{\text{неп}}, \quad (1.17)$$

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

$$W_{\text{пар(неп)}} = I_{\text{пар(неп)}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot t_{\text{пар(неп)}}, \quad (1.18)$$

						02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
							21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

де $I_{\text{пар}}, I_{\text{неп}}$ – середні струми поїздів під час руху розрахунковою міжпідстанційною зоною, А. Можуть бути обчислені за формулою (1.1), якщо замість значень струмів фідерів підставити значення струмів поїздів.

Розрахований за формулою (1.13) переріз проводів контактної мережі є сумарним для підвісок двоколіїної ділянки. Для однієї колії переріз буде в два рази меншим. Згідно з отриманим перерізом обирається типова контактна підвіска.

Підставляючи значення з рис.1.1 та рис.1.2 у вираз аналогічний до (1.1) маємо

$$I_{\text{неп}} = \frac{1}{2 \cdot 35} \left[(210 + 210) \cdot 2,8 + (210 + 180) \cdot 5 + (180 + 210) \cdot 4,5 + (210 + 120) \cdot 7,9 + (120 + 120) \cdot 2,8 + (120 + 150) \cdot 6,5 \right] = 144 \text{ А,}$$

$$I_{\text{пар}} = \frac{1}{2 \cdot 30,7} \left[(150 + 150) \cdot 2,8 + (150 + 240) \cdot 2,2 + (240 + 210) \cdot 4 + (210 + 150) \cdot 0,2 + (210 + 180) \cdot 1,4 + (180 + 150) \cdot 4,5 \right] = 114 \text{ А.}$$

Далі проводячи обчислення по виразах (1.13) – (1.18) отримуємо передусім витрати електроенергії на рух поїзда у парному і непарному напрямках

$$W_{\text{неп}} = 144 \cdot 25 \cdot 0,583 = 2101 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$W_{\text{пар}} = 114 \cdot 25 \cdot 0,583 = 1459 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_{\text{Т}} = 1459 \cdot 90 + 2101 \cdot 90 = 3,204 \cdot 10^5 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Для вузлової схеми живлення:

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot (3,204 \cdot 10^5)^2}{24 \cdot 25^2} \left\{ 2,95 \left[\frac{24}{90 \cdot 0,512 + 90 \cdot 0,583} + \left(0,25 - \frac{\frac{10}{60}}{0,512 + 0,583} \right) \right] + \frac{4}{3} \cdot \frac{\frac{10}{60}}{0,512 + 0,583} \left(1,1 \frac{144 \cdot 0,512 + 144 \cdot 0,583}{90 \cdot 0,512 + 90 \cdot 0,583} - 1 \right) + 1 \right\}.$$

$$B_0 = 3,598 \cdot 10^5 \frac{\text{кВт} \times \text{год}}{\text{Ом} \times \text{рік}}.$$

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

$$F_{\text{ме}} = 0,46 \sqrt{3,598 \cdot 10^5} = 275,9 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки},$$

$$F_{\text{ме}} = \frac{275,9}{2} \approx 138 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії}.$$

Для трьохвузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot (3,204 \cdot 10^5)^2}{24 \cdot 25^2} \left[\frac{24}{90 \cdot 0,512 + 90 \cdot 0,583} + 0,46 \left(1 - \frac{\frac{10}{60}}{0,512 + 0,583} \right) \right],$$

$$B_0 = 2,95 \cdot 10^5 \frac{\text{кВт} \times \text{год}}{\text{Ом} \times \text{рік}}.$$

Тоді

$$F_{\text{ме}} = 0,46 \sqrt{2,95 \cdot 10^5} = 247,9 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки},$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$F_{\text{ме}} = \frac{247,9}{2} \approx 124 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

Для головних шляхів перегонів та станцій ділянок змінного струму слід обирати контактну підвіску з одним контактним проводом перерізом мінімум 100 мм² [4]. Тому у відповідності до проведених розрахунків обираємо підвіску М95+МФ100.

Параметри обраної підвіски слід занести 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
М95+МФ100	195	1110

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 між-підстанційну зону.

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

Розрахунковий струм фідера

$$I_{\text{роз}} = I_{\text{фід}} k'_{20} k_{\phi}, \quad (1.19)$$

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

$$k_{\phi} = \frac{0,36\alpha^2}{n_0} + 1, \quad (1.20)$$

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

$$\alpha = \frac{t}{t_c}; \quad (1.21)$$

k'_{120} – коефіцієнт інтенсивності 20-хвилинного навантаження фідера, який визначається з відповідної номограми наведеній у [1] в залежності від добової витрати електроенергії фідером у добу інтенсивного електроспоживання

$$k'_{120} = F(W_{\text{фід}}),$$

$$W_{\text{фід}} = W_T \cdot k_{\text{ід}}; \quad (1.22)$$

$I_{\text{фід}}$ – середній струм фідера підстанції в добу інтенсивного струмоспоживання, А.

Якщо $I_{\text{роз}} < I_{\text{доп}}$, де $I_{\text{доп}}$ – тривало допустимий струм контактної підвіски з урахуванням 15 % зносу контактних проводів [4], то обрана підвіска термічно стійка. Якщо вказана нерівність не виконується, то необхідно збільшити переріз контактної підвіски і провести перевірку повторно.

У нашому випадку розрахунковим є фідер 2 у якого середній струм є найбільшим, тому:

$$\alpha = \frac{0,512}{0,512},$$

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

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Витрати електроенергії фідером 2 у добу інтенсивного електроспоживання

$$k'_{120} = F(W_{\text{фід}}),$$

$$W_{\text{фід}} = 3,204 \cdot 10^2 \cdot 1 = 320,4 \text{ МВт.}$$

У відповідності до визначеного значення для типу електровозу ВЛ80 за допомогою номограми знаходимо, що $k'_{120} = 2,65$.

Тоді розрахунковий струм фідера

$$I_{\text{роз}} = 402,75 \cdot 2,65 \cdot 1,12 = 1195 \text{ А.}$$

Порівнюючи отримане значення з величиною тривалого допустимого струму з табл. 1.2 доходимо висновку, що підвіска типу М95+МФ100 не проходить перевірку за нагріванням, натомість запропоновано застосування підвіски типу М120+МФ150 з тривалим допустимим струмом 1280 А. Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

У завданні на кваліфікаційну роботу зазначений розрахунок передбачено виконати для анкерної ділянки з параметрами контактної підвіски, які наведено у табл. 1.3 при дії навантажень зазначених у табл. 1.4.

Таблиця 1.3 - Параметри контактної підвіски розглядуваної анкерної ділянки

Несучий трос	Контактний провід	Прогони анкерної ділянки
ПБСМ-95	МФ-100	5x70+3x60+10x50+4x40

Таблиця 1.4 - Навантаження на елементи контактної підвіски

Лінійне навантаження, даН/м											
g_n	g_k	g_0	p_{nv}	p_{kv}	q_{nv}	g_{kg}	g_{ng}	$g_0 + g_g$	p_{ng}	p_{kg}	q_{ng}
0,834	0,873	1,807	0,605	0,567	1,906	0,103	0,244	2,153	0,445	0,331	2,199

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ						Арк.
											26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Передусім визначаємо довжину еквівалентного прогону [5]

$$l_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n l_i^3}{l_a}}, \quad (1.23)$$

де l_i – довжина i -го прогону, м;

l_a – довжина анкерної ділянки, м.

$$l_e = \sqrt{\frac{5 \cdot 70^3 + 3 \cdot 60^3 + 10 \cdot 50^3 + 4 \cdot 40^3}{5 \cdot 70 + 3 \cdot 60 + 10 \cdot 50 + 4 \cdot 40}} = 57,02 \text{ м.}$$

Далі визначимося із розрахунковим режимом

$$l_{кр} = T_{\max} \sqrt{\frac{24\alpha (t_r - t_{\min})}{q_{\text{нр}}^2 - g_0^2}}, \quad (1.24)$$

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

$$l_{кр} = 2000 \sqrt{\frac{319 \cdot 10^{-6} [-5 - (-35)]}{2,199^2 - 1,807^2}} = 156,1 \text{ м.}$$

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

Натяг навантаженого несучого тросу:

$$t_x = A + \frac{B}{T_x^2} - \frac{T_x}{\alpha ES}; \quad (1.25)$$

$$A = t_{\text{реж}} - \frac{q_{\text{реж}}^2 l_e^2}{24\alpha T_{\max}^2} + \frac{T_{\max}}{\alpha ES}; \quad (1.26)$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B = \frac{g_0^2 \ell_e^2}{24\alpha}, \quad (1.27)$$

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

$$A = -5 - \frac{1,807^2 \cdot 57,02^2}{319 \cdot 10^{-6} \cdot 2000^2} + \frac{2000}{17,93} = 68,23 \text{ °С.}$$

$$B = \frac{1,807^2 \cdot 57,02^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 3,328 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С.}$$

$$t_x = 68,23 + \frac{3,328 \cdot 10^7}{2000^2} - \frac{2000}{17,93} = -35 \text{ °С;}$$

$$t_x = 68,23 + \frac{3,328 \cdot 10^7}{1800^2} - \frac{1800}{17,93} = -21,89 \text{ °С;}$$

$$t_x = 68,23 + \frac{3,328 \cdot 10^7}{1600^2} - \frac{1600}{17,93} = -8,01 \text{ °С;}$$

$$t_x = 68,23 + \frac{3,328 \cdot 10^7}{1400^2} - \frac{1400}{17,93} = 7,12 \text{ °С;}$$

$$t_x = 68,23 + \frac{3,328 \cdot 10^7}{1200^2} - \frac{1200}{17,93} = 24,41 \text{ °С;}$$

$$t_x = 68,23 + \frac{3,328 \cdot 10^7}{1000^2} - \frac{1000}{17,93} = 45,73 \text{ °С;}$$

$$t_x = 68,23 + \frac{3,328 \cdot 10^7}{800^2} - \frac{800}{17,93} = 75,61 \text{ °С;}$$

$$t_x = 68,23 + \frac{3,328 \cdot 10^7}{600^2} - \frac{600}{17,93} = 127,21 \text{ °С;}$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

Змінюючи натяг несучого тросу від максимального до 600 даН з кроком 200 даН заповнюємо табл. 1.5.

Таблиця 1.5 - Натяг навантаженого несучого тросу

T_x , даН	2000	1800	1600	1400	1200	1000	800	600
t_x , °С	-35	-21,89	-8,01	7,12	24,41	45,73	75,61	127,21

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину

$$t_0 = t_{\text{cep}} - \Delta t; \quad (1.28)$$

$$t_{\text{cep}} = \frac{t_{\text{max}} + t_{\text{min}}}{2}, \quad (1.29)$$

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

$$t_{\text{cep}} = \frac{30 + (-35)}{2} = -2,5 \text{ °С};$$

$$t_0 = -2,5 - 10 = -12,5 \text{ °С}.$$

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу:

$$t_0 = A + \frac{B}{T_0^2} - \frac{T_0}{\alpha ES}. \quad (1.30)$$

Значення T_0 знаходимо розв'язуючи рівняння (1.30) ітераційним методом:

$$T_0 = 1663 \text{ даН}.$$

Перевірка:

$$t_0 = 68,23 + \frac{3,328 \cdot 10^7}{1663^2} - \frac{1663}{17,93} = -12,49 \text{ °С};$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром ($t_r = -5^\circ\text{C}$):

$$t_r = A + \frac{B_r}{T_r^2} - \frac{T_r}{\alpha ES}; \quad (1.31)$$

$$B_r = \frac{q_{\text{нр}}^2 \ell_e^2}{24\alpha}; \quad (1.32)$$

$$B_r = \frac{2,199^2 \cdot 57,02^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 4,928 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

Значення T_r знаходимо розв'язуючи рівняння (1.31) ітераційним методом:

$$T_r = 1641 \text{ даН.}$$

Перевірка:

$$t_r = 68,23 + \frac{4,928 \cdot 10^7}{1641^2} - 1641 = -4,996 \text{ }^\circ\text{C};$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру ($t_v = 5^\circ\text{C}$):

$$t_v = A + \frac{B_v}{T_v^2} - \frac{T_v}{\alpha ES}; \quad (1.33)$$

$$B_v = \frac{q_{\text{нв}}^2 \ell_e^2}{24\alpha}; \quad (1.34)$$

$$B_v = \frac{1,906^2 \cdot 57,02^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 3,703 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

Значення T_v знаходимо розв'язуючи рівняння (1.33) ітераційним методом:

$$T_v = 1450 \text{ даН.}$$

Перевірка:

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$t_v = 68,23 + \frac{3,703 \cdot 10^7}{1450^2} - 1450 = 4,965 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Стріла прогину контактної провладу, м

$$f_{xi} = \frac{g_0(\ell_{\text{п}} - 2e_{\text{п}})^2}{8(T_x + nK)} \left(1 - \frac{T_x}{T_0}\right), \quad (1.35)$$

де $e_{\text{п}}$ – відстань від осі опори до опорної струни в прогоні $\ell_{\text{п}}$, м;

$\ell_{\text{п}}$ – прогін, в якому розташовується пішохідний місток, м.

$$f_x = \frac{1,807(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(2000 + 1 \cdot 1000)} \left(1 - \frac{2000}{1663}\right) \cdot 10^3 = -38,14 \text{ мм},$$

$$f_x = \frac{1,807(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1923 + 1 \cdot 1000)} \left(1 - \frac{1923}{1663}\right) \cdot 10^3 = -30,2 \text{ мм},$$

$$f_x = \frac{1,807(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1772 + 1 \cdot 1000)} \left(1 - \frac{1772}{1663}\right) \cdot 10^3 = -13,35 \text{ мм},$$

$$f_x = \frac{1,807(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1628 + 1 \cdot 1000)} \left(1 - \frac{1628}{1663}\right) \cdot 10^3 = 4,52 \text{ мм},$$

$$f_x = \frac{1,807(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1492 + 1 \cdot 1000)} \left(1 - \frac{1492}{1663}\right) \cdot 10^3 = 23,3 \text{ мм},$$

$$f_x = \frac{1,807(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1364 + 1 \cdot 1000)} \left(1 - \frac{1364}{1663}\right) \cdot 10^3 = 42,95 \text{ мм},$$

$$f_x = \frac{1,807(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1248 + 1 \cdot 1000)} \left(1 - \frac{1248}{1663}\right) \cdot 10^3 = 62,69 \text{ мм},$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

Натяг ненавантаженого несучого тросу:

$$t_x = A + \frac{B_p}{T_{px}^2} - \frac{T_{px}}{\alpha ES}; \quad (1.37)$$

$$B_p = \frac{g_H^2 \ell_e^2}{24 \alpha}, \quad (1.38)$$

$$B_p = \frac{0,834^2 \cdot 57,02^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 7,089 \cdot 10^6 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С}.$$

Значення T_{px} знаходимо розв'язуючи рівняння (1.37) ітераційним методом:

$$T_{px} = 1887 \text{ даН}.$$

Перевірка:

$$t_r = 68,23 + \frac{4,928 \cdot 10^7}{1887^2} - \frac{1887}{17,93} = -4,996 \text{ °С};$$

$$t_x = 68,23 + \frac{3,328 \cdot 10^7}{2000^2} - \frac{2000}{17,93} = -35 \text{ °С};$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса

$$F_{px\Pi} = \frac{g_H \ell_{\Pi}^2}{8 T_{px}}, \quad (1.39)$$

$$F_x = \frac{0,834 \cdot 70^2}{8 \cdot 1887} = 0,271 \text{ м};$$

$$F_x = \frac{0,834 \cdot 70^2}{8 \cdot 1800} = 0,284 \text{ м};$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

$$F_x = \frac{0,834 \cdot 70^2}{8 \cdot 1630} = 0,313 \text{ м};$$

$$F_x = \frac{0,834 \cdot 70^2}{8 \cdot 1462} = 0,349 \text{ м};$$

$$F_x = \frac{0,834 \cdot 70^2}{8 \cdot 1299} = 0,393 \text{ м};$$

$$F_x = \frac{0,834 \cdot 70^2}{8 \cdot 1142} = 0,447 \text{ м};$$

$$F_x = \frac{0,834 \cdot 70^2}{8 \cdot 993} = 0,514 \text{ м};$$

$$F_x = \frac{0,834 \cdot 70^2}{8 \cdot 858} = 0,595 \text{ м}.$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.6.

Таблиця 1.6 - Стріли прогину та натяги контактного проводу і несучого тросу

$t_x, ^\circ\text{C}$	-35	-30	-20	-10	0	10	20	30
$T_x, \text{даН}$	2000	1923	1772	1628	1492	1364	1248	1143
$f_x, \text{м}$	-0,038	-0,03	-0,013	0,0045	0,023	0,043	0,063	0,082
$F_{\text{хп}}, \text{м}$	0,625	0,646	0,691	0,742	0,797	0,857	0,921	0,988
$T_{\text{рх}}, \text{даН}$	1887	1800	1630	1462	1299	1142	993	858
$F_{\text{рх}}, \text{м}$	0,271	0,284	0,313	0,349	0,393	0,447	0,514	0,595

На підставі значень наведених у табл. 1.6 побудуємо монтажні криві [5], представлені на рис. 1.3.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

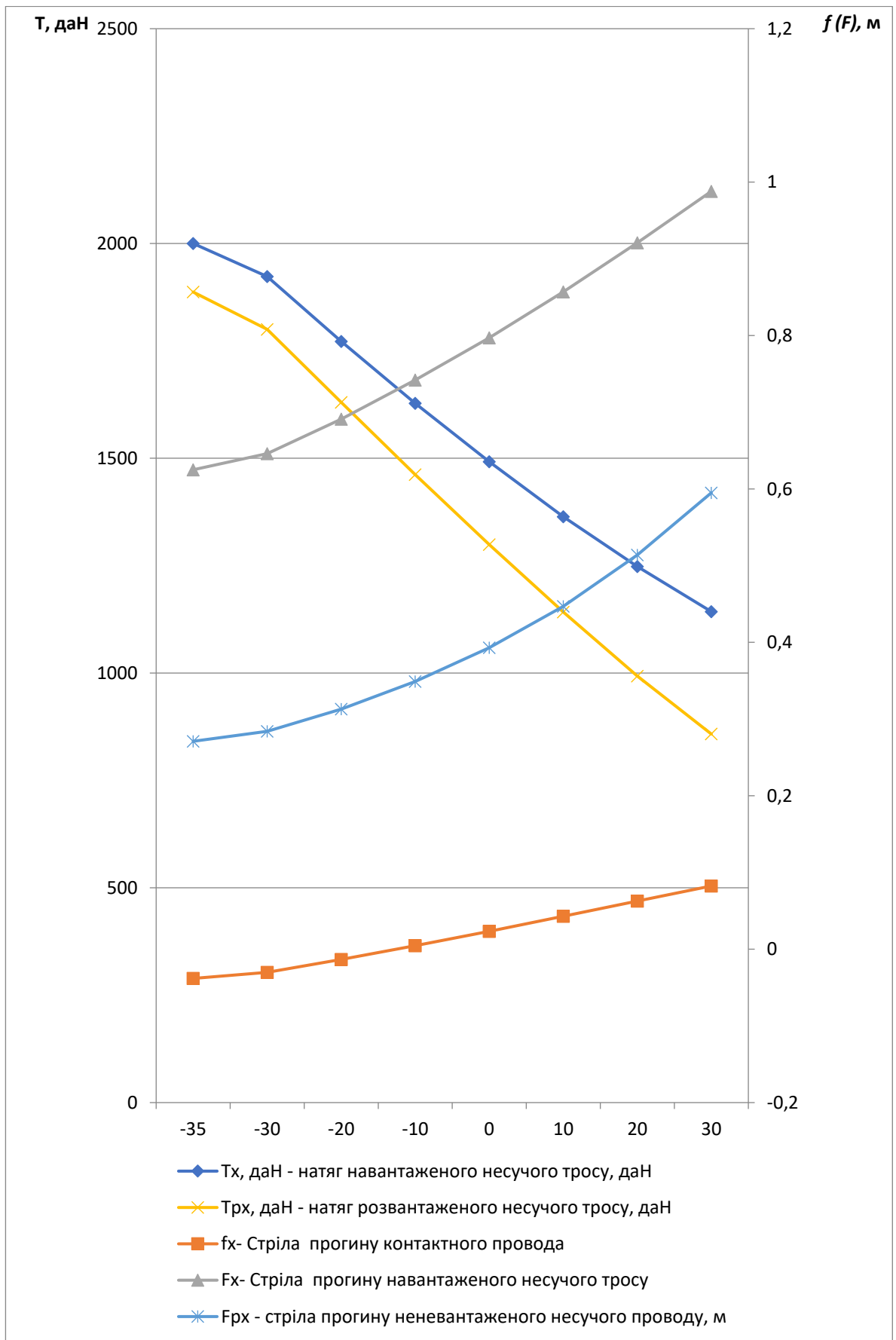


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ

Арк.

35

2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Для заданої схеми зовнішнього електропостачання складено однолінійну розрахункову схему, включаючи спрощену схему заміщення тягової підстанції (див. рис. 2.1).

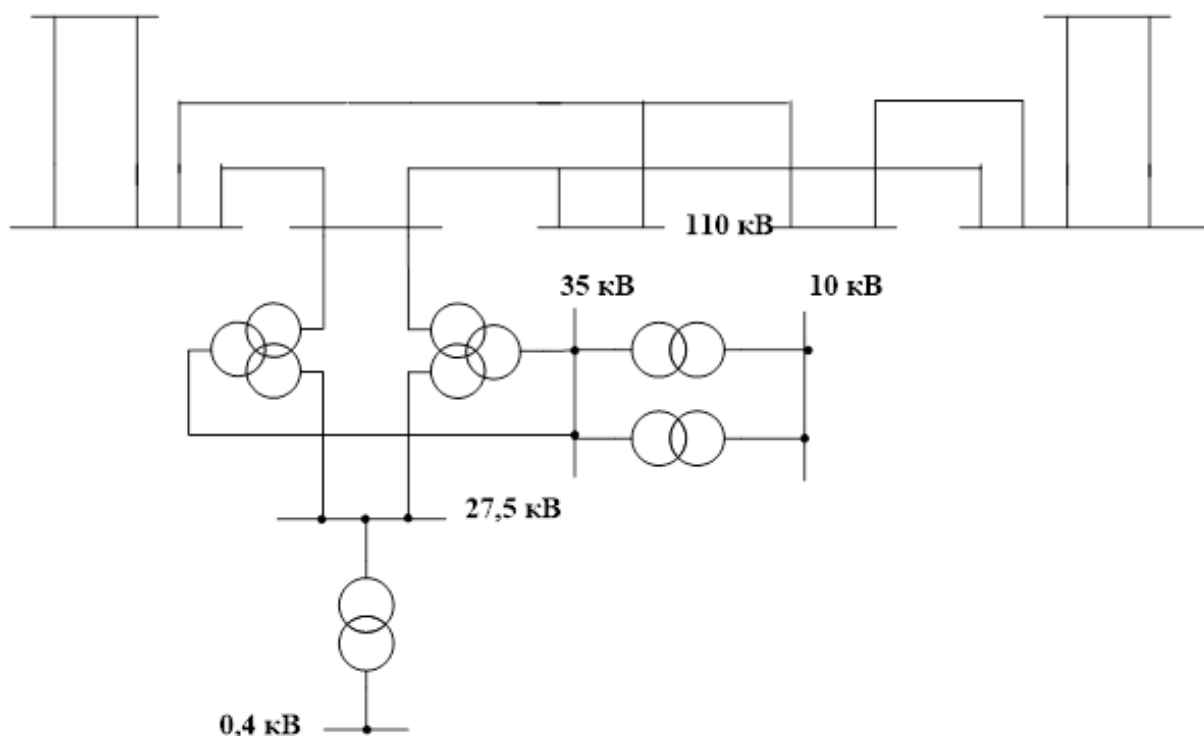


Рисунок 2.1 – Однолінійна розрахункова схема ділянки електропостачання

Вихідні дані для розрахунку основного обладнання електричних підстанцій та електричної частини станцій в залежності від варіанту у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для розрахунків розділу 2

Варіант	Потужність $S_{к1}$	Потужність $S_{к2}$	Потужність фідера ПЕ/ДПР, кВА/км
7	3300	2700	50/25

Спочатку обчислюємо повну потужність на шинах 27,5 кВ за виразом [6]

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

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

$S_{тсн}$ - потужність трансформатора власних потреб, кВА;

S_T - потужність нетягових споживачів, які живляться від шин 27,5 кВ (кВА).

Потужність тягового навантаження

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

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

I'_d - ефективний струм найбільш завантаженого плеча трансформатора, А;

I''_d - ефективний струм найменш завантаженого плеча трансформатора, А;

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

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

$$S_{дпр} = S_{дпр1} \cdot L, \quad (2.3)$$

Виконуємо розрахунки за виразами (2.1) – (2.3)

$$S_{дпр} = 25 \cdot 95 = 2375 \text{ кВА},$$

$$S_T = 27,5 \cdot (2 \cdot 1160 + 0,65 \cdot 606,39) \cdot 0,9 \cdot 0,93 = 62470 \text{ кВА},$$

$$S_{\max 27,5} = 62470 + 400 + 2375 \approx 65250 \text{ кВА}.$$

Потужність нетягового навантаження на шинах 35 кВ складає 20 % від тягового навантаження, а на шинах 10 кВ – 10 %, тобто:

$$S_{\max 35} = 0,2 \cdot S_T, \quad (2.4)$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{\max 10} = 0,1 \cdot S_T, \quad (2.5)$$

Наведемо обчислення (2.4) – (2.5)

$$S_{\max 35} = 0,2 \cdot 62470 = 12490 \text{ кВА},$$

$$S_{\max 10} = 0,1 \cdot 62470 = 6247 \text{ кВА}.$$

У відповідності до потужності на шинах 10 кВ приймаємо районний трансформатор типу ТМ-6300/35У1. Номінальну потужність обраного трансформатора у подальших розрахунках будемо позначати як $S_{\text{рт}}$.

Тоді для шин 35 кВ отримаємо:

$$S_{\text{ш.мак}35} = (S_{\text{рт}} + S_{\max 35}) k_p, \quad (2.6)$$

де k_p - коефіцієнт неодночасності максимумів навантажень, приймаємо 0,95.

$$S_{\text{ш.мак}35} = (6300 + 12490) \cdot 0,95 = 17850 \text{ кВА}.$$

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

$$S_{\text{розр.мак}} = (S_{\max 27,5} + S_{\text{ш.мак}35}) k_p, \quad (2.7)$$

$$S_{\text{розр.мак}} = (65250 + 17850) \cdot 0,95 = 78950 \text{ кВА}.$$

У відповідності із зробленими розрахунками обираємо два головні знижувальні трансформатори номінальною потужністю $S_{\text{гзт}} = 80000$ кВА кожен. Результати вибору трансформаторів наведено у табл. 2.1.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.2 – Паспортні дані обраних трансформаторів підстанції

№ з/п	Призначення трансформатора	Тип трансформатора	Кількість	U_1 кВ	U_2 кВ	U_3 кВ	$U_k \%$			Схема з'єднання	ΔP_k , кВт
							BC	BH	CH		
1	Головний знижувальний тр-р	ТДТНЖ - 80000/110 У1	2	115	38,5	27,5	11	18,5	7	Y ₀ /Y _H /Δ ₀ -11	365
2	Тр-р живлення мережі 10 кВ	ТМ - 6300/35У1	2	35		10,5		6,5		Y//Δ-11	46,5
3	Тр-р власних потреб	ТМЖ-400/35У1	2	35		0,4		4,5		Y/Y ₀ -0	5,5

Потужність підстанції:

$$S_{пс} = 4 \cdot S_{гзт}, \quad (2.8)$$

$$S_{пс} = 4 \cdot 80000 = 320000 \text{ кВА.}$$

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Схема заміщення на підставі якої проведено розрахунок струмів короткого замикання (к.з.) представлено на рис. 2.2.

Приймаємо базисну потужність $S_{\sigma} = 100$ МВА. У якості базисної напруги U_{σ} приймаємо середню лінійну напругу тієї ступені, на якій проводиться розрахунок струму к.з: $U_{ср.лн.110} = 115$ кВ, $U_{ср.лн.35} = 37$ кВ, $U_{ср.лн.25} = 27,5$ кВ, $U_{ср.лн.0,4} = 0,4$ кВ.

Базисний струм знаходимо за формулою [7]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}}, \quad (2.9)$$

										Арк.
										39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ					

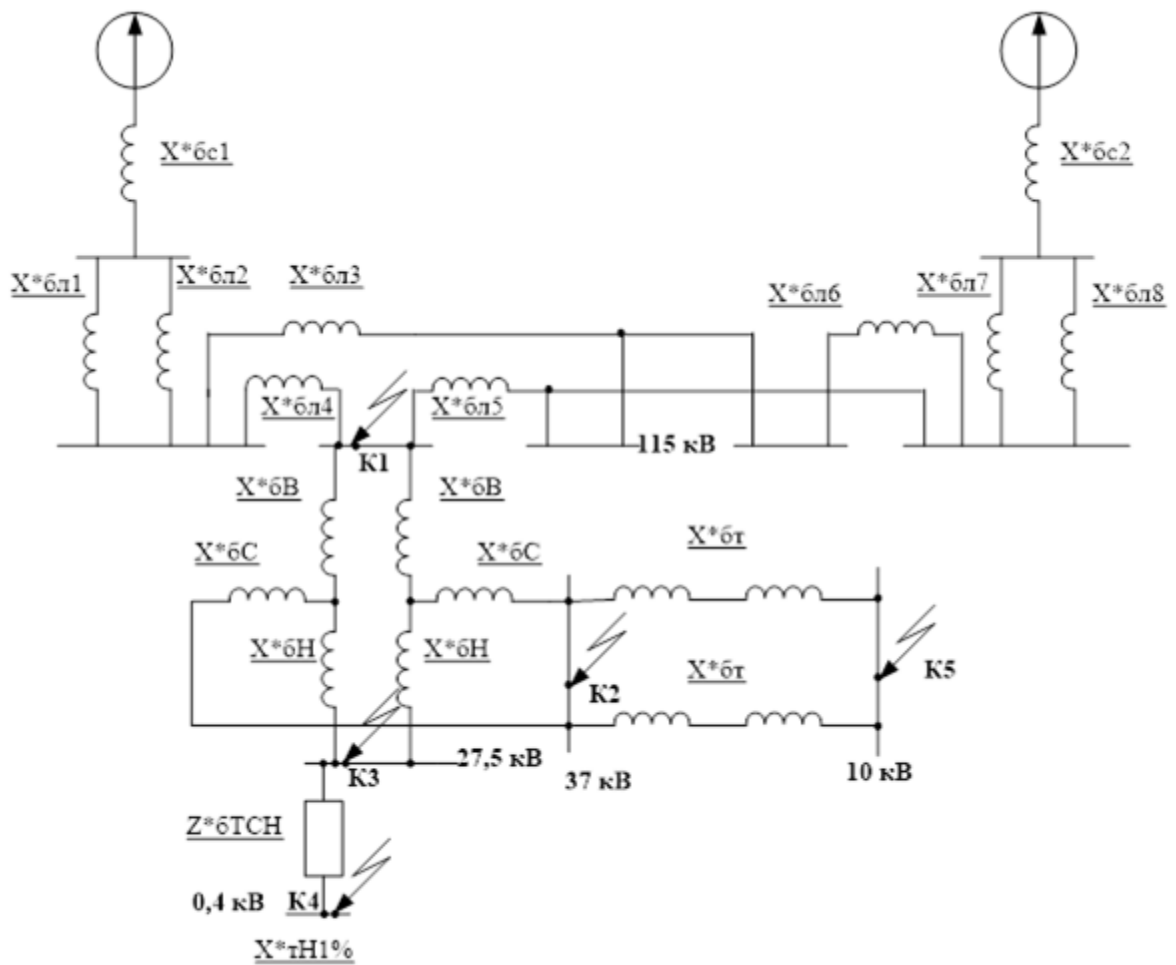


Рисунок 2.2 – Схема заміщення дослідної ділянки

При цьому струм короткого замикання визначимо по формулі [7]:

$$I_k = \frac{I_6}{X_{*6рез}}, \quad (2.10)$$

де I_k – діюче значення періодичної складової струму к.з. в перший період після виникнення к.з. від джерела необмеженої потужності, кА;

$X_{*6рез}$ – сумарний відносний опір до точки к.з., Ом.

Базисний опір системи обчислюємо за наступною формулою:

$$X_{*6сист} = \frac{S_6}{S_k}, \quad (2.11)$$

									Арк.
									40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ				

Отже спочатку виконаємо розрахунок струму к.з. у точці 1 (див. рис. 2.3)

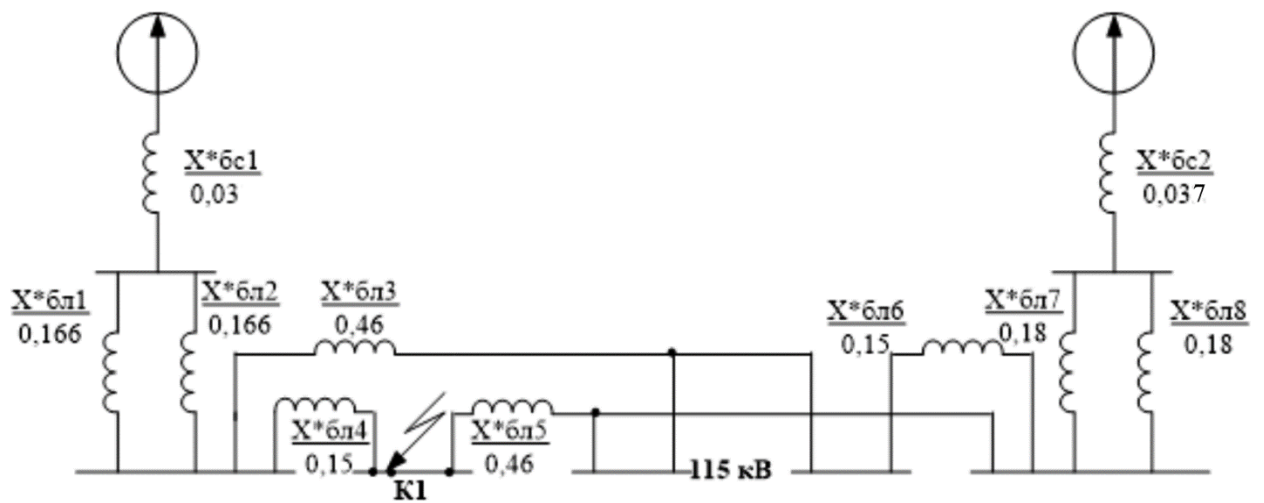


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для розрахунку струму к.з. у точці 1

Відповідно до (2.11) базисний опір системи зі сторони 1:

$$X_{*б\text{сист}1} = \frac{100}{3300} = 0,03.$$

Аналогічно базисний опір системи зі сторони 2:

$$X_{*б\text{сист}2} = \frac{100}{2700} = 0,037.$$

Базисний струм:

$$I_{б1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{\text{ср.ш.110}}}. \quad (2.12)$$

Наведемо обчислення за виразом (2.12)

$$I_{б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Опори ліній:

$$X_{*6л1} = X_{*6л2} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{ср.ш.110}}^2}. \quad (2.13)$$

$$X_{*6л3} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{ср.ш.110}}^2}. \quad (2.14)$$

$$X_{*6л4} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{ср.ш.110}}^2}. \quad (2.15)$$

$$X_{*6л5} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{ср.ш.110}}^2}. \quad (2.16)$$

$$X_{*6л6} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{ср.ш.110}}^2}. \quad (2.17)$$

$$X_{*6л7} = X_{*6л8} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{ср.ш.110}}^2}. \quad (2.18)$$

Виконуємо обчислення за виразами (2.13)

$$X_{*6л1} = X_{*6л2} = 0,4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,166.$$

$$X_{*6л3} = 0,4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46.$$

$$X_{*6л4} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,151.$$

$$X_{*6л5} = 0,4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,457.$$

$$X_{*6л6} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,148.$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_{*6л8} = X_{*6л7} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,181.$$

Будемо поступово згортати схему до точки к1 базуючись на схемі рис. 2.4.

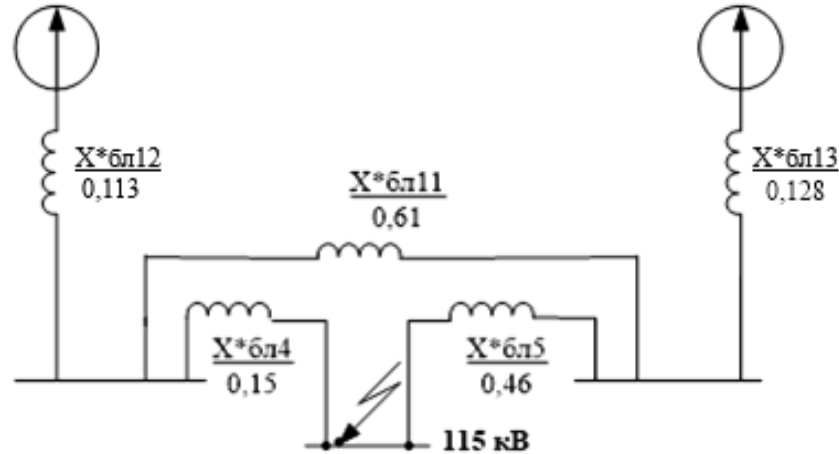


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

$$X_{*6л10} = 0,5 \cdot X_{*6л7}, \quad (2.19)$$

$$X_{*6л11} = X_{*6л3} + X_{*6л6}, \quad (2.20)$$

$$X_{*6л12} = X_{*6с1} + X_{*6л9}, \quad (2.21)$$

$$X_{*6л13} = X_{*6с2} + X_{*6л10}. \quad (2.22)$$

Розрахунки по виразах (2.19) – (2.22) наступні

$$X_{*6л10} = 0,5 \cdot 0,181 = 0,091;$$

$$X_{*6л11} = 0,46 + 0,148 = 0,608;$$

$$X_{*6л12} = 0,03 + 0,083 = 0,113;$$

$$X_{*6л13} = 0,037 + 0,091 = 0,128.$$

Після деяких перетворень отримуємо схему рис.2.5:

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

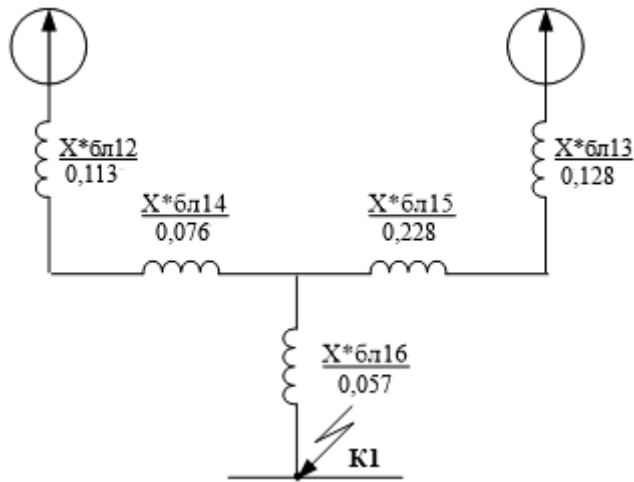


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

Відповідні розрахункові вирази наступні

$$X_{*6л14} = \frac{X_{*6л4} \cdot X_{*6л11}}{X_{*6л4} + X_{*6л5} + X_{*6л11}}, \quad (2.23)$$

$$X_{*6л15} = \frac{X_{*6л5} \cdot X_{*6л11}}{X_{*6л4} + X_{*6л5} + X_{*6л11}}, \quad (2.24)$$

$$X_{*6л16} = \frac{X_{*6л4} \cdot X_{*6л5}}{X_{*6л4} + X_{*6л5} + X_{*6л11}}, \quad (2.25)$$

$$X_{*6л17} = X_{*6л16} + \frac{(X_{*6л12} + X_{*6л14}) \cdot (X_{*6л13} + X_{*6л15})}{X_{*6л12} + X_{*6л14} + X_{*6л13} + X_{*6л15}}. \quad (2.26)$$

Розрахунки по виразах (2.23) – (2.26):

$$X_{*6л14} = \frac{0,151 \cdot 0,608}{0,151 + 0,457 + 0,608} = 0,076;$$

$$X_{*6л15} = \frac{0,457 \cdot 0,608}{0,151 + 0,457 + 0,608} = 0,228;$$

$$X_{*6.л16} = \frac{0,151 \cdot 0,457}{0,151 + 0,457 + 0,608} = 0,057;$$

$$X_{*6.К1} = X_{*6.л17} = 0,057 + \frac{(0,113 + 0,076) \cdot (0,128 + 0,228)}{0,113 + 0,076 + 0,128 + 0,228} = 0,18.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К1:

$$I_{к1} = \frac{I_{61}}{X_{*6.К1}}, \quad (2.27)$$

$$I_{к1} = \frac{0,502}{0,18} = 2,784 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1 та його діюче значення:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{к1}, \quad (2.28)$$

$$I_{куст1} = 1,52 \cdot I_{к1}, \quad (2.29)$$

У відповідності із виразами (2.28) – (2.29) маємо

$$i_{y1} = 2,55 \cdot 2,784 = 7,1 \text{ кА.}$$

$$I_{куст1} = 1,52 \cdot 2,784 = 4,232 \text{ кА.}$$

Виконаємо розрахунок струмів КЗ до точки К2, на шинах 35 кВ. У відповідності із даними наведеними у табл. 2.2 $S_{номтр} = 80$ МВА, $u_{квс} = 11$ %, $u_{квн} = 18,5$ %, $u_{кcn} = 7$ %.

Передусім знайдемо напруги короткого замикання окремих обмоток трансформатора за виразами

$$u_{кв} = 0,5(u_{квс} + u_{квн} - u_{кcn}), \quad (2.30)$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$u_{\text{кв}} = 0,5(u_{\text{квс}} + u_{\text{кчн}} - u_{\text{квн}}), \quad (2.31)$$

$$u_{\text{кн}} = 0,5(u_{\text{квн}} + u_{\text{кчн}} - u_{\text{квс}}). \quad (2.32)$$

Продемонструємо розрахунки за виразами (2.30) – (2.32)

$$u_{\text{кв}} = 0,5(11 + 18,5 - 7) = 11,25 \%,$$

$$u_{\text{квс}} = 0,5(11 + 7 - 18,5) = -0,25 \%,$$

$$u_{\text{кн}} = 0,5(18,5 + 7 - 11) = 7,25 \%.$$

Тоді реактивні опори обмоток трансформатора

$$X_{*\text{бв}} = \frac{u_{\text{кв}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (2.33)$$

$$X_{*\text{бс}} = \frac{u_{\text{квс}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (2.34)$$

$$X_{*\text{бн}} = \frac{u_{\text{кн}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}. \quad (2.35)$$

Відповідно

$$X_{*\text{бв}} = \frac{11,25}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0,141,$$

$$X_{*\text{бс}} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{100}{80} = -3,125 \cdot 10^{-3},$$

$$X_{*\text{бн}} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0,091.$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

Переходимо до визначення базисного струму к.з. у точці к2

$$I_{\phi 2} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3}U_{\text{ср.ш.35}}} \quad (2.36)$$

Наведемо обчислення за виразом (2.36)

$$I_{\phi 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА.}$$

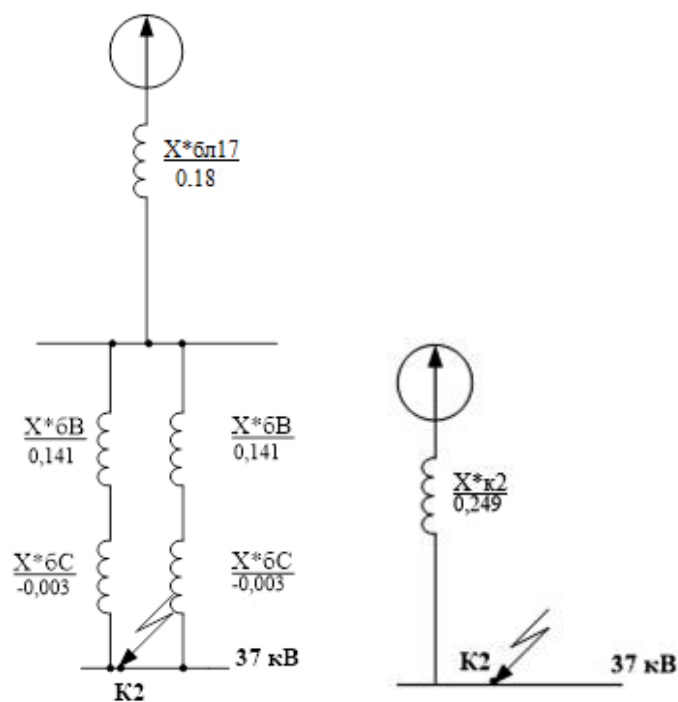


Рисунок 2.6 – Згорнута схема заміщення до точки к2

Відповідно до схеми рис. 2.6

$$X_{*6K2} = X_{*6K1} + \frac{X_{*6В} + X_{*6С}}{2}, \quad (2.37)$$

$$X_{*6K2} = 0,18 + \frac{0,141 - 3,125 \cdot 10^{-3}}{2} = 0,249.$$

Базисний струму к.з. у точці к2

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\text{ср.ш.35}}}. \quad (2.38)$$

Наведемо обчислення за виразом (2.38)

$$I_{\sigma 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К1:

$$I_{\text{к2}} = \frac{I_{\sigma 2}}{X_{*6 \text{ К2}}}, \quad (2.39)$$

$$I_{\text{к2}} = \frac{1,56}{0,249} = 6,265 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1 та його діюче значення:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{\text{к2}}, \quad (2.40)$$

$$I_{\text{куст2}} = 1,52 \cdot I_{\text{к2}}, \quad (2.41)$$

У відповідності із виразами (2.40) – (2.41) маємо

$$i_{y2} = 2,55 \cdot 6,265 = 15,976 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{куст2}} = 1,52 \cdot 6,265 = 9,523 \text{ кА.}$$

Виконуємо розрахунок струмів к.з. до точки К3, на шинах 27,5 кВ. у відповідності зі схемою рис.2.7.

$$X_{*6 \text{ К3}} = X_{*6 \text{ К1}} + \frac{X_{*6 \text{ В}} + X_{*6 \text{ Н}}}{2}, \quad (2.41)$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_{*6к3} = 0,18 + \frac{0,141 + 0,091}{2} = 0,296.$$

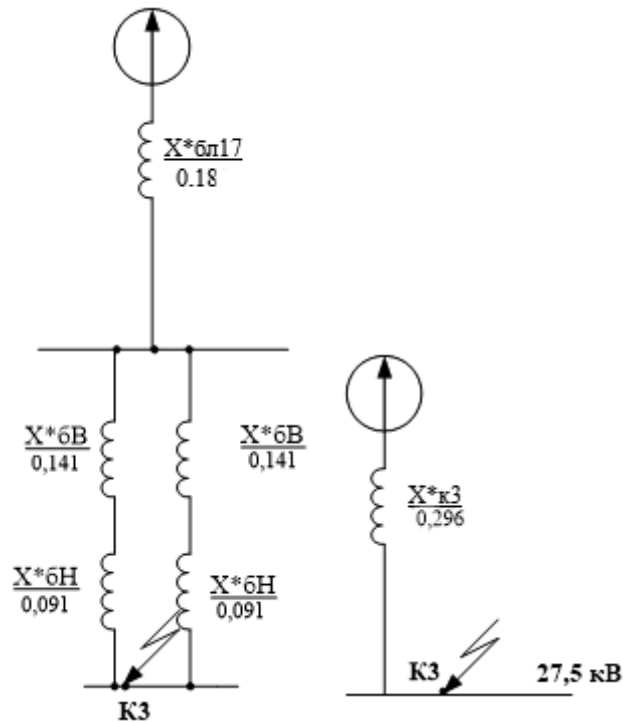


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки к3

Базисний струму к.з. у точці к3

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{\text{ср.ш.27,5}}} \quad (2.42)$$

Наведемо обчислення за виразом (2.42)

$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 2,099 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{к3} = \frac{I_{63}}{X_{*6к3}}, \quad (2.43)$$

$$I_{к3} = \frac{2,099}{0,296} = 7,094 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3 та його діюче значення:

$$i_{у3} = 2,55 \cdot I_{к3}, \quad (2.44)$$

$$I_{куст3} = 1,52 \cdot I_{к3}, \quad (2.45)$$

У відповідності із виразами (2.44) – (2.45) маємо

$$i_{у3} = 2,55 \cdot 7,094 = 18,09 \text{ кА.}$$

$$I_{куст3} = 1,52 \cdot 7,094 = 10,783 \text{ кА.}$$

Виконуємо розрахунок струмів КЗ до точки К4 (див. рис.2.8), на ТВП сторона 0.4 кВ. Для трансформатора власних потреб маємо такі параметри: тип ТМ-400/10; $S_{номтсн} = 0,4 \text{ МВА}$, $u_{ктсн} = 4,5 \%$, $\Delta P_{кзтсн} = 5,5 \text{ кВт}$.

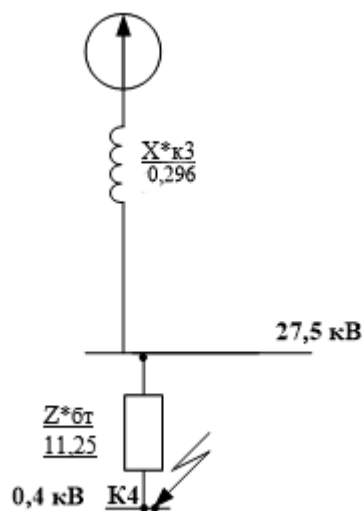


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

У трансформатора власних потреб активна і індуктивна складові опору співрозмірні і потребують урахування. Отже його повний опір струму к.з. дорівнює

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_{*6T} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ ТСН}}}, \quad (2.46)$$

$$Z_{*6T} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25 ;$$

Активний опір

$$R_{*6T} = \frac{\Delta P_{K3}}{1000} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ ТСН}}^2}, \quad (2.47)$$

$$R_{*6T} = \frac{5,5}{1000} \cdot \frac{100}{0,4^2} = 3,44 ;$$

Реактивний опір

$$X_{*6T} = \sqrt{Z_{*6T}^2 - R_{*6T}^2} \quad (2.48)$$

$$X_{*6T} = \sqrt{11,25^2 - 3,44^2} = 10,71.$$

Повний опір до точки к.з.

$$Z_{*6T\Sigma} = \sqrt{(X_{*6K3} + X_{*6T})^2 + R_{*6T}^2} ; \quad (2.49)$$

$$Z_{*6T\Sigma} = \sqrt{(0,296 + 10,71)^2 + 3,44^2} = 11,53.$$

Визначимо базисний струм для точки К4

$$I_{64} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср ТСН}}}, \quad (2.49)$$

$$I_{64} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,34 \text{ кА.}$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Знайдемо струм короткого замикання в точці К4

$$I_{к4} = \frac{I_{64}}{Z_{*6r\Sigma}} \text{ кА} , \quad (2.50)$$

$$I_{к4} = \frac{144,34}{11,53} = 12,52 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці К4

$$i_{y4} = 1,84 \cdot I_{к4} , \quad (2.51)$$

$$I_{куст4} = 1,52 \cdot I_{к4} , \quad (2.52)$$

За виразами (2.51) – (2.52) маємо

$$i_{y4} = 1,84 \cdot 12,52 = 23,04 \text{ кА}.$$

$$I_{куст4} = 1,52 \cdot 12,52 = 19,024 \text{ кА}.$$

Далі виконуємо розрахунок струмів КЗ до точки К5, на шинах 10 кВ у відповідності до схеми заміщення, яку наведено на рис.2.9.

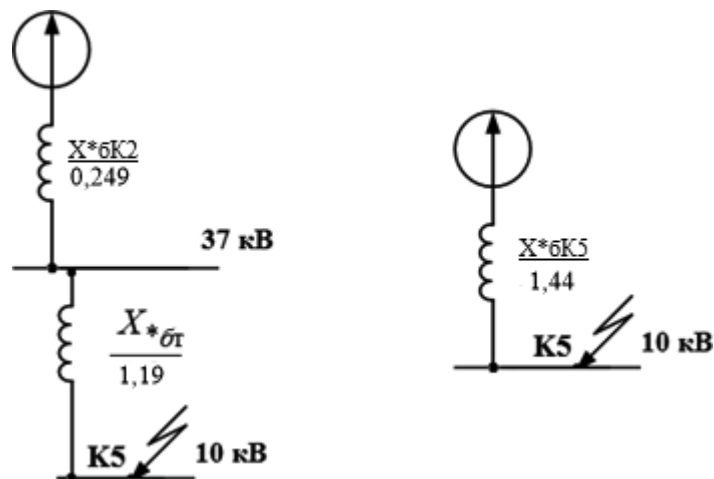


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

$$X_{*6PT} = \frac{u_{к3510}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{10^{-3} \cdot S_{PT}}, \quad (2.53)$$

$$X_{*6PT} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{10^{-3} \cdot 6300} = 1,19.$$

Визначимо загальний опір струму к.з. до шин 10 кВ:

$$X_{*6K5} = X_{*6K2} + X_{*6PT}, \quad (2.54)$$

$$X_{*6K5} = 0,249 + 1,19 = 1,44.$$

Базисний струму к.з. у точці к5

$$I_{\bar{o}5} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{\text{ср.ш.10}}}. \quad (2.55)$$

Наведемо обчислення за виразом (2.42)

$$I_{\bar{o}5} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К5:

$$I_{к5} = \frac{I_{\bar{o}5}}{X_{*6K5}}, \quad (2.56)$$

$$I_{к5} = \frac{5,499}{1,44} = 3,82 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К5 та його діюче значення:

$$i_{y5} = 2,55 \cdot I_{к5}, \quad (2.57)$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{куст5}} = 1,52 \cdot I_{\text{к5}}, \quad (2.58)$$

У відповідності із виразами (2.57) – (2.58) маємо

$$i_{y5} = 2,55 \cdot 3,82 = 9,74 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{куст5}} = 1,52 \cdot 3,82 = 5,806 \text{ кА.}$$

Обчислимо теплові імпульси за виразом

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (2.59)$$

$$\text{К1: } B_{\kappa1} = 2,784^2 (2 + 0,05) = 15,89 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{К2: } B_{\kappa2} = 6,265^2 (1,5 + 0,05) = 60,838 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{К3: } B_{\kappa3} = 7,094^2 (0,5 + 0,05) = 27,68 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{К4: } B_{\kappa4} = 12,516^2 (0,5 + 0,05) = 86,159 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{К5: } B_{\kappa5} = 3,82^2 (1,5 + 0,05) = 22,614 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результати розрахунків зведемо в табл. 5.15.

Таблиця 2.3 - Результати розрахунків струмів для точок к. з.

Точки короткого замикання	Струми короткого замикання при $S_6=100$ МВА				
	$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$, кА	$I_{\kappa} = \frac{I_{\sigma}}{x_{*\sigma}}$, кА	$I_{\text{куст}}$, кА	$i_y = 2,55 \cdot I_{\kappa}$, кА	$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 (t_{\text{откл}} + T_a)$, кА ² с
К1	0,502	2,784	4,232	7,1	15,891
К2	1.56	6,265	9,523	15,976	60,838

К3	2,099	7,094	10,783	18,09	27,68
К4	144.338	12,516	19,024	23,03	86,159
К5	5,499	3,82	5,806	9,74	22,614

2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Результати розрахунків максимальних робочих струмів приєднань представлено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – 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	$I_{\text{роб.ш.маx}} = \frac{k_{\text{нр}} \cdot S_{\text{ш.розр.маx}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 160000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	1176 А
2	Сторона ВН ТП	$I_{\text{роб.ш.маx}} = \frac{k_{\text{нр}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	587,8 А
3	Сторона СН ТП	$I_{\text{роб.ш.маx}} = \frac{k_{\text{нр}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	1848 А
4	Сторона НН ТП	$I_{\text{роб.ш.маx}} = \frac{k_{\text{нр}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 27,5}$	2395 А

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4
5	Збірні шини 27,5 кВ	$I_{\text{роб.ш.маx}} = \frac{k_{\text{рн}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,5 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 27,5}$	855,3 А
6	Сторона ВН РТ 35/10	$I_{\text{роб.ш.маx}} = \frac{k_{\text{нр}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 35}$	145,5 А
7	Сторона НН РТ 35/10	$I_{\text{роб.ш.маx}} = \frac{k_{\text{нр}} \cdot k_{\text{рн}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 0,7 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10}$	509,2 А

8	Сторона ВН ТВП	$I_{\text{роб.ш.мах}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10}$	32,33 А
9	Сторона НН ТВП	$I_{\text{роб.ш.мах}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4}$	808,3 А
10	Збірні ши- ни 35кВ	$I_{\text{роб.ш.мах}} = \frac{k_{\text{рн}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,5 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	659,8 А
11	Збірні ши- ни 10кВ	$I_{\text{роб.ш.мах}} = \frac{k_{\text{рн}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,7 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 10}$	3233 А

2.4 Вибір електричних апаратів напругою вище 1000 В

Вимикачі вибираються за способом встановлення, номінальної напруги та струму за умовами [6]

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}}, \quad (2.60)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб.мах}}, \quad (2.61)$$

де $U_{\text{ном}}$ і $I_{\text{ном}}$ – номінальні напруга, кВ і струм вимикача, А, беруться із паспортних даних;

$U_{\text{роб}}$ і $I_{\text{роб.мах}}$ – напруга в кВ і максимальний струм в А кола, де встановлюється вимикач.

Надійна робота вимикача при к.з. забезпечується перевіркою на електродинамічну і термічну стійкість, за номінальним струмом відключення.

Перевірка на динамічну стійкість виконується за формулою

$$i_o \geq i_y, \quad (2.62)$$

									Арк.
									56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ				

де i_0 – амплітудне значення струму динамічної стійкості вимикача за паспортом, кА;

i_y – розрахункове значення ударного струму, кА.

Перевірка на термічну стійкість виконується за умовою

$$I_T^2 t_T \geq B_K, \quad (2.63)$$

де B_K – тепловий імпульс струму к.з., який проходить через вимикач, $\text{кА}^2\text{с}$;

I_T і t_T – струм і час термічної стійкості за паспортом, відповідно в кА і с.

Перевірку вимикача на термічну стійкість допускається виконувати за тепловим імпульсом для часу термічної стійкості вимикача по паспорту t_T , тобто $B_K = I_K^2 t_T$, хоча це приводить до підвищеного теплового імпульсу, так як у більшості випадків $t_T \geq t_{\text{відкл}}$.

Перевірка за номінальним струмом відключення

$$I_{\text{ном.відкл}} \geq I_K, \quad (2.64)$$

де $I_{\text{ном.відкл}}$ – номінальний струм відключення за паспортом, який вимикає вимикач, А.

У якості прикладу покажемо детально розрахунки по наведених вище формулах для вводу напругою 110 кВ а результати подальших розрахунків та вибору вимикачів зводимо у табл. 2.5.

$$I_T = I_{\text{відкл}} \cdot \sqrt{\frac{t_{\text{відкл}}}{t_T}} = 40 \sqrt{\frac{2,0}{2,05}} = 39,509 \text{ кА.}$$

$$B_{\text{клоп}} = I_T^2 \cdot t_T = 39,509^2 \cdot 2,05 = 3200 \text{ кА}^2\text{с.}$$

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.5 – Результати вибору вимикачів

№	Найменування приєднань	Тип Вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних				
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{д}}{I_{у}}$	$\frac{I_{ном.відк}}{I_{к}}$	$\frac{I_{Т}^2 t_{Т}}{B_{К}}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вводи в РП-110 кВ	ВГТ-110 П*-40/2500 У1	110	2500	102	40	4800
			110	1176	7,1	2,784	15,89
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35-25/2000 У2	35	2000	63	25	600
			35	1848	15,976	6,265	60,84
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5-20/2500 У1	27,5	2500	52	20	200
			27,5	2395	18,09	7,094	27,68
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	95,92
			35	659,83	18,09	9,523	60,84
5	Споживачі 10 кВ	ВР3-10-40/4000 У2	10	4000	102	40	92,92
			10	3233	9,74	3,82	22,61
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	95,92
			35	145,5	15,976	6,265	60,84
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5-20/1200 У1	27,5	1200	52	20	134,3
			27,5	1160	18,09	7,094	27,68
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР3-10-40/3150 У2	10	3150	102	40	92,92
			10	509,22	9,74	3,82	22,61
9	Сторона ВН ТВП	ВР3-10-40/3150 У2	10	3150	102	40	92,92
			10	32,4	9,74	3,82	22,61

2.5 Проектування сонячної електростанції

Проектування сонячної електростанції (СЕС) виконано у відповідності із вихідними даними наведеними у табл. 2.6 за допомогою програми PVsyst [8]. Результати моделювання у зазначеному програмному засобі наведені на рис.2.10 - рис.2.21.



Version 7.3.4

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Kostyantynivka Solar

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 5499 kWp

Kostyantynivka - Ukraine

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst: с.1

Таблиця 2.6 – Вихідні дані для розрахунку СЕС

№ ва-рі-анту	Напруга мережі, кВ	Встановлена інверторна потужність СЕС, кВт	Встановлена панельна потужність СЕС, кВт	Потужність одного ін-вертора, кВт	Потужність одного фото-модуля, кВт	Координати
7	з попер. розд.	5000	≈5500	100	Обрати са-мостійно	48,66773376629907; 32,54132289063916

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59



Project: Kostyantynivka Solar
Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
05/05/25 13:24
with v7.3.4

Main results

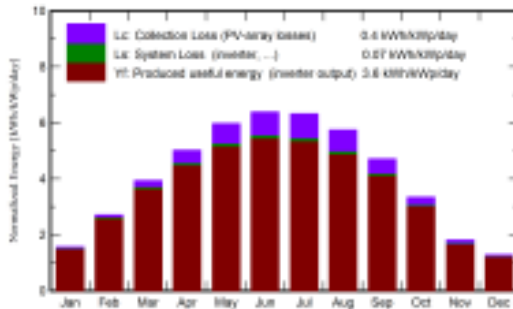
System Production
Produced Energy

7229580 kWh/year

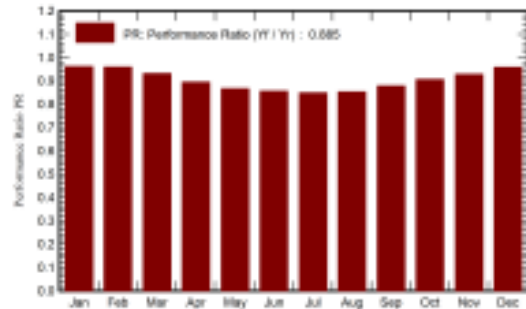
Specific production
Perf. Ratio PR

1315 kWh/kWp/year
88.51 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balance and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	28.9	18.17	-3.74	48.4	47.3	260100	255744	0.961
February	50.2	27.00	-2.74	75.8	74.2	406271	399483	0.958
March	94.2	48.38	2.54	121.9	119.4	635021	623844	0.931
April	132.2	65.73	9.88	150.6	147.1	755106	740515	0.894
May	177.8	74.98	18.37	185.0	180.5	900186	881508	0.888
June	193.6	78.66	19.46	191.4	186.6	910295	899885	0.855
July	191.9	79.97	21.87	195.8	191.3	932329	912492	0.847
August	161.4	70.22	21.37	178.0	173.9	852165	834313	0.852
September	112.3	49.65	15.28	141.2	138.0	695412	681567	0.878
October	71.4	33.08	8.77	103.6	101.3	525610	515814	0.908
November	31.6	16.00	3.34	54.1	53.0	281359	276074	0.928
December	23.1	15.18	-1.08	39.6	38.7	212078	208343	0.957
Year	1288.7	577.11	9.35	1485.4	1451.3	7374940	7229580	0.885

Legends

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

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst: с.4

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата



PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
05/05/25 13:24
with v7.3.4

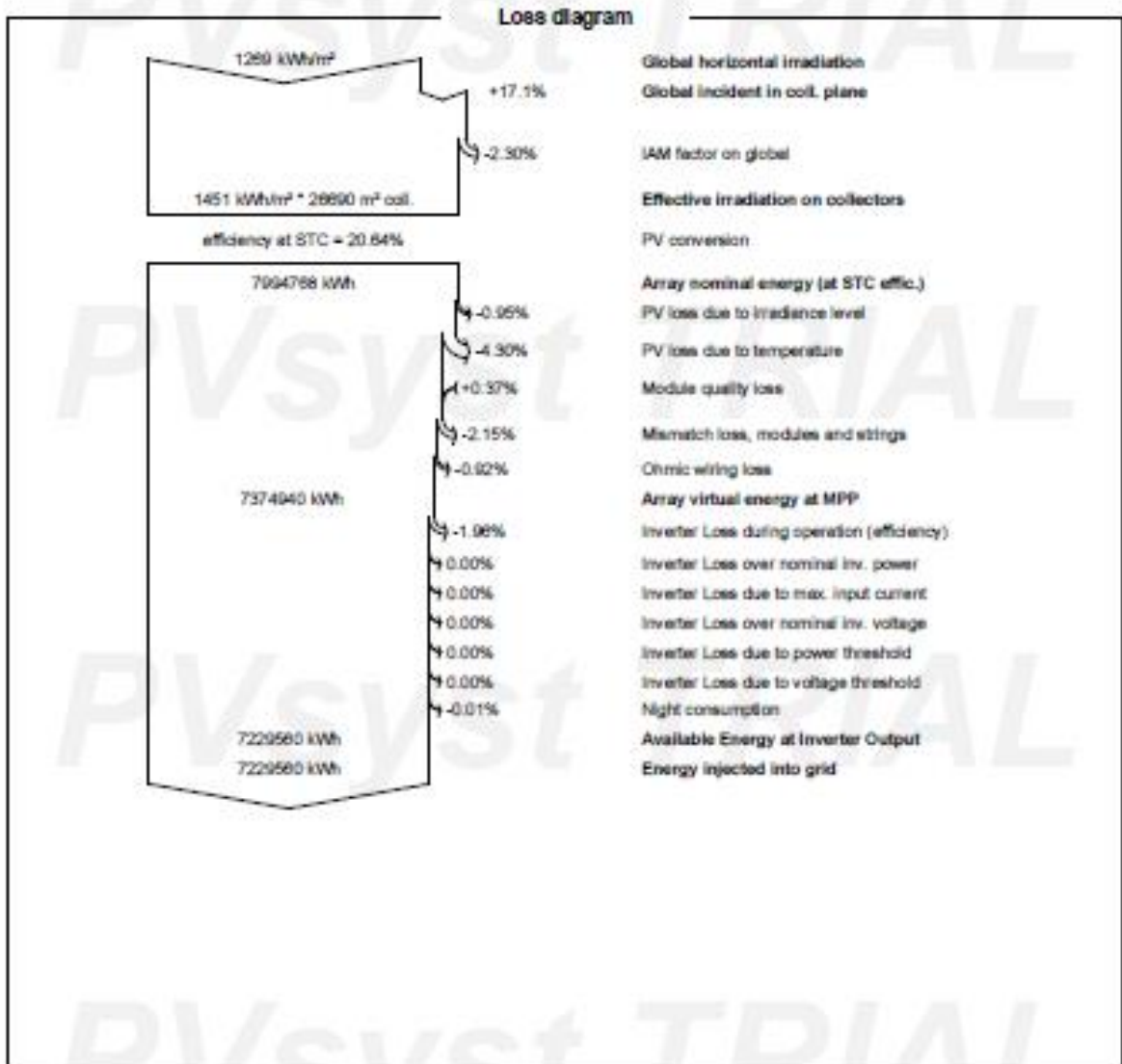


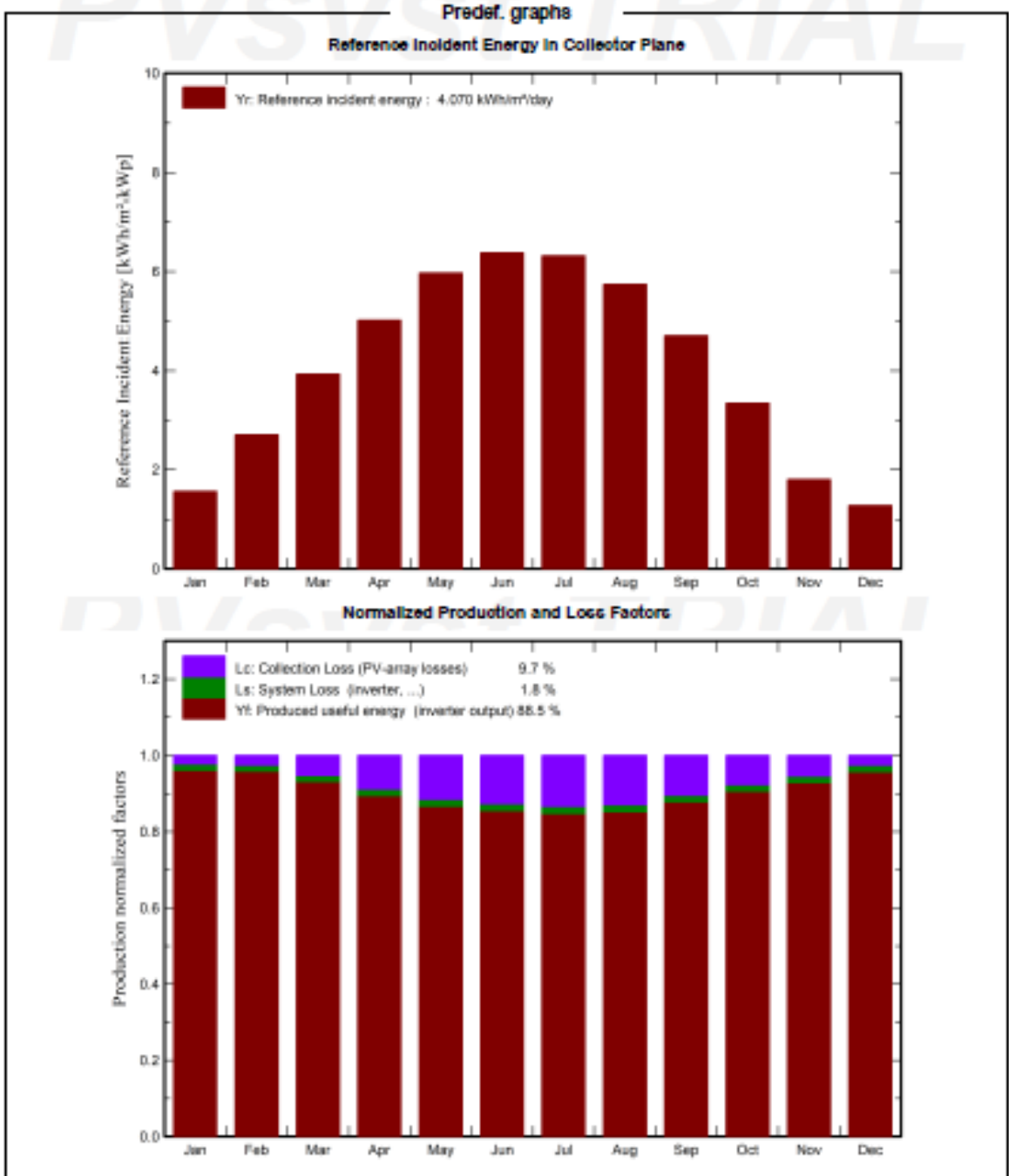
Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst: с.5

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата



PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
05/05/25 13:24
with v7.3.4

Project: Kostyantynivka Solar
Variant: New simulation variant



05/05/25

PVsyst Evaluation mode

Page 8/12

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst: с.6

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC22160.КРБ.2025-ПЗ

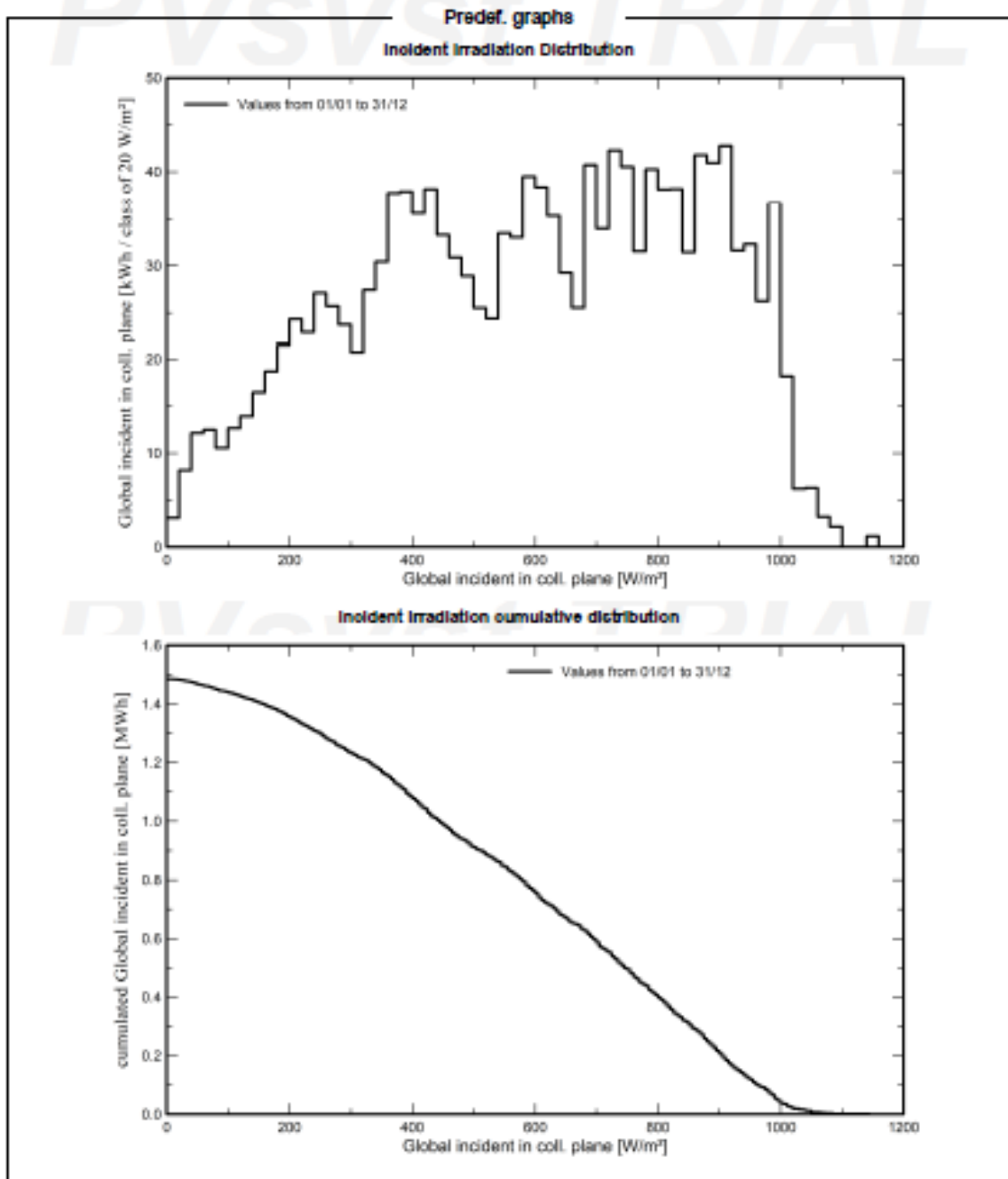
Арк.

64



PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
05/05/25 13:24
with v7.3.4

Project: Kostyantynivka Solar
Variant: New simulation variant



05/05/25

PVsyst Evaluation mode

Page 7/12

Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst: с.7

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ

Арк.

65

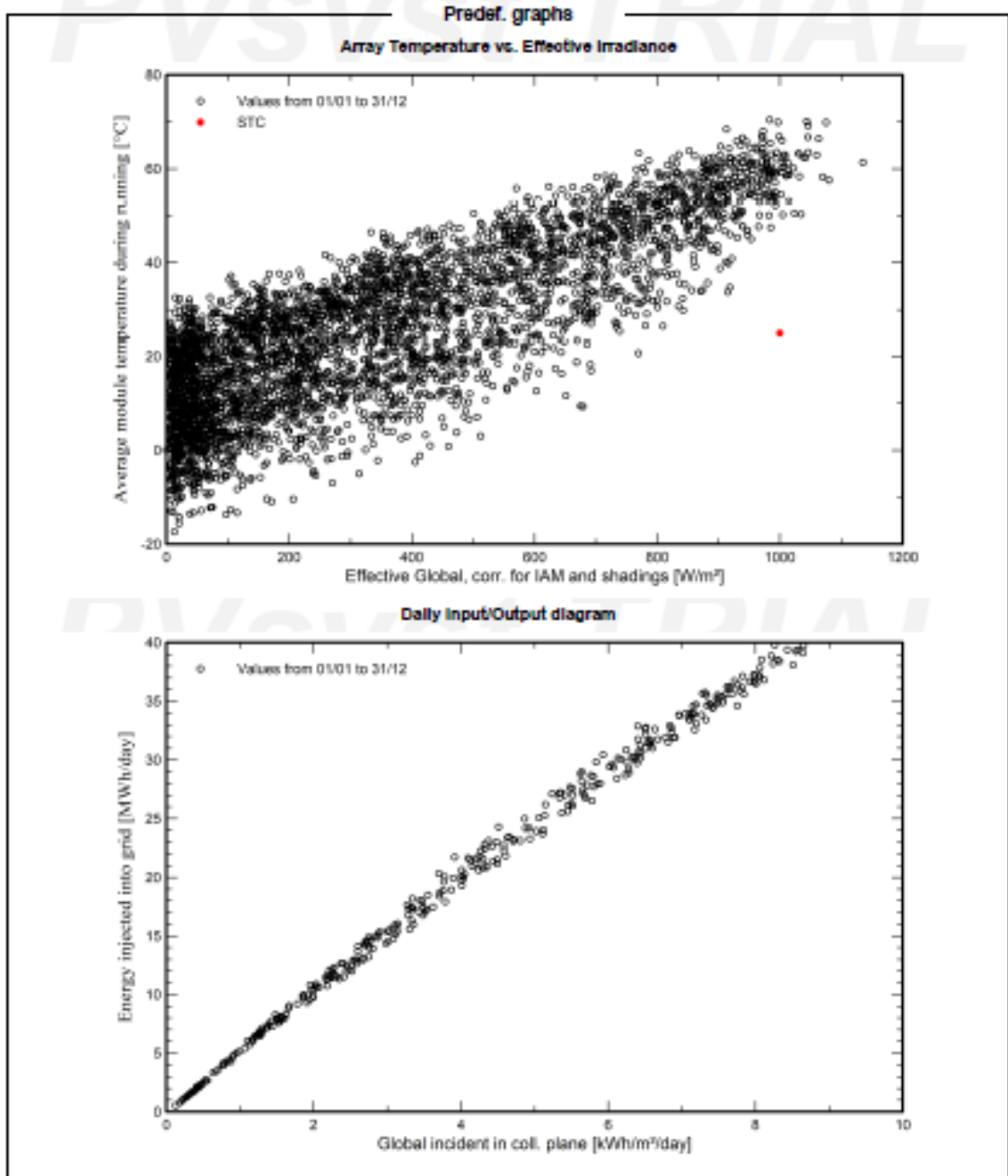


Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst: с.8

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

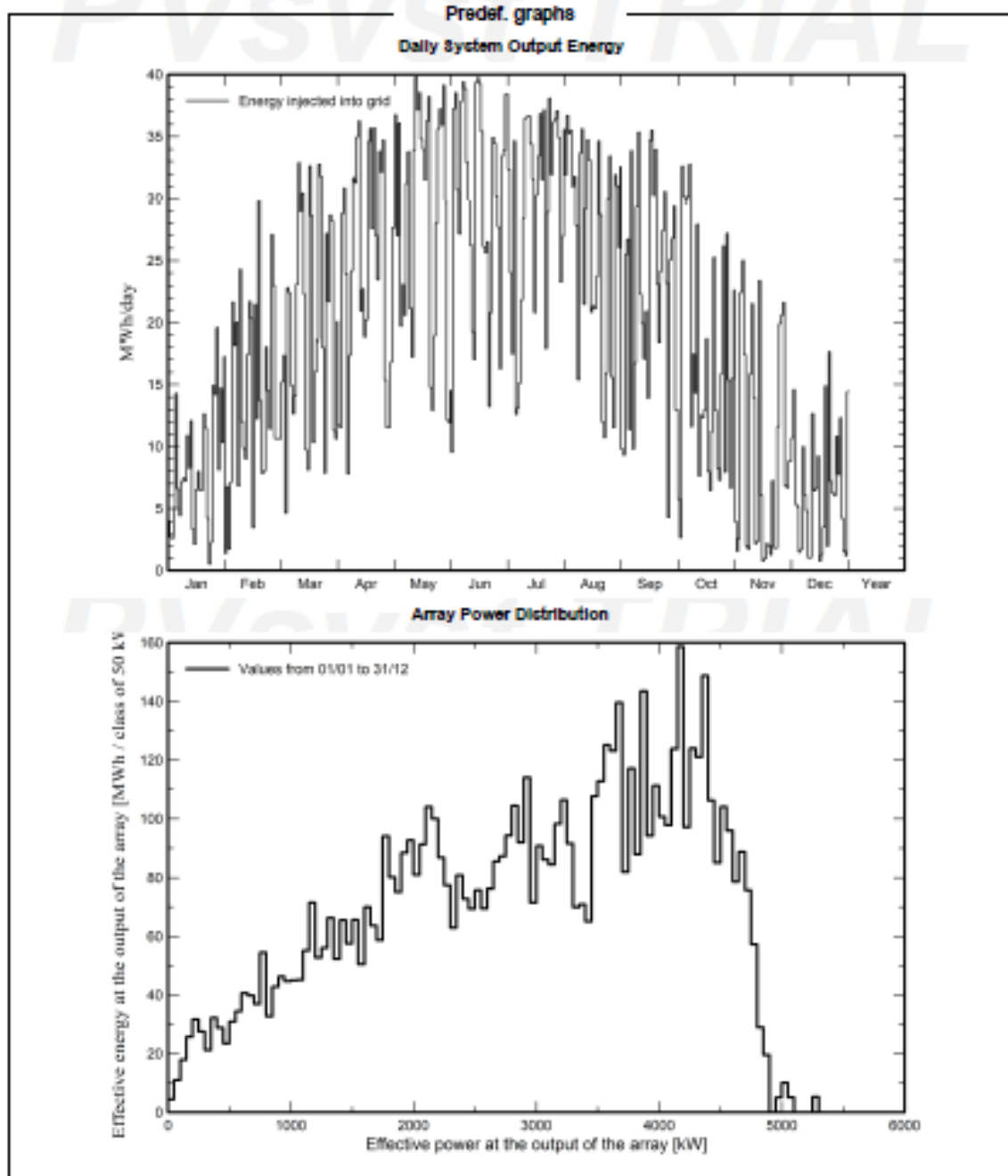


Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst: с.9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

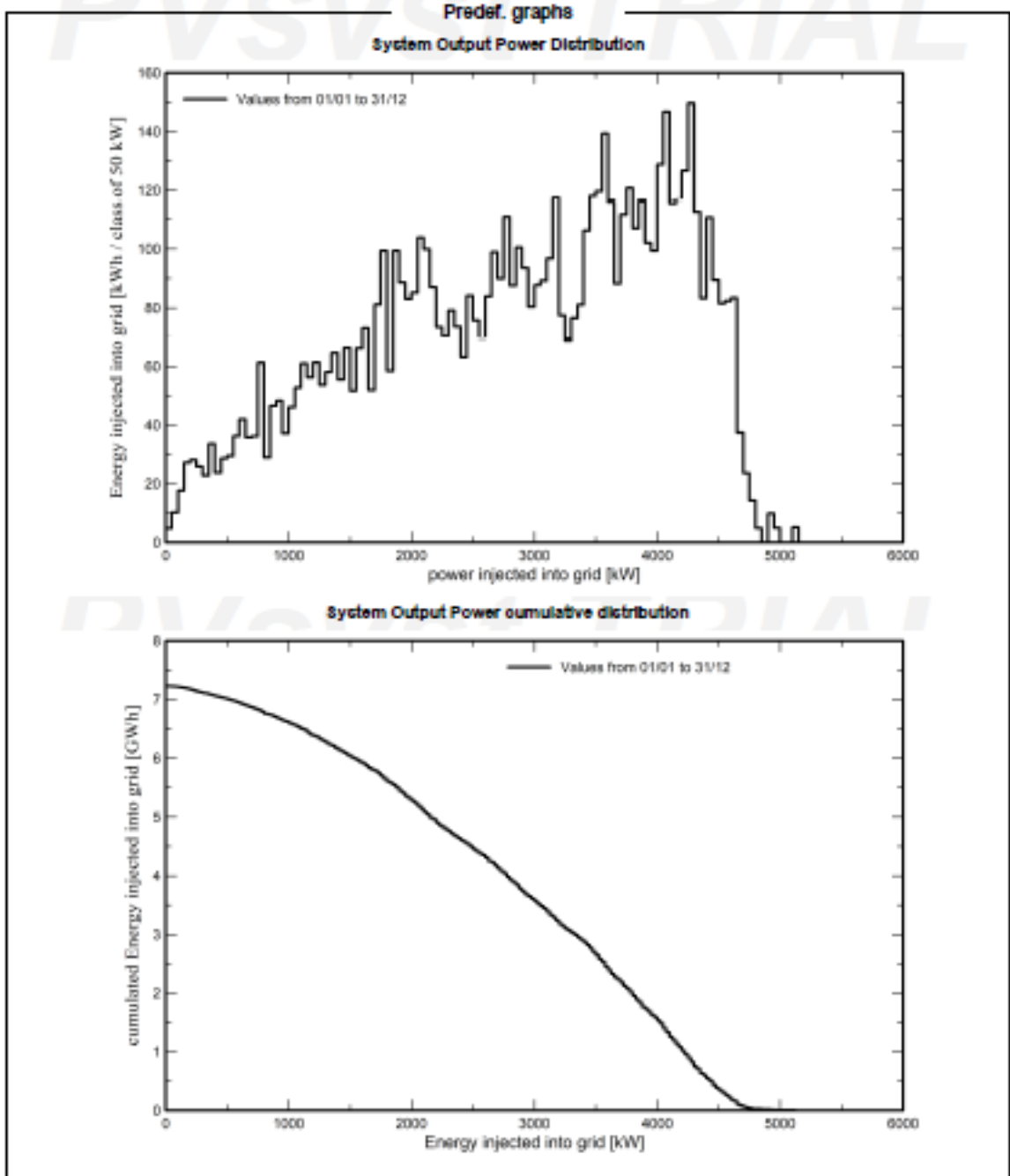


Рисунок 2.19 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst: с.10

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата



PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
05/05/25 13:24
with v7.3.4

Project: Kostyantynivka Solar
Variant: New simulation variant

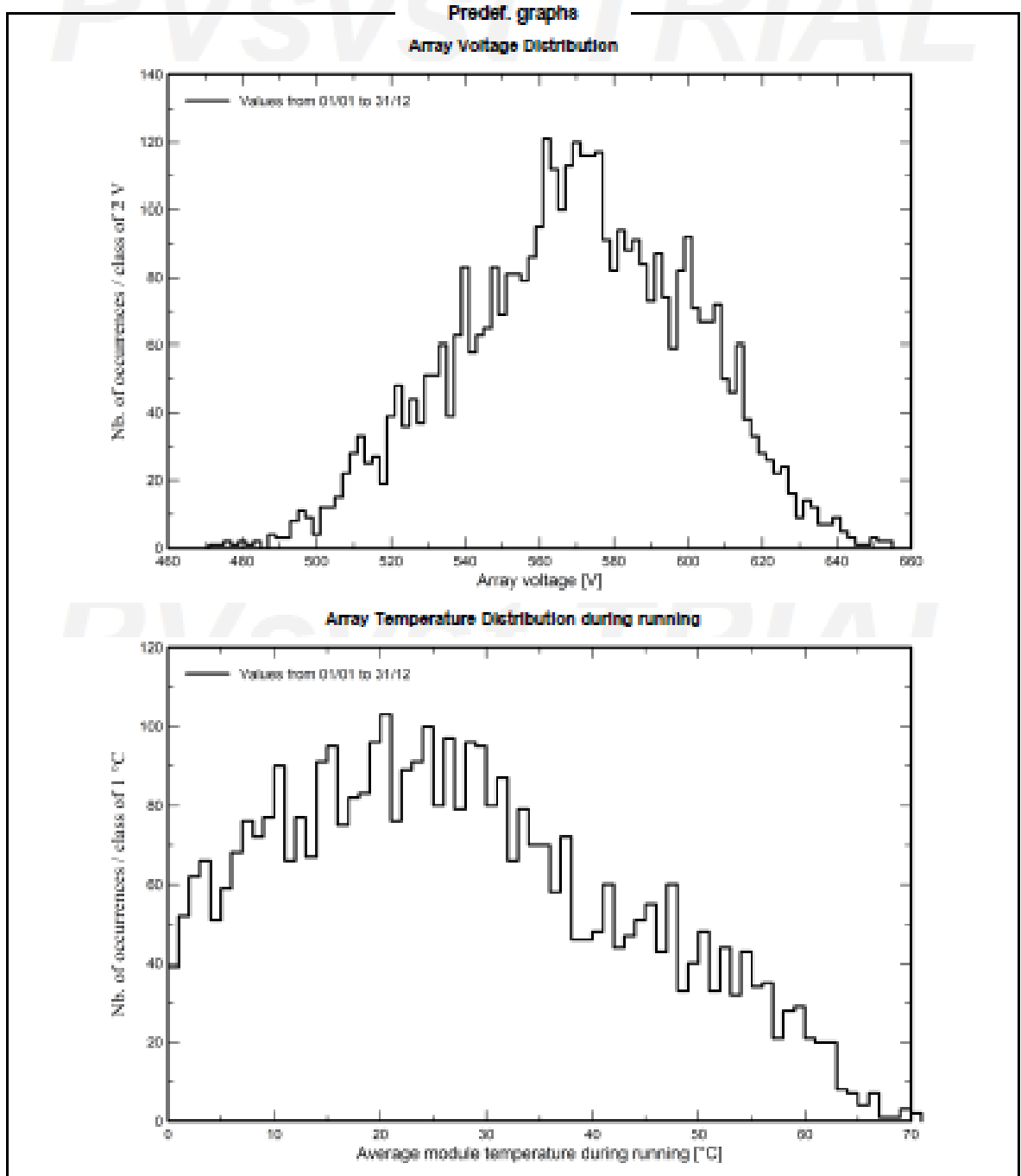


Рисунок 2.20 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst: с.11

					02.15.EC22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

3.1 Розрахунок кабельної лінії електропередач

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. За результатами розрахунку вибору способу заземлення екрану кабелю

Таблиця 3.1 – Вихідні дані для розрахунку кабельної лінії

№ КЛ	Напруга мережі, кВ	Максимальний струм 3-ф КЗ на шинах 10 кВ, кА	Повний час тривалості короткого замикання, с	Максимальна розрахункова передавана потужність, кВт	Довжина кабельної лінії, км
7	10	3,82	0,8	5000	2,8

Спочатку виконаємо розрахунок кабелю за тривалим струмом навантаження [9]. Розрахунковий робочий струм КЛ в амперах у режимі номінального навантаження, розраховується за формулою:

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

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

U_g – напруга мережі, кВ;

$\cos \varphi$ – косинус кута зсуву фаз між напругою та струмом (коефіцієнт потужності).

До табл. 3.2 зведемо результати розрахунку робочого струму КЛ та підберемо на основі відомих параметрів перетин кабелю і його допустимий струм. Розрахунок виконується згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 (редакція 2017 року) «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ» [10].

									Арк.
									71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ				

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

№ КЛ	$P_{\max.c}$, кВт	U_g , кВ	$\cos \varphi$	I_o , А	S , мм ²	I_c , А
7	5000	10	0,99	291,59	300	384

Для кабелів, прокладених у землі за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів k_2 , k_{33} , k_4 , k_5 , отриманих з відповідних таблиць СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 [10]: за формулою:

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

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.3.

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

№ КЛ	I_c , А	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_o , А	I_{cg} , А	Виконання умови
7	384	0,98	1	0,88	1	291,59	331,16	виконується

Для кабелів, прокладених у землі в окремих трубах за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів k_1 , k_2 , k_{33} , k_4 , k_5 , отриманих з відповідних таблиць СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 [10] за формулою:

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

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.4.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ			Арк.
								72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

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

№ КЛ	I_c, A	k_1	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_o, A	I_{cg}, A	Виконання умови
7	384	0,928	0,98	1	0,88	1	291,59	307,32	виконується

Для кабелів, прокладених у повітрі (на драбинах) тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів k_{zn}, k_7 , отриманих з відповідних таблиць [10] за формулою:

$$U_g. \quad (3.4)$$

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.5.

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

№ КЛ	I_c, A	k_{zn}	k_7	I_o, A	I_{cg}, A	Виконання умови
7	384	1,08	1	291,59	364,95	виконується

За допустимим тривалим струмом навантаження кабель перевірку проходить.

Далі виконуємо 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:

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

де $I_{sc}^{(3)}$ – 3-ф струм КЗ на шинах живлячої ПС, кА [10];

$I_{c.sc}$ – допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

$$I_{c.sc} = \frac{I_{t.sc}}{\sqrt{t}}, \quad (3.6)$$

де X_{m2} – допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю, кА (таблиці значення);

γ_2 – час спрацювання захисту [10], с.

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.6.

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

№ КЛ	$I_{t.sc}$, кА	t , с	$I_{c.sc}$, кА	$I_{sc}^{(3)}$, кА	Виконання умови
7	28,2	0,8	31,53	3,82	виконується

Переходимо до розрахунку 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:

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

де $I_{s.sc}$ – допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

$$I_{s.sc} = \frac{I_{t.sc}}{\sqrt{t}}, \quad (3.8)$$

де t – час спрацювання захисту [10], с;

$I_{t.sc}$ – допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю, кА (таблиці 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 розрахунків зведемо в табл. 3.7.

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

№ КЛ	Перетин екрану, мм ²	$I_{t.sc}$, кА	t , с	$I_{s.sc}$, кА	$I_{sc}^{(2)}$, кА	Виконання умови
7	25	5,1	0,8	5,072	3,323	виконується

Переходимо до розрахунку за падінням напруги в кінці кабельної лінії (КЛ). Цей 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 [11].

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 розрахунків зведемо в табл. 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 , %
7	10000	2,8	0,1	0,091	156,57	1,57

Наведемо також 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:

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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

де γ_2 – безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

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

де ρ – питомий електричний опір, який за замовчуванням приймається рівним 1000 Ом·м.

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 - Результати розрахунку вибору способу заземлення екрану кабелю

№ КЛ	I_o, A	$L, км$	γ_1	$U_1^{(3)}, В$	γ_2	$U_2, В$	γ_3	$U_3, В$	Виконання умови
7	291,59	2,8	0,653	33,5	13,6	4,503	0,326	16,723	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:

$$U_1^{(3)} < U_{lt.v}, \quad (3.20)$$

$$U_2 < U_{lt.v} \cdot T(t_{sc}), \quad (3.21)$$

де $U_{lt.v}$ – тривало допустима напруга ОПН, кВ;

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

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 6 кВ.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.2 Вибір уставок релейного захисту СЕС

Кабельна лінія, якою здійснюється передача електричної енергії до живлячої підстанції захищається з двох сторін відповідними захистами.

Відповідно, на СЕС кабельна лінія також повинна мати захист, приймаємо два типи захисту – максимальний струмовий захист та струмова відсічка.

Для розрахунку короткого замикання на СЕС використано наступні вихідні дані [8].

1. Однолінійна схема СЕС ($P=5000$ МВт).
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ.
3. Трансформатор ТМГ-6300/10/0,4 кВ ($u_k=6,5$ %).
4. Повна потужність інверторного обладнання – 5000 МВА.
5. Довжина кабельної лінії – 2,8 км.
6. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС - 3,82 кА.
7. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проектованої СЕС прийнято 2хСПП-3-20 1х150 мм та кабель 3хАПВЕгаПу-12/20 3х300/25 мм, прокладка в трикутник
8. Довжина КЛ-10 кВ – 2800 м.

З урахуванням вказаних вихідних даних розрахунки будемо проводити у відповідності зі схемою рис. 3.1.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

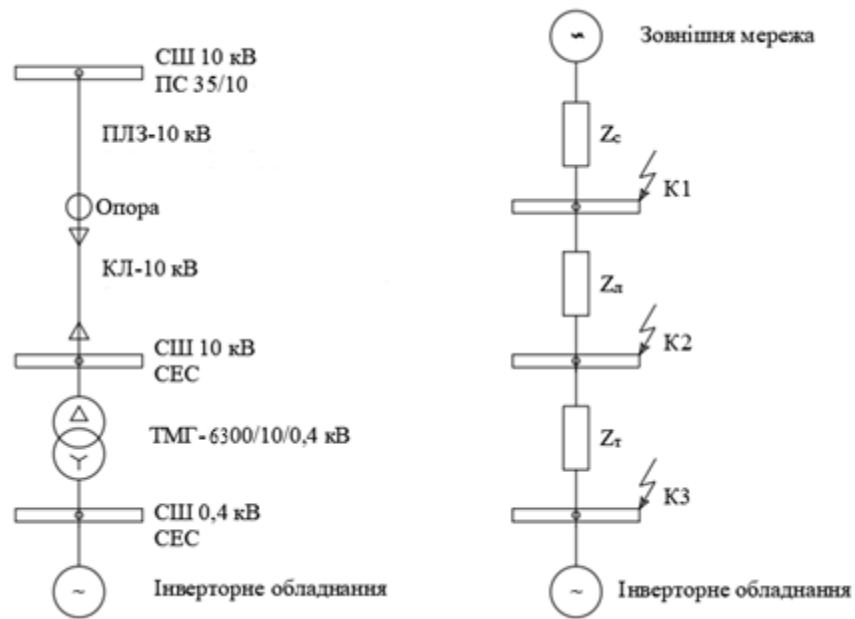


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема для визначення струмів короткого замикання СЕС

Розпочнемо розрахунки з обчислення опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи.

Опір системи

$$z_c \approx x_c = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)}} \text{ Ом.} \quad (3.22)$$

Переходимо до обчислень опорів повітряно-кабельної лінії.

Активна складова

$$r_l = r_0 \cdot l_l \text{ Ом.} \quad (3.23)$$

Реактивна складова

$$x_l = x_0 \cdot l_l \text{ Ом.} \quad (3.24)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К2

$$z_{к2} = \sqrt{r_l^2 + (x_c + x_l)^2} \text{ Ом.} \quad (3.25)$$

Опір трансформатора

$$z_m \approx x_m = \frac{u_k \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{ном}} \text{ Ом.} \quad (3.26)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К3

$$z_{к3} = z_{к2} + z_m \text{ Ом.} \quad (3.27)$$

Результати розрахунків опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи наведено в табл. 3.10.

Таблиця 3.10 - Результати розрахунків опорів схеми заміщення в максимальному режимі

z_c , Ом	r_l , Ом	x_l , Ом	$z_{к2}$, Ом	z_m , Ом	$z_{к3}$, Ом
1,587	0,28	0,255	1,863	1,137	3,0

Нижче покажемо розрахунок струмів короткого замикання в розрахункових точках в максимальному режимі роботи системи

- Розрахункова точка К1.

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ $-I_{к1}^{(3)} 3820 \text{ А.}$

- Розрахункова точка К2.

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

$$I_{к2 ПС}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{к2}} \quad (3.28)$$

Струм КЗ питомий зі сторони СЕС приведений до сторони 10 кВ

$$I_{к СЕС}^{(3)} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.29)$$

Сумарний струм КЗ в точці К2

$$I_{K2}^{(3)} = I_{K2ПС}^{(3)} + I_{КСЕС}^{(3)} \quad (3.30)$$

• Розрахункова точка К3.

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

$$I_{K3ПС}^{(3)} = \frac{U_{н}}{\sqrt{3} \cdot z_{K3}} \quad (3.31)$$

Сумарний струм КЗ в точці К3

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3ПС}^{(3)} + I_{КСЕС}^{(3)} \quad (3.32)$$

Результати проведених розрахунків зводимо в табл.3.11 та 3.12.

Таблиця 3.11 - Результати розрахунків трифазних струмів КЗ в максимальному режимі

$I_{K1}^{(3)}$, кА	$I_{K2ПС}^{(3)}$, кА	$I_{КСЕС}^{(3)}$, кА	$I_{K2}^{(3)}$, кА	$I_{K3ПС}^{(3)}$, кА	$I_{K3}^{(3)}$, кА
3,82	3,254	0,275	3,529	2,02	2,295

Таблиця 3.12 - Результати розрахунків двофазних струмів КЗ в максимальному режимі

$I_{K1}^{(2)}$, кА	$I_{K2ПС}^{(2)}$, кА	$I_{КСЕС}^{(2)}$, кА	$I_{K2}^{(3)}$, кА	$I_{K3ПС}^{(2)}$, кА	$I_{K3}^{(2)}$, кА
1,589	1,582	0,239	3,07	1,758	3,323

Виконуємо розрахунок уставок спрацювання захисту. Для відстроювання уставок спрацювання захисту використовуємо робочий струм розрахованої кабельної лінії $I_{доп} = 291,59$ А.

Першим ступенем (I ст.) струмового захисту є струмова відсічка СВ.

Струм спрацювання захисту обирається за умовами [12]:

– відстроювання від стрибка струму намагнічування трансформатору КТП 6300/10/0,4 У1 при наявності напруги в лінії.

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

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

Номінальний струм трансформатору

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.33)$$

Струм спрацювання захисту

$$I_{с.з.} = k_{від} \cdot I_{БТН} \cdot I_{ном} \quad (3.34)$$

Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору наведено в табл. 3.13.

Таблиця 3.13 - Результати розрахунків відстроювання від струму намагнічування трансформатору

$I_{ном}, A$	$I_{сз min}, A$	$I_{сз max}, A$	$I_{сз}, A$ для відстроювання
346,41	1247,0	2078,0	2200

– відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ КТП 6300/10/0,4 У1, приведеного до напруги 10,5 кВ.

Струм спрацювання захисту

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

Струм уставки

$$I_y = \frac{k_{сх} \cdot I_{с.з.}}{k_{ТА}} \quad (3.36)$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (3.37)$$

Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ наведено в табл. 3.14.

Таблиця 3.14 - Результати розрахунків відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ

$I_{\text{сз}}, \text{A}$	$I_{\text{у}}, \text{A}$	$k_{\text{ч}}$
2200,0	27,5	1,604

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.

Другим ступенем (II ст.) струмового захисту є максимальний струмовий захист СВ. МСЗ.

Струм спрацьовування захисту

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{від}} \cdot I_{\text{дон}}}{k_{\text{н}}}, \quad (3.38)$$

де $k_{\text{н}}$ – коефіцієнт надійності (1,1);

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

k_n – коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{ТА}} \quad (3.39)$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ
КТП 6300/10/0,4 У1

$$k_q = \frac{I_{К2}^{(3)}}{I_{c.з.}} \quad (3.40)$$

Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ наведено в табл. 3.15.

Таблиця 3.15 - Результати розрахунків відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ

$I_{cз}$, А	I_y , А	$I_{cз}$, А для відстроювання	k_q
2775,0	34,68	2780	1,27

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацьовування максимального струмового захисту приймаємо рівній значенню 0,5 с.

Зведена інформація про уставки наведена в табл. 3.16.

Таблиця 3.16 - Зведена інформація про уставки

Назва	Величина
Уставка СВ1, А	2200
Витримка часу СВ1, с	<0,1
Уставка МЗС2, А	2780
Витримка часу МЗС2,	0,5

с	
Уставка ЗНЗ, А	3
Витримка часу ЗНЗ на подачу сигналу, с	9

Переходимо до виконання розрахунку ємнісних струмів.

Ємнісний погонний струм замикання на землю в місці пошкодження:

$$I_C = 3 \cdot \omega \cdot C_\phi \cdot U_\phi \cdot 10^{-6} \text{ А/км}, \quad (3.41)$$

де ω – кутова швидкість вектора напруги, с^{-1} ;

C_ϕ – ємність фази мережі, мкФ;

U_ϕ – фазна напруга мережі, В.

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

$$I_{C_{КЛ}} = I_C \cdot l_{кл}, \text{ А}. \quad (3.42)$$

Результати розрахунку ємнісних струмів наведено в табл. 3.17.

Таблиця 3.17 - Результати розрахунків ємнісних струмів

$C_{\phi_{КЛ}}, \text{ мкФ}$	$\omega, \text{ с}^{-1}$	$U_\phi, \text{ В}$	$I_C, \text{ А/км}$	$I_{C_{КЛ}}, \text{ А}$
0,373	314	6062,18	2,13	5,964

У відповідності до [13] 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.

4 ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ ПІДСТАНЦІЙ

Як відомо, причиною ураження людини електричним струмом може бути не тільки торкання до струмопровідних частин. У разі пошкодження ізоляції корпуси електродвигунів та пускової апаратури і зв'язані з ними металеві частини машин та механізмів виявляються під напругою. Отже доторкнувшись до них, людина уражається електричним струмом.

До основних технічних заходів захисту людей від ураження електричним струмом належать зокрема захисні заземлення, які представляють собою навмишне з'єднання з землею (заземлювачем 1, рис. 4.1) усіх металевих не призначених для проведення струму частин електроустановки, котрі можуть опинитись під напругою у разі ушкодження ізоляції [14].

При торканні до корпусу електроустановки, який опинився під напругою, людина вмикається в коло струму замикання на землю з паралельно ввімкненим опором заземлювача I . Оскільки опір останнього ($R_3 = 4$ Ом) невеликий у порівнянні з опором людини ($R_{л} = 1000 - 100000$ Ом), тому і струм, який протікає крізь людину, не перевищуватиме допустимих значень. Захисне заземлення застосовують у трифазних електроустановках напругою до і вище 1000 В з ізолюваною нейтраллю, а також в електроустановках напругою 25 кВ, що живляться від ліній ДПР (два проводи – рейка).

Розглянемо докладніше улаштування захисних заземлювачів. Заземлюючий пристрій представляє собою сукупність заземлювача та заземлювальних провідників. Заземлювач – це металевий провідник або група провідників, що знаходяться в безпосередньому контакті з землею. Заземлювальними провідниками називають металеві провідники, що з'єднують заземлювальні частини електроустановок із заземлювачем [14].

Заземлюючі пристрої повинні забезпечувати безпеку людей та захист електроустановок, а також експлуатаційні режими роботи. Всі металеві частини електрообладнання та електроустановок, які можуть виявитись під напругою вна-

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

слідок порушення ізоляції, заземлюють. Кожен елемент установки, що підлягає заземленню, приєднують до заземлювача або заземлювальної магістралі за допомогою окремого заземлювального провідника.

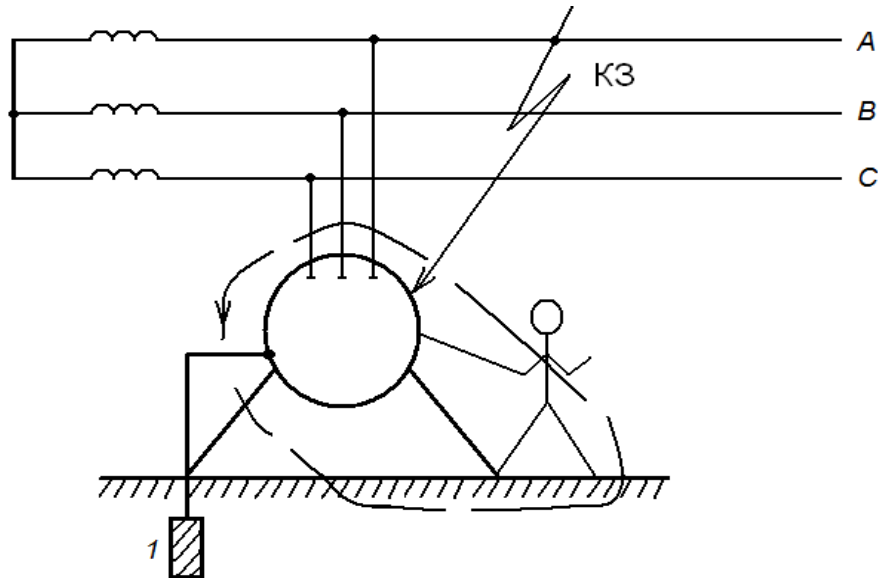


Рисунок 4.1 – Пояснення принципу дії захисного заземлення

Зокрема заземлювальний пристрій показаний на рис. 4.2, а складається із заземлювача 1 та заземлювальних провідників 2. Якщо через заземлювач протікає струм, то у самому заземлювачі, а також в землі виникне електричне поле потенціал якого змінюється в залежності від відстані від даної точки до заземлювача $V=f(l)$. Опір заземлювача [14]

$$R_3 = U_3 / I_3, \quad (4.1)$$

де U_3 – напруга на заземлювачі;

I_3 – струм, що протікає через заземлювач;

l – відстань від заземлювача до будь-якої точки на поверхні землі.

У разі торкання людиною рукою до заземленого предмета, вона перебуватиме під дією напруги $U_{\text{дот}}$ (рис. 4.2, б). При цьому $U_{\text{дот}} < U_3$. Різницю потенціалів на поверхні землі між двома точками, які розташовані одна від одної на

потужних кабелів, прокладених у землі, металеві конструкції будинків та споруд, що мають надійне з'єднання з землею.

Передусім по можливості необхідно використовувати природні заземлювачі. Величину опору заземлювачів визначають за допомогою вимірювань. Якщо опір природних заземлювачів недостатній, то застосовують штучні заземлювачі. Як штучні заземлювачі застосовують вертикально забиті в землю відрізки кутникової сталі довжиною 2,5 – 3,0 м і горизонтально прокладених сталевих штабін, які використовують одночасно для зв'язку вертикальних заземлювачів між собою.

Максимальну величину опору заземлюючого пристрою передбачають залежно від величини струму замикання на землю, а також від напруги мережі. Вона не повинна перевищувати величин, які рекомендовані ПУЕ. Так, в електроустановках напругою до 1000 В опір заземлення повинен відповідати умові $R_3 < 4 \text{ Ом}$.

Заземлювачі 1 по розміщенню (див. рис.4.2) відносно заземленого обладнання 3 поділяються на дві групи.

У разі використання виносних заземлювачів (рис. 4.3), коли заземлене обладнання знаходиться поза полем розтікання потенціалу. Людина, яка доторкнулась до електрообладнання, знаходиться у зоні нульового потенціалу і у випадку пошкодження ізоляції буде перебувати під повною напругою «корпус–земля». Це є суттєвим недоліком виносних заземлювачів;

На відміну від попереднього випадку контурні заземлювачі (рис. 4.4) – розташовані по контуру навколо заземленого обладнання 2. При цьому $U_{\text{дот}}$ і $U_{\text{кр}}$ значно зменшуються (див. рис. 4.4). Зокрема на рис. 4.4 показані: U_3 – максимальна напруга на одиночному заземлювачі; $U_{\text{зк}}$ – напруга «земля–контур».

Як основну норму проектування заходів по запобіганню ураженню електричним струмом найбільш правильним було б прийняти первинні критерії електробезпеки, тобто допустимі напруги дотику.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Варто відзначити, що у разі наявності великої кількості електроустановок напругою до 1000 та вище 1000 В з ізольованою нейтраллю перехід на нормування за напругою дотику пов'язано з великим обсягом обчислювальних робіт. Тому в ПУЕ для електроустановок вказаних напруг встановлене нормування заземлюючих пристроїв за опором. При цьому нормуванні заземлення повинне з достатнім ступенем наближення відповідати первинним критеріям електробезпеки.

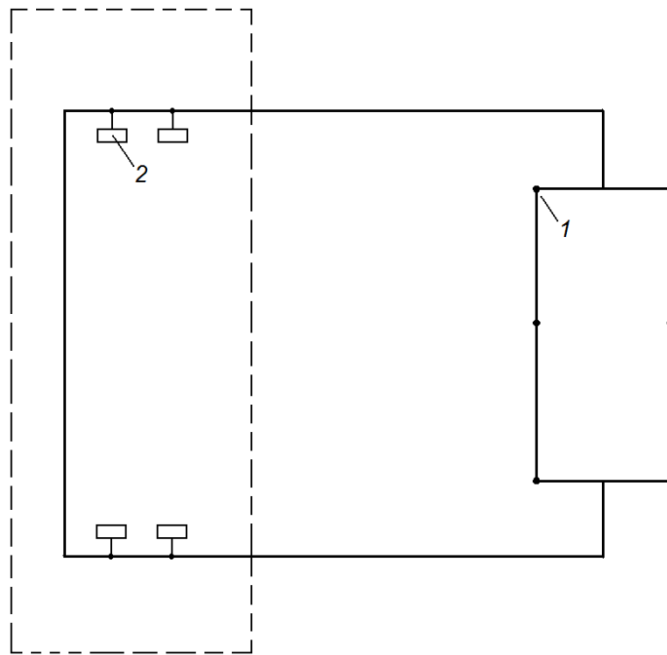


Рисунок 4.3 - Виносне заземлення

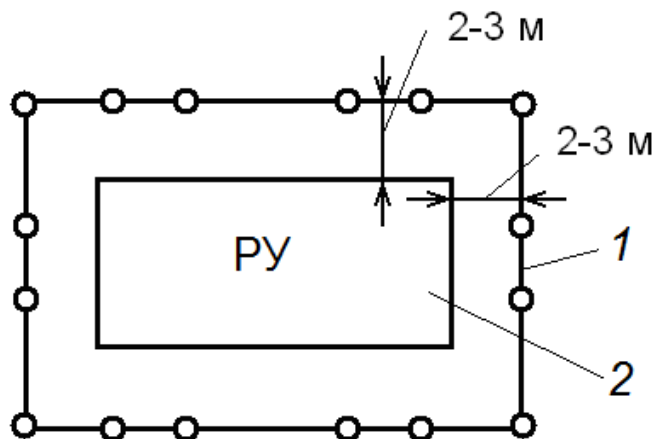


Рисунок 4.4 - Контурне заземлення

Для електропостачання нетягових споживачів напругою до 1000 В, як правило, застосовують напругу 380/220 В у трифазних чотирипровідних мережах та 220 В – в однофазних двопровідних мережах.

Заземлювальні пристрої, до яких приєднані нейтралі генераторів або трансформаторів чи виводи джерела однофазного струму, не призначені для виконання основної захисної функції, бо остання здійснюється системою занулення.

Основним призначенням заземлення нейтралі генераторів, трансформаторів або виводу джерела однофазного струму в системі занулення є обмеження потенціалу відповідно в нейтралі та на виводі джерела однофазного струму у разі безпосереднього замикання фази на землю. При цьому в чотирипровідних мережах напругою 380/220 В повинні виконуватись дві умови:

У разі замикання однієї з фаз на землю напруга справних фаз по відношенню до землі не повинна перевищувати 250 В. Це обумовлюється можливістю живлення освітлювальних та побутових електроприймачів (ЕП).

У разі замикання однієї з фаз на землю напруга нейтралі відносно землі (напруга зсуву нейтралі) не повинна перевищувати значення, за яким напруга дотику до корпусів джерела струму та занулених ЕП не буде більшою від допустимої.

В однофазних мережах напругою 220 В повинна виконуватись лише друга умова.

Розрахунками доведено, що для найбільш поширених конструкцій штучних заземлювачів допустима напруга дотику складає не більше 36 В.

У разі живлення установок вторинною напругою 0,4/0,23 кВ від лінії ДПР 25 кВ на основі численних експериментальних досліджень встановлено, що потенціали рейок на станціях не перевищують 18 В в нормальному режимі, 30 В – у вимушеному режимі та 350 В – у режимі КЗ контактної мережі. При КЗ контактної мережі на перегонах потенціали рейок стрімко зростають і досягають 2,5 – 3,5 кВ.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тому за умовами електробезпеки і рівня ізоляції електроустановок до 1000 В тягові рейки на перегонах не можна використовувати для заземлення КТП. Заземлення КТП на перегонах здійснюють за допомогою штучних заземлювачів із застосуванням заходів за обмеження струмів замикання на землю.

Під час розрахунку заземлювальних пристроїв суттєве значення має питомий опір ґрунту ρ . Величина ρ залежить від складу ґрунту. Внаслідок зміни температури протягом року ρ значно змінюється. Найбільший опір ґрунту має у разі промерзання та в пору найбільшого просихання ґрунту. Тому в розрахунках приймають ρ , які отримані в результаті вимірювань у найбільш жаркий та найбільш холодний час року на місці влаштування заземлювача.

Розглянемо докладніше питання розрахунку і контролю стану заземлюючих пристроїв.

Під час протікання крізь заземлювач значних струмів замикання на землю може бути значне нагрівання ґрунту. Зі зростанням температури ґрунту спочатку відбувається зменшення його опору за рахунок кращого розчинення солей. За високої температури волога випаровується і опір заземлювача збільшується. З метою зменшення опору ґрунту його поливають соленою водою.

Опір землі на ділянці розтікання струму називають опором розтіканню. В розрахунках опір розтіканню відносять не до землі, а до заземлювача. Опір заземлювача визначають за виразом

$$R_{\text{ЗМ}} = U_{\text{ЗМ}} / I_{\text{ЗМ}}, \quad (4.2)$$

де $U_{\text{ЗМ}}$ – напруга на заземлювачі відносно точки нульового потенціалу;

$I_{\text{ЗМ}}$ – струм, що протікає через заземлювач.

Питомий опір ґрунту (в Ом·м) визначають як

$$\rho = R_s^2 / l \quad (4.3)$$

де R – опір ґрунту об'ємом 1 м^3 ;

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

l, s – відповідно довжина та переріз цього об'єму.

Для улаштування штучних заземлювачів використовують металеві труби, кутники, стрижні, що розташовують у відповідності з ПУЕ біля поверхні землі (рис.4.5,*а*) або нижче рівня землі на 0,5 – 0,7 м (рис. 4.5,*б*).

У другому способі заземлення опір заземлювача більш стабільний, бо останній стикається з шарами ґрунту, де відбуваються незначні зміни вологості й температури на протязі року. Якщо одиничний заземлювач не забезпечує необхідного опору, то застосовують складний заземлювальний пристрій: ряд розташованих вертикальних заземлювачів у ряд або за контуром.



Рисунок 4.5- Заземлювач біля поверхні землі (*а*), нижче рівня землі (*б*)

Вибір розмірів вертикальних електродів виконують на основі наступних умов:

- 1) забезпечення потрібного опору заземлювача за найменших витрат металу;
- 2) забезпечення механічної стійкості електрода при зануренні в ґрунт;
- 3) забезпечення стійкості до корозії електродів, розташованих у ґрунті.

Найбільш довговічними заземлювачами є круглі стрижні, що мають найбільшу товщину за найменшої поверхні торкання до ґрунту. Це забезпечує їхню стійкість до корозії порівняно з іншими заземлювачами.

Опір розтіканню струмів у ґрунті сферичного заземлювача у випадку, коли глибина занурення його h в ґрунт значно перевищує радіус заземлювача r ($h \gg r$), знаходять за виразом

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R = \frac{\rho}{4\pi r}. \quad (4.4)$$

Для напівсферичного заземлювача цей опір дорівнює

$$R = \frac{\rho}{2\pi r}. \quad (4.5)$$

У випадку довгого і тонкого круглого електрода використовують формули:
у разі глибокого закладання

$$R = \frac{\rho}{4\pi l} \ln \frac{2l}{d}; \quad (4.6)$$

У разі закладання на глибині h :

$$R = \frac{\rho}{4\pi l} \ln \frac{l^2}{dh}, \quad (4.7)$$

де l – довжина стрижня, d – приведений його діаметр.

Для деяких інших типів заземлювачів розрахункові формули наведено в табл.4.1 [14].

Якщо електроди заземлюючого пристрою з'єднані між собою паралельно і розташовані на близьких відстанях один від одного, то виникає явище взаємного екранування внаслідок накладання електричних полів при розтіканні струму замикання в землю.

Заземлювач з n паралельно ввімкнених електродів має опір

$$R_{\text{зм}} = \frac{R}{K_{\text{в}} n}, \quad (4.8)$$

де $K_{\text{в}}$ – коефіцієнт використання електрода;

R – опір заземлювача, що складається з одного електрода.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В установках напругою понад 1000 В з великими струмами замикання на землю переріз заземлювальних провідників вибирають так, щоб під час протікання ними розрахункових струмів однофазних замикань на землю їхня температура за час до спрацювання захисту не перевищила 400 °С. Тоді переріз металевих провідників визначають за формулою

$$s = I_{\text{розр}} \frac{\sqrt{t_{\text{п}}}}{C}, \quad (4.9)$$

де $I_{\text{розр}}$ – розрахунковий струм через провідник;

$t_{\text{п}}$ – приведений час проходження струму КЗ на землю;

C – стала величина (для сталі $C = 74$, для міді $C = 195$, для кабелів з мідними жилами $C = 182$, для алюмінію та кабелів з алюмінієвими жилами $C = 112$).

Стан заземлювальних пристроїв контролюють зовнішнім оглядом і вимірюванням опору у період найбільш високих та найбільш низьких температур.

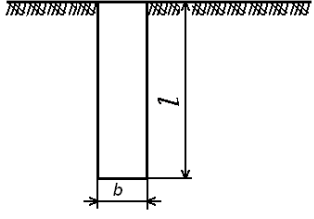
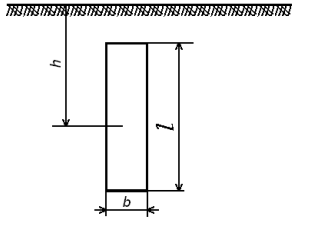
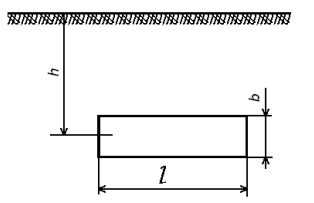
Основні методи вимірювання – це метод амперметра – вольтметра та вимірювання за допомогою спеціальних приладів безпосередньої оцінки – вимірювачів опору заземлення МС – 08, М – 416 та ін.

Схема вимірювання опору заземлення за допомогою амперметра і вольтметра наведена на рис. 4.6. Для вимірювання необхідно мати джерело змінного струму і два допоміжних заземлювача: R_3 – опір зонда, R_d – опір допоміжного електроду.

Кожен з них повинен бути розташований поза зоною розтікання потенціалу двох інших заземлювачів. Опір заземлювача визначають за формулою: $R_x = U_3/I_3$, де U_3 , I_3 – показання вольтметра і амперметра. Вольтметр повинен мати великий внутрішній опір. Щоб похибка вимірювання не перевищувала 10%, потрібне правильне взаємне розташування досліджуваного заземлювача R_x та потенційного електроду (зонда) і додаткового (струмового) електроду.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1 - Опори розтіканню одного електроду

Тип заземлювача	Розташування	Формула	Пояснення
Вертикальний біля поверхні землі		$R = \frac{\rho}{4\pi l} \ln \frac{4l}{d}$	$l > d$
Вертикальний нижче рівня землі		$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h+l}{4h-l} \right)$	$l > d$
Горизонтальний протяжний нижче рівня землі		$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bh}$ (для смугової сталі); $R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{l^2}{bh}$ (для круглої арматури сталі або трубки)	b – ширина смуги; якщо заземлювач круглий діаметром d , то $b = 2d$

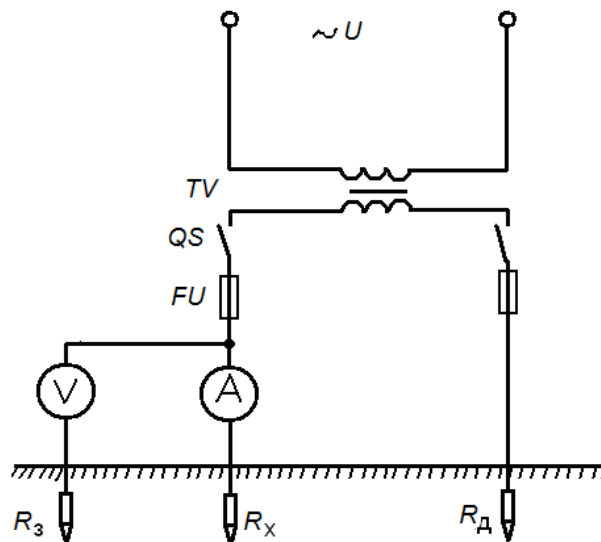


Рисунок 4.6 - Схема вимірювання опору заземлення

Численні розрахунки на ЕОМ і експериментальна перевірка показали, що для складного заземлювача (див. рис. 11.6) допоміжний електрод R_d слід розташовувати на відстані $l_d = 2D$ від краю випробуваного заземлюючого пристрою (D – найбільша діагональ заземлювача), а зонд R_z – за чергою на відстанях $0,4 l_d$, $0,5 l_d$, $0,6 l_d$. Вимірювання опору повинні виконуватись з установкою зонда в кожній зі вказаних точок. Якщо значення опорів при цьому на відстанях $0,4 l_d$ і $0,6 l_d$ не відрізнятимуться більш, ніж на 10%, то за опір заземлюючого пристрою слід приймати значення опору, виміряне з розташуванням зонда на відстані $0,5 l_d$. У протилежному випадку вимірювання повторюють, збільшивши в 1,5 – 2 рази відстань до струмового (додаткового) електроду.

При вимірюванні одиночних вертикальних заземлювачів довжиною до 6 м рекомендується приймати $l_d = 40$ м, а відстань між зондом і заземлювачем – $l_z = 25$ м.

Електропостачання колійного електроінструменту від пересувних бензоелектричних агрегатів здійснюють напругою 220 В з ізольованою нейтраллю генератора. Для таких установок виконується заземлення з металевим зв'язком корпусів електроінструмента і джерела струму або захисне відмикання разом із контролем ізоляції.

Відповідно до ПУЕ допускається не виконувати захисне заземлення в пересувних електроустановках з автономними джерелами електроенергії та ізольованою нейтраллю у випадку, коли електроустановки (не більше двох) живляться від спеціально призначеного для них джерела струму, що не живить інші електроустановки, і знаходяться на відстані не більше 50 м від джерела струму, а корпуси джерела й установки з'єднані за допомогою провідників металевого зв'язку. При цьому можна забезпечити такий постійний контрольований рівень опору ізоляції (за допомогою спеціальних приладів), за якого дотик людини до однієї з фаз електроустановки з ізольованою нейтраллю може бути безпечним [14].

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Критерієм електробезпеки для пересувних електроустановок приймають порогове значення відпускнуго струму, рівне 6 мА. За опором тіла людини близько 6000 Ом такому значенню струму відповідає допустима напруга дотику, рівна 36 В.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		99

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

На підставі виконаних у роботі розрахунків можна зробити наступні висновки. Загальні висновки по роботі.

1. Розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання дозволив обґрунтувати вибір типу контактної підвіски для забезпечення заданих розмірів руху. Зокрема обрано підвіску типу М95+МФ100, в подальшому також проведено механічний розрахунок контактної підвіски. розрахунок струмів короткого замикання та вибір основного обладнання тягової підстанції, виконано проектування сонячної електростанції, розрахунок кабельної лінії електропостачання та вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.

2. Базуючись на розрахунку тягових навантажень та даних про нетягові навантаження здійснено вибір трансформаторів розрахункової тягової підстанції. Зокрема показано що у якості головних знижувальних трансформаторів слід застосувати 2 трансформатори типу ТДТНЖ -80000/110 У1. Живлення мережі напругою 10 кВ запропоновано реалізувати через трансформатори типу ТМ-6300/35У1. Трансформатори власних потреб: ТМЖ-400/35У1. Розрахунки струмів короткого замикання дозволили обґрунтувати вибір вимикачів на приєднаннях підстанції. Результати цього вибору наведено в табл. 2.5.

3. У підрозділі 2.5 цієї кваліфікаційній роботі опрацьовано можливість інтеграції сонячної електростанції до системи тягового електропостачання. Проектування сонячної електростанції (СЕС) виконано у відповідності із вихідними даними наведеними за допомогою програми PVsyst. Структура та основне обладнання проектованої СЕС наведено на рис. 2.21. Розрахунки показали, що для приєднання до РУ-10 кВ тягової підстанції СЕС максимальною потужністю 5000 кВт потрібно улаштування кабельної лінії перерізом 300 мм² у разі використання кабелю з алюмінієвими жилами.

4. Аналіз особливостей конструкції та улаштування заземлювальних пристроїв підстанцій, який проведено у розділі 4, дозволяє зробити висновок про

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

переваги заземлювальних пристроїв контурного типу на основі заземлювачів у вигляді круглих стрижнів як з точки зору захисних властивостей конструкції, так і її довговічності внаслідок підвищеної стійкості до корозії у порівнянні з іншими типами заземлювачів.

Отримані під час виконання роботи навички роботи можуть стати бути застосовані при модернізації, реконструкції та відновленню ділянок системи тягового електропостачання електрифікованих залізниць України.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						101
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Реалізація Програми електрифікації залізниць дозволить зменшити собівартість перевезень на 55%. АТ «Укрзалізниця» : веб-сайт. URL: https://www.uz.gov.ua/press_center/latest_news/archive/main_2011/page-33/310225 (дата звернення: 04.06.2025).

2. Загальна інформація : веб-сайт. URL: https://www.uz.gov.ua/about/general_information (дата звернення: 04.06.2025).

3. Сиченко В. Г., Босий Д. О. Електропостачання залізниць : метод. вказ. до вик. курс. проекту "Розрахунок системи тягового електропостачання". Дніпро : Вид-во Дніпропетр. нац. ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2008. 43 с.

4. ЦЕ – 0023. Правила улаштування та технічного обслуговування контактної мережі електрифікованих залізниць. Затверджені наказом Укрзалізниці № 546-Ц від 20.11.2007 р. Київ Укрзалізниця, 2007. 208 с.

5. Дьяков В. О., Босий Д. О., Антонов А. В. Контактна мережа електрифікованих залізниць. Улаштування контактної мережі: навч. посіб. Дніпро: вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. 228 с.

6. Друбецька Т. І., Бойко А. М. Тягові підстанції електрифікованих залізниць: навч. посіб. Київ: видавець ФОП Піча Ю.В., 2022. 338 с.

7. Козлов В. Д., Захарченко В. П., Тачиніна О. М. Електрична частина станцій та підстанцій: підручник / за заг. ред. В. Д. Козлова. Київ : НАУ, 2018. 312 с.

8. Проектування систем енергопостачання: навч.-практ. посібн. / за ред. Д. О. Босого. Дніпро : УДУНТ, 2024. 175 с.

9. Правила улаштування електроустановок . Затв.: Наказ Міністерства енергетики України 21.07.2017. № 476/ НПЦР ОЕС України. Київ Міністерства енергетики України, 2017. 617 с.

10. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова (зі змінами). Затв.: Наказ Міністерства енергетики України 26.01.2017. № 82/ НПЦР ОЕС України. Київ Міністерства енергетики України, 2017. 146 с.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT). Чинний від 2023-08-12. Вид. офіц. Київ : УкрНДНЦ, 2023. 32 с.

12. Проектування електроенергетичних і електромеханічних систем та пристроїв. Релейний захист: навч. посіб. / Є.І. Сокол та ін. - Харків: ФОП Бровін О.В., 2020. 128 с.

13. ГКД 34.20.172-95 Типова інструкція по компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6-35 кВ. Затв.: Наказ Міністерства енергетики та електрифікації України 06.02.1995. Київ НІЦ «Електромережа», НДІ Енергетики, 1995. 13 с.

14. Електропостачання промислових підприємств залізничного транспорту: навч. посіб. для вузів / Бондар І. Л., Бондар О. І., Сиченко В. Г., Остапчук О. В. Дніпропетровськ : Маковецький, 2012. 286 с.

					02.15.ЕС22160.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		