

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

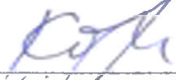
Управління енергетичними процесами
(назва факультету)

Інтелектуальні системи енергопостачання
(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
бакалавра
(ступінь вищої освіти)

Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної
між підстанціями 110 кВ Осикувата-Ім. Т. Шевченка. Автоматична
ація реактивної потужності
вою програмою Електротехнічні системи електроспоживання
льності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студент групи ЕС20160:


(підпис студента)

/ Ольга КОСЕНOK /
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)


(підпис)

/ професор Дмитро БОСИЙ /
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

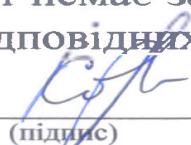
нтролер:


(підпис)

/ доцент Олександр ЖЕВЖИК /
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

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

Студент


(підпис)

Дніпро – 2023 рік

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

Energy process management

(faculty)

Intellectual power supply systems

(department)

Explanatory Note

to Master's Thesis

of Bachelor

(higher education degree)

on the topic: Calculation of the power supply system for the part of the power system between 110 kV substations Osikuvata-Im. T. Shevchenko. Automatic reactive power compensation

according to educational curriculum Electrical power consumption systems

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

(speciality and its code)

Done by the student of the group EC20160:

/ Olha KOSENOK /
(name, surname)

Scientific Supervisor:

/ Prof. Dmytro BOSY /
(position, name, surname)

Normative controller:

/Ass. Prof. Oleksandr ZHEVZHYK /
(position, name, surname)

Міністерство освіти і науки України

Український державний університет науки і технологій

Факкультет: Управління енергетичними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Бакалавр

Світня програма: Електротехнічні системи електроспоживання

Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(ШИФР ТА НАЗВА)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ


(підпис)

Дмитро БОСИЙ
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата 06.02.23

ЗАВДАННЯ

Кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти,

пці

Косенок Ользі Олексіївні

(Прізвище, Ім'я По батькові)

Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної мережі між підстанціями 110 кВ Осикувата-Ім. Т. Шевченка. Автоматична компенсація реактивної потужності

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

Замовлено наказом від 06.02.2023 р. № 142ст
Завдання подання студентом 12.06.2023 р.

Вихідні дані до кваліфікаційної роботи відповідно до варіанту, дані відкритих джерел інформації
Пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

Тема електропостачання: розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання, вибір контактної мережі, механічний розрахунок тягової підвіски

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

Тягомережі та релейний захист: розрахунок кабельної лінії

Пересилання, вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Візуальне завдання: Автоматична компенсація реактивної потужності
Графічний матеріал (з точним зазначенням обов'язкових елементів): графіки струмів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів, графіки

ів фідерів тягових підстанцій, монтажні криві для контактної підвіски,
днійна розрахункова схема тягових підстанцій, схеми заміщення при
гунку струмів к.з., звіт проекту сонячної електростанції з програми

дні дані до роботи:

т пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

ове електропостачання: розрахунок навантажень на систему тягового
опостачання, вибір контактної мережі, механічний розрахунок
отної підвіски

ектричні підстанції та станції: вибір основного обладнання тягової
ції, розрахунки струмів короткого замикання, проектування сонячної
останції

ектромережі та релейний захист: розрахунок кабельної лінії

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
ягове електропостачання	11.03.2023	
лектричні підстанції та станції	15.04.2023	
лектромережі та релейний захист	16.04.2023	
дивідуальне завдання	26.05.2023	
одання кваліфікаційної роботи до кафедри	12.06.2023	
хист кваліфікаційної роботи на засіданні заменаційної комісії	27.06.2023	

Студент


(підпис)

Ольга КОСЕНОК
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи


(підпис)

Дмитро БОСИЙ
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ЗМІСТ

І	7
ОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	8
Струморозподіл у тяговій мережі	8
1 Навантаження тягових підстанцій	8
2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму	14
3 Переріз контактної мережі	18
4 Визначення питомих річних втрат електроенергії	18
5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом	22
Механічний розрахунок анкерної ділянки	23
СТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ	30
Розрахунок потужності трансформаторів	30
Розрахунок струмів к.з.	33
Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань	44
Вибір електричних апаратів вище 1000 В	45
Проектування сонячної електростанції	48
СТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	57
Розрахунок кабельної лінії електропересилання	57
Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії	65
ВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ	74
ВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ	84
К ПОСИЛАНЬ	85

			02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ		
Відомості	Підпис	Дата	Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Осикувата-Ім. Т. Шевченка. Автоматична компенсація реактивної потужності		
			Літера	Аркуш	Аркушів
				6	85
			МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС20160		

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра: 85с., 23 рис., 31 табл., 7 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Осикувата-Ім. Т. Шевченка.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями 110 кВ Осикувата-Ім. Т. Шевченка.

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

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

Результатами роботи являються визначені значення струмів фідерів та підстанцій, струмів короткого замикання на всіх приєднаннях, вибір трансформаторів, вимикачів та роз'єднувачів, визначення обладнання для сонячних станцій. Дані результати можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Осикувата-Ім. Т. Шевченка.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОНТАКТНА МЕРЕЖА, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.

ВСТУП

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

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		7

1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Струморозподіл у тяговій мережі

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

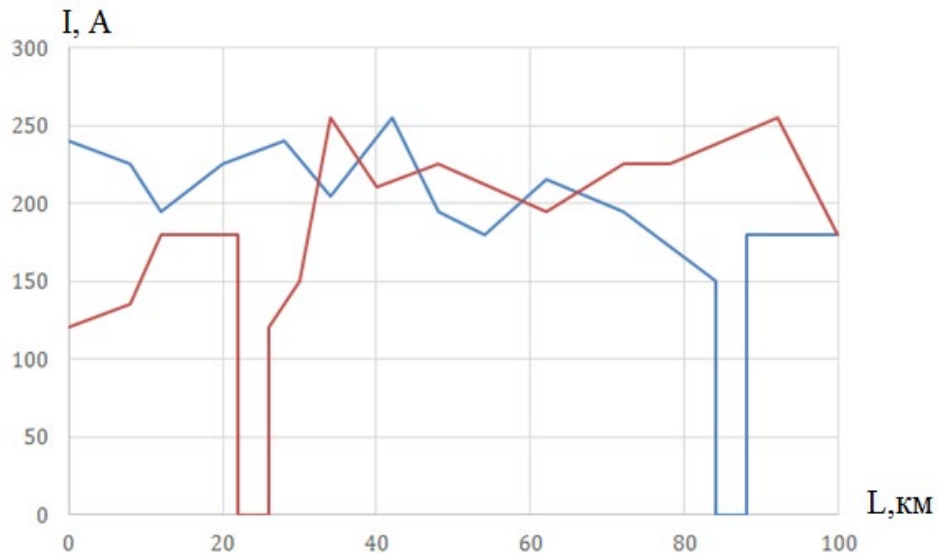


Рисунок 1.1 – Струмові навантаження поїздів на ділянці

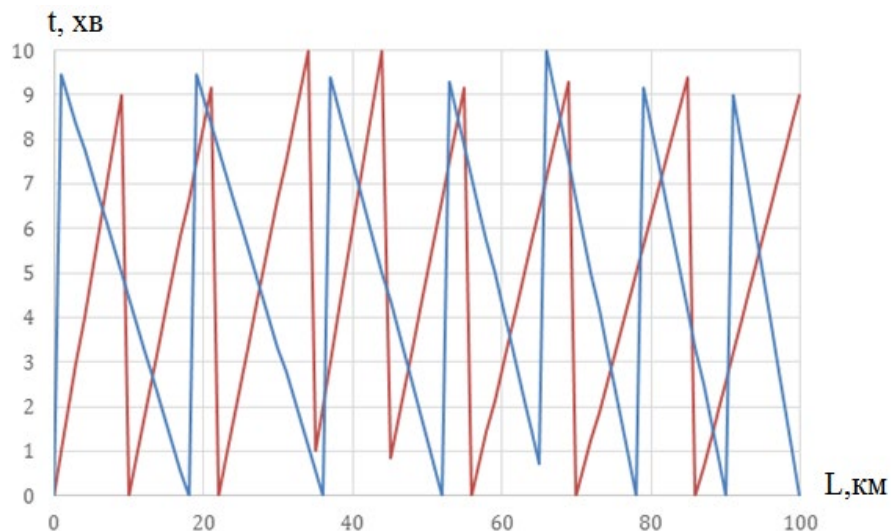


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		8

$$I_1 = 197,1 \text{ A}; \quad I_2 = 226,7 \text{ A}; \quad I_3 = 96,5 \text{ A}; \quad I_4 = 126,6 \text{ A}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 238,4 \text{ A}; \quad I_{e2} = 254,7 \text{ A}; \quad I_{e3} = 122,1 \text{ A}; \quad I_{e4} = 126,1 \text{ A}.$$

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

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

Середній струм фідера підстанції визначається за формулою:

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

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

У свою чергу

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

де J – мінімальний міжпоїзний інтервал, хв;

N – добова кількість поїздів на ділянці, пар;

N_0 – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар:

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
						9
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

$$n_{01} = \frac{44,3}{10} = 4,43 \text{ пар};$$

$$n_{02} = \frac{20,4}{10} = 2,04 \text{ пар};$$

$$n_{03} = \frac{29,2}{10} = 2,92 \text{ пар};$$

$$n_{04} = \frac{23,6}{10} = 2,36 \text{ пар}.$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення:

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

2) для двостороннього живлення:

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		10

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{4,43 \cdot 85 \cdot 197,1}{144} = 515,4 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,04 \cdot 85 \cdot 226,7}{144} = 273 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{2,92 \cdot 85 \cdot 96,5}{144} = 166,3 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,36 \cdot 85 \cdot 126,6}{144} = 176,4 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4,43 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 238,4^2 + \frac{2,92 \cdot \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 197,1^2} = 619,6 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,04 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 254,7^2 + \frac{2,92 \cdot \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 226,7^2} = 360,5 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,92 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 122,1^2 + \frac{2,92 \cdot \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 96,5^2} = 222 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,36 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 126,1^2 + \frac{2,92 \cdot \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 126,6^2} = 207,5 \text{ A}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{4,43 \cdot 130 \cdot 197,1}{144} = 788,3 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,04 \cdot 130 \cdot 226,7}{144} = 417,5 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{2,92 \cdot 130 \cdot 96,5}{144} = 254,4 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,36 \cdot 130 \cdot 126,6}{144} = 269,7 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4,43 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 238,4^2 + \frac{2,92 \cdot \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 197,1^2} = 858,7 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,04 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 254,7^2 + \frac{2,92 \cdot \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 226,7^2} = 468,7 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,92 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 122,1^2 + \frac{2,92 \cdot \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 96,5^2} = 295,9 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,36 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 126,1^2 + \frac{2,92 \cdot \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 126,6^2} = 277,2 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{\phi 1} = \frac{4,43 \cdot 144 \cdot 197,1}{144} = 873,2 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,04 \cdot 144 \cdot 226,7}{144} = 462,5 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{2,92 \cdot 144 \cdot 96,5}{144} = 281,8 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,36 \cdot 144 \cdot 126,6}{144} = 298,8 \text{ A};$$

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4,43 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 238,4^2 + \frac{2,92 \cdot \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 197,1^2} = 932 \text{ A};$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,04 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 254,7^2 + \frac{2,92 \cdot \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 226,7^2} = 500,5 \text{ A};$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,92 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 122,1^2 + \frac{2,92 \cdot \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 96,5^2} = 318,1 \text{ A};$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,36 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 126,1^2 + \frac{2,92 \cdot \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 126,6^2} = 298,1 \text{ A}.$$

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		13

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

де v – кількість фідерів даного плеча живлення, шт.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{лив} = 515,4 + 273 = 788,4 \text{ А};$$

$$I_{нр} = 166,3 + 176,4 = 342,7 \text{ А};$$

$$I_{елів} = \sqrt{788,4^2 + (619,6^2 + 360,5^2) - (515,4^2 + 273^2)} = 891,78 \text{ А};$$

$$I_{енр} = \sqrt{342,7^2 + (222^2 + 207,5^2) - (166,3^2 + 176,4^2)} = 388,6 \text{ А}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{лив} = 788,3 + 417,5 = 1205,8 \text{ А};$$

$$I_{нр} = 254,4 + 269,7 = 524,1 \text{ А};$$

$$I_{елів} = \sqrt{1205,8^2 + (858,7^2 + 468,7^2) - (788,3^2 + 417,5^2)} = 1270,9 \text{ А};$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

$$I_{enp} = \sqrt{524,1^2 + (295,9^2 + 277,2^2) - (254,4^2 + 269,7^2)} = 549,2 \text{ А};$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{лив} = 873,2 + 462,4 = 1335,7 \text{ А};$$

$$I_{np} = 281,8 + 298,8 = 580,6 \text{ А};$$

$$I_{елив} = \sqrt{1335,7^2 + (932^2 + 500,5^2) - (873,2^2 + 462,5^2)} = 1388,1 \text{ А};$$

$$I_{enp} = \sqrt{580,6^2 + (318,1^2 + 298,1^2) - (281,8^2 + 298,8^2)} = 598,7 \text{ А}.$$

1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз *a* і *c*

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

– для фази *b*

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

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз *a* і *c*

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		15

– для фази b

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

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

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 788,4^2 + 342,7^2 + 2 \cdot 788,4 \cdot 342,7} = 591,1 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{788,4^2 + 342,7^2 - 788,4 \cdot 342,7} = 228,2 \text{ А};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 342,7^2 + 788,4^2 + 2 \cdot 788,4 \cdot 342,7} = 425,8 \text{ А};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 891,7^2 + 388,6^2 + 2 \cdot 788,4 \cdot 342,7} = 655,9 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{891,7^2 + 388,6^2 - 788,4 \cdot 342,7} = 274,1 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 388,6^2 + 891,7^2 + 2 \cdot 788,4 \cdot 342,7} = 464,2 \text{ А}.$$

Режим згущення поїздів:

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1205,8^2 + 524,1^2 + 2 \cdot 1205,8 \cdot 524,1} = 904 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1205,8^2 + 524,1^2 - 1205,8 \cdot 524,1} = 349,1 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 524,1^2 + 1205,8^2 + 2 \cdot 1205,8 \cdot 524,1} = 651,2 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1270,9^2 + 549,2^2 + 2 \cdot 1205,8 \cdot 524,1} = 1061,9 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1270,9^2 + 549,2^2 - 1205,8 \cdot 524,1} = 403,87 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 549,2^2 + 1270,9^2 + 2 \cdot 1205,8 \cdot 524,1} = 831,3 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1335,6^2 + 580,6^2 + 2 \cdot 1335,6 \cdot 580,6} = 1001,3 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1335,6^2 + 580,6^2 - 1335,6 \cdot 580,6} = 386,65 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 580,6^2 + 1335,6^2 + 2 \cdot 1335,6 \cdot 580,6} = 721,3 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1388,1^2 + 598,7^2 + 2 \cdot 1335,6 \cdot 580,6} = 1033,7 \text{ A};$$

					02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		17

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1388,1^2 + 598,7^2 - 1335,6 \cdot 580,6} = 409,6 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 598,7^2 + 1388,1^2 + 2 \cdot 1335,6 \cdot 580,6} = 738,7 \text{ А}.$$

Результати розрахунку струмозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струмозподілу

Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
Фідер 1	515,4	619,6	788,3	858,7	873,2	932
Фідер 2	273	360,5	417,5	468,7	462,5	500,5
Фідер 3	166,3	222	254,4	295,9	281,8	318,1
Фідер 4	176,4	207,5	269,7	277,2	298,8	298,1
Ліве плече	788,4	891,7	1205,8	1270,9	1335,6	1388,1
Праве плече	342,7	388,6	524,1	549,2	580,6	598,7
Фаза «а»	591	655,9	903,9	944,4	1001,3	1033,7
Фаза «b»	228,2	274,1	349,1	377,9	386,7	409,6
Фаза «с»	425,8	464,2	651,2	673,8	721,3	738,7

1.1.3 Переріз контактної мережі

Зі збільшенням перерізу проводів контактної мережі зменшуються витрати, пов'язані з оплатою втрат електроенергії в тяговій мережі, але зростають капітальні витрати. Таким чином, змінюючи переріз проводів контактної мережі, за деякого значення досягається оптимум, коли приведені щорічні

витрати найменші. Такий переріз контактної мережі є економічно доцільним та визначається виразом:

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

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

B_0 – питомі річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на фідерній зоні, $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{Ом}\cdot\text{рік}$:

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

де ΔW_p – річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на міжпідстанційній зоні, $\text{кВт}\cdot\text{год}$;

ℓ – довжина міжпідстанційної зони, км ;

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

1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		19

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

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

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

T – розрахунковий період, год;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		20

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

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

$$I_{неп} = \frac{1}{2 \cdot 44,3} \left[(120 + 135)3 + (135 + 180)3,7 + (180 + 180)8,3 + (120 + 150)3,3 + \right. \\ \left. (150 + 255)3,3 + (255 + 210)6 + (210 + 225)7,3 + (225 + 195)5,8 \right];$$

$$I_{неп} = 175,5 \text{ А};$$

$$I_{нар} = \frac{1}{2 \cdot 29,2} \left[(240 + 225)1,7 + (225 + 195)2,2 + (195 + 225)4,4 + (225 + 240)4,4 + \right. \\ \left. (240 + 205)3,3 + (205 + 255)4,9 + (255 + 195)3,8 + (195 + 180)3,9 + \right. \\ \left. (215 + 180)0,7 \right];$$

$$I_{нар} = 218,8 \text{ А}.$$

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

$$W_{неп} = 175,5 \cdot 25 \cdot 0,683 = 2996,7 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$W_{нар} = 218,8 \cdot 25 \cdot 0,487 = 2663,9 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_m = 2996,7 \cdot 85 + 2663,9 \cdot 85 = 481151 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Тоді для вузлової схеми:

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
						21
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 481151^2}{24 \cdot 25^2} \left[2,95 \left[\frac{24}{85 \cdot 0,683 + 85 \cdot 0,487} + 0,46 \left(0,25 - \frac{0,167}{0,738 + 0,487} \right) \right] \right];$$

$$B_0 = 717523 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

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

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{717523} = 389,6 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{389,6}{2} = 194,8 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

Для трьохвузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 481151^2}{24 \cdot 25^2} \left[\frac{24}{85 \cdot 0,683 + 85 \cdot 0,487} + 0,46 \left(1 - \frac{0,167}{0,738 + 0,487} \right) \right];$$

$$B_0 = 660369 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{660369} = 374 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{374}{2} = 187 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

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

Таблиця 1.2 – Параметри контактної мережі

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

1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом

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

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

Розрахунковий струм фідера:

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		23

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

$$\alpha = \frac{0,738}{0,683} = 1,081;$$

$$k_{\phi} = \frac{0,36 \cdot 1,081^2}{4,43} + 1 = 1,095;$$

$$I_{роз} = 788,3 \cdot 2,0 \cdot 1,095 = 1725 \text{ А} > 1060 \text{ А}.$$

Умова перерізу контактної підвіски за нагрівом не виконується, тому приймаємо тип контактної підвіски М95+МФ-100+2А185, для якої тривалий допустимий струм при 15 % зношенні контактного проводу - 1820 А.

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

Довжина еквівалентного прогону:

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

де ℓ_i – довжина i -го прогону, м;

ℓ_a – довжина анкерної ділянки, м.

Підставляючи значення у формулу (1.21) отримаємо:

$$\ell_e = \sqrt{\frac{2 \cdot 70^3 + 3 \cdot 60^3 + 15 \cdot 50^3 + 4 \cdot 55^3}{2 \cdot 70 + 3 \cdot 60 + 15 \cdot 50 + 4 \cdot 55}} = 54,8 \text{ м}.$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		24

Розрахунковий режим визначається за формулою:

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

$$\ell_{кр} = 1600 \cdot \sqrt{408 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(-5 - (-35))}{5,61^2 - 1,807^2}} = 33,3 \text{ м.}$$

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

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

$$A = -5 - \frac{5,61^2 \cdot 54,8^2}{408 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{1600}{20,37} = -16,94 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$B = \frac{1,807^2 \cdot 54,8^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,4034 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}.$$

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

Таблиця 1.3 – Результати розрахунків

T_x , даН	1600	1400	1200	1000	800	600	400
t_x , $^\circ\text{C}$	-86,1	-73,4	-59,2	-42	-18,7	20,4	113,6

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину:

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

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

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

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

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

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

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу:

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

Значення T_0 підбираємо ітераційним методом: $T_0 = 759$ даН.

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

$$t_z = A + \frac{B_z}{T_z^2} - \frac{T_z}{\alpha ES}; \quad (1.29)$$

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

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

$$B_z = \frac{5,61^2 \cdot 54,8^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,316 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{С};$$

$$T_z = 1600 \text{ даН.}$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

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

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

$$B_v = \frac{2,006^2 \cdot 54,8^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,9618 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{С};$$

$$T_v = 719 \text{ даН.}$$

Стріла прогину контактного проводу:

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

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.33) отримаємо:

$$f_{xi} = \frac{1,807(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(932 + 1000)} \left(1 - \frac{932}{759} \right) = -0,067 \text{ м.}$$

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

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

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

H – натяг ресорного троса, даН.

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

$$F_{xn} = \frac{1}{932} \left(\frac{1,807 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,067) 1000 \right) = 1,372 \text{ м.}$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		28

Натяг ненавантаженого несучого троса:

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

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

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

$$B_p = \frac{0,834^2 \cdot 54,8^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 5,1196 \cdot 10^6 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{С};$$

$$T_{px} = 631 \text{ даН.}$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса:

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

Підставляючи значення у формулу (1.37) отримаємо:

$$F_{pxn} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 631} = 0,81 \text{ м.}$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		29

Таблиця 1.4 – Монтажна таблиця

$t_x, ^\circ\text{C}$	-35	-30	-20	-10	0	10	20	30
$T_x, \text{даН}$	932	887	809	744	689	641	601	567
$f_x, \text{м}$	-0,067	-0,05	-0,021	0,006	0,031	0,053	0,073	0,091
$F_{xn}, \text{м}$	1,372	1,423	1,523	1,62	1,714	1,807	1,894	1,976
$T_{px}, \text{даН}$	631	578	492	428	380	342	313	289
$F_{px}, \text{м}$	0,81	0,884	1,038	1,194	1,344	1,494	1,632	1,768

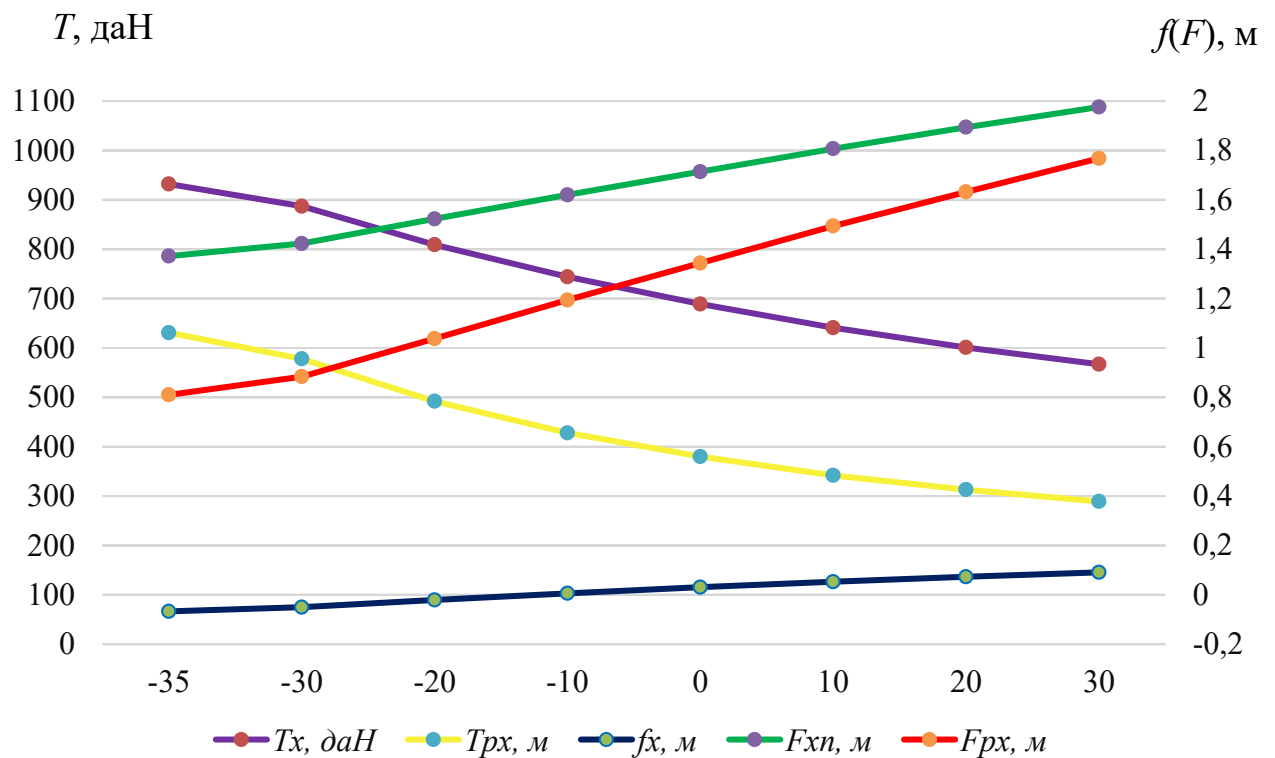


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис. 2.1.

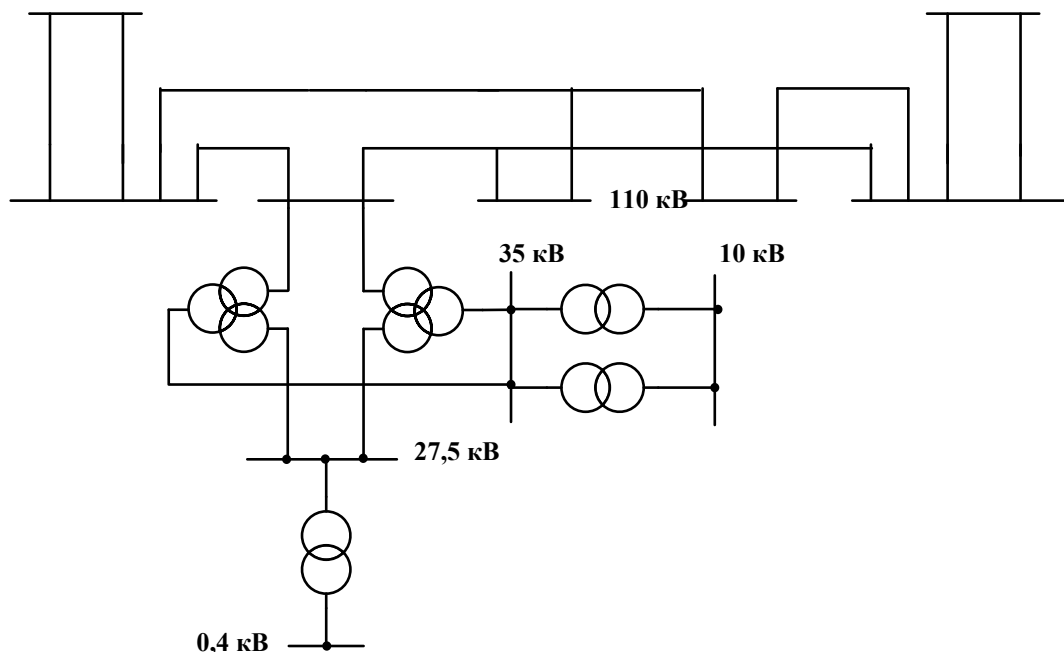


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

Максимальна потужність на шинах 27,5 кВ:

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

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

$S_{\text{тсн}}$ - потужність трансформаторів власних потреб, кВА;

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

Потужність тягового навантаження:

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

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

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

$I''_{\text{д}}$ - ефективний струм найменш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

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

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

Або перетворивши формулу (2.2) отримаємо:

$$S_{\text{Т}} = (2S' + 0,65S'')k_{\text{нр}}k_{\text{ку}};$$

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

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

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

Відповідно до (2.1) отримаємо:

$$S_{\text{max27,5}} = 18530 + 400 + 250 = 19180 \text{ кВА}.$$

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

$$S_{\text{max35}} = 0,2 \cdot 18530 = 3706 \text{ кВА};$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		32

$$S_{\max 10} = 0,1 \cdot 18530 = 1853 \text{ кВА.}$$

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

Тоді отримаємо:

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

$$S_{ш. \max 35} = (2500 + 3706) \cdot 0,95 = 5895,7 \text{ кВА.}$$

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

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

$$S_{\text{розрах. max}} = (19180 + 5895,7) \cdot 0,95 = 23821 \text{ кВА.}$$

Результати вибору трансформаторів зведемо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Вибрані трансформатори та їх паспортні дані

№ п/п	Тип трансформатора	Кількість	U_1 , кВ	U_2 , кВ	U_3 , кВ	U_k , %			Схема з'єднання
						В-С	В-Н	С-Н	
1	ТДТНЖ 25000/110 У1	2	115	38,5	27,5	18	10,5	6,8	$Y_0 / Y_H / \Delta_0 - 11$
2	ТМ - 2500/35 У1	2	35		10,5		6,5		$Y / \Delta - 11$
3	ТМ-400/10 У1	2	10		0,4		4,5		$Y / Y_0 - 0$

Потужність підстанції:

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

2.2 Розрахунок струмів к.з.

Схема заміщення представлена на рис.2.2.

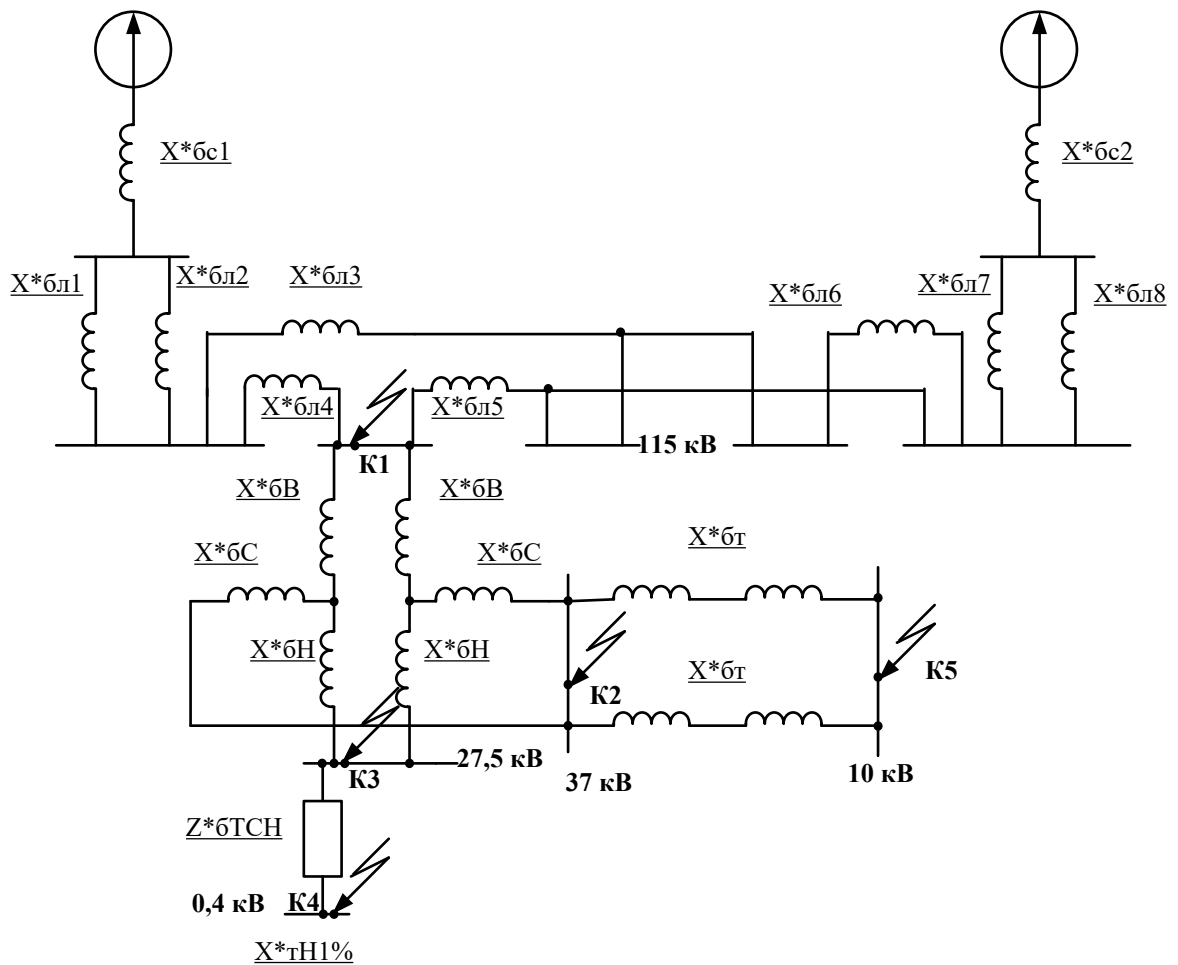


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

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

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

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

Базисний струм знаходимо за формулою:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cr}}. \quad (2.3)$$

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_K = \frac{I_6}{x_{*6}}. \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*6сист} = \frac{S_6}{S_K}. \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис. 2.3.

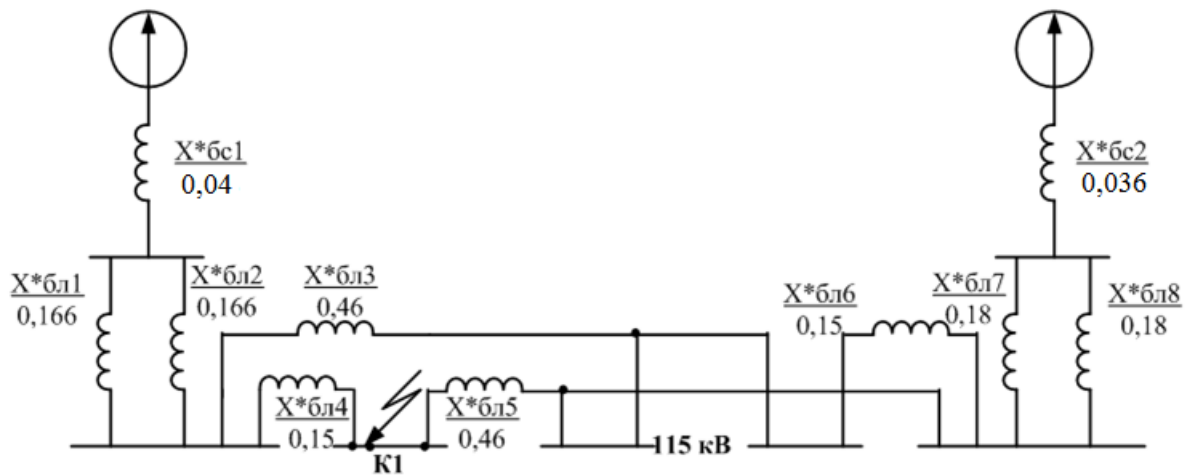


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$x_{*6сист1} = \frac{100}{2300} = 0,043.$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*6сист2} = \frac{100}{2600} = 0,038.$$

Базисний струм:

$$I_{61} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.ш.110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Опори ліній:

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

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		36

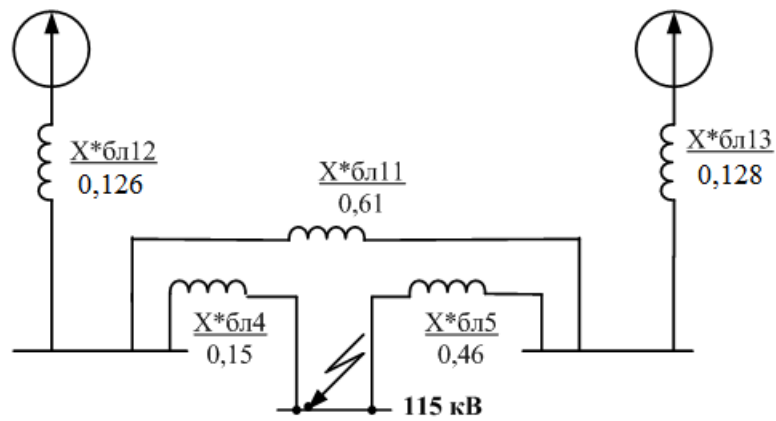


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

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

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

$$X_{*бл12} = X_{*бл1} + X_{*бл9} = 0,043 + 0,083 = 0,126;$$

$$X_{*бл13} = X_{*бл2} + X_{*бл10} = 0,038 + 0,09 = 0,128.$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис. 2.5.

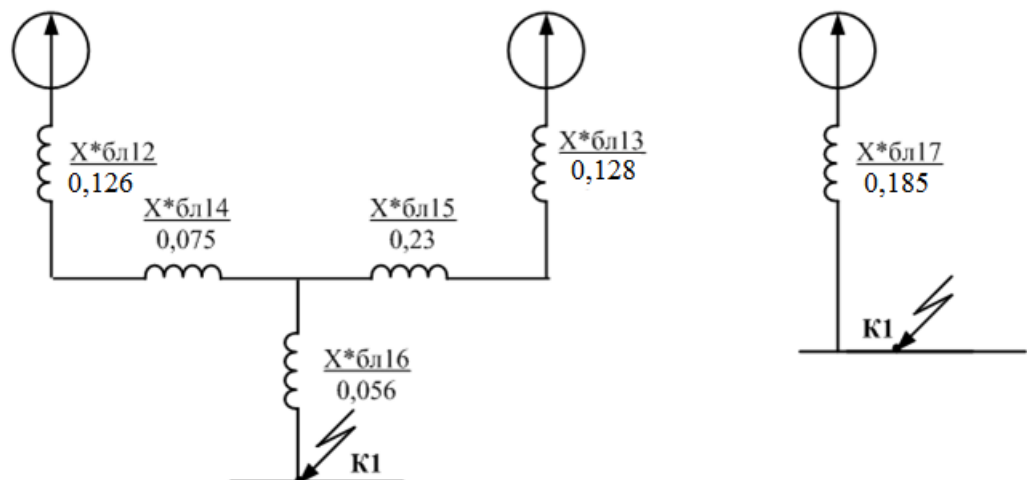


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

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

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

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

$$\begin{aligned} X_{\delta l17}^* &= X_{\delta l16}^* + \frac{(X_{\delta l12}^* + X_{\delta l14}^*) \cdot (X_{\delta l13}^* + X_{\delta l15}^*)}{X_{\delta l12}^* + X_{\delta l14}^* + X_{\delta l13}^* + X_{\delta l15}^*} = \\ &= 0,056 + \frac{(0,126 + 0,075) \cdot (0,128 + 0,23)}{0,126 + 0,075 + 0,128 + 0,23} = 0,185. \end{aligned}$$

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

$$I_{K1} = \frac{I_{\delta 1}}{X_{\delta K1}^*} = \frac{0,502}{0,185} = 2,71 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{K1} = 2,55 \cdot 2,71 = 6,91 \text{ кА};$$

$$I_{Kycm1} = 1,52 \cdot I_{K1} = 1,52 \cdot 2,71 = 4,12 \text{ кА.}$$

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

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

$$u_{KV} = 0,5 \cdot (u_{KBC} + u_{KVH} - u_{KCH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 6,5) = 10,75;$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		38

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

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

Визначимо опір обмоток трансформатора:

$$X_{*6В} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр.}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43;$$

$$X_{*6Н} = \frac{u_{кН}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр.}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27;$$

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

Схема заміщення до точки к2 представлена на рис.2.6.

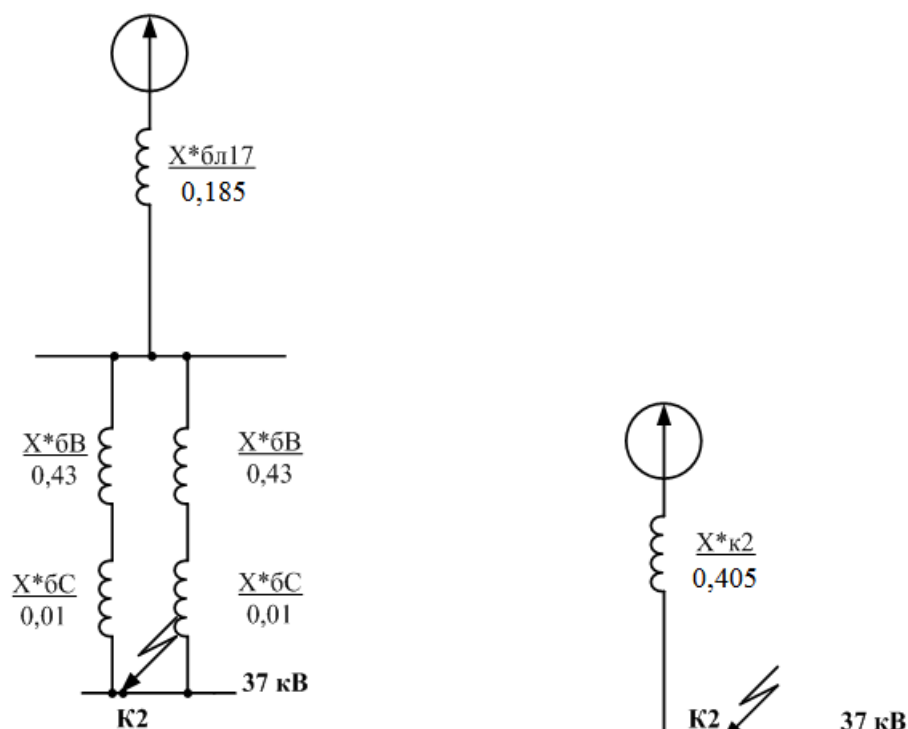


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

$$X_{*\delta K2} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta C}}{2} = 0,185 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,405.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{к2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{*\delta K2}} = \frac{1,56}{0,405} = 3,85 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{к2} = 2,55 \cdot 3,85 = 9,82 \text{ кА};$$

$$I_{K_{уст2}} = 1,52 \cdot I_{к2} = 1,52 \cdot 3,85 = 5,85 \text{ кА}.$$

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

Схема заміщення до точки к3 представлена на рис. 2.7.

Загальний опір визначається:

$$X_{*\delta K3} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta H}}{2} = 0,185 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,535.$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		40

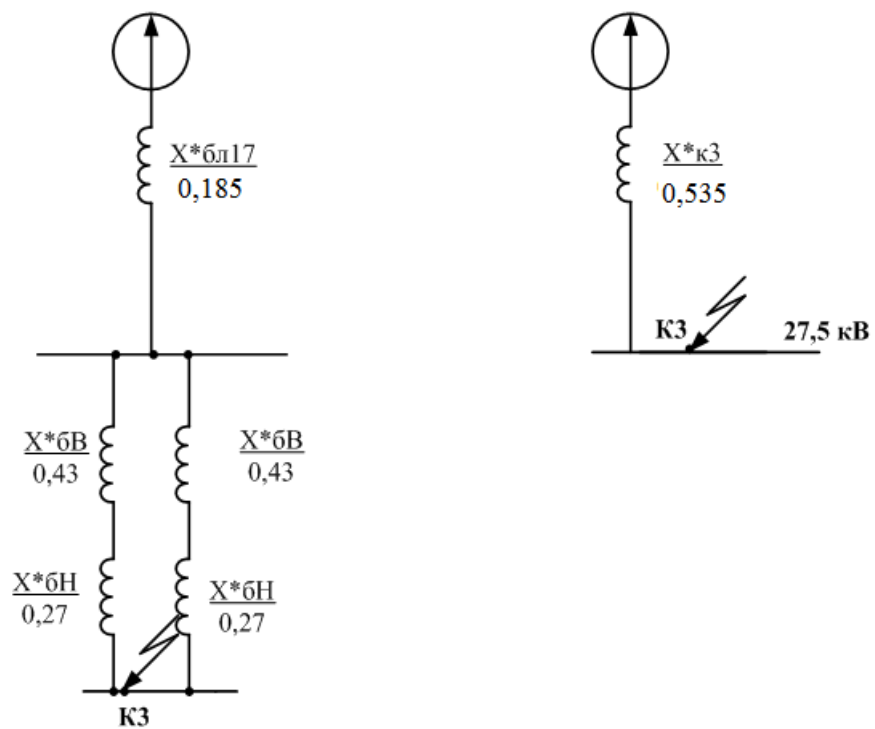


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки К3

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{к3} = \frac{I_{б3}}{X_{*бк3}} = \frac{2}{0,535} = 3,74 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{к3} = 2,55 \cdot 3,74 = 9,54 \text{ кА;}$$

$$I_{Kуст3} = 1,52 \cdot I_{к3} = 1,52 \cdot 3,74 = 5,68 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К4, на ТВП сторона 0.4 кВ.

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

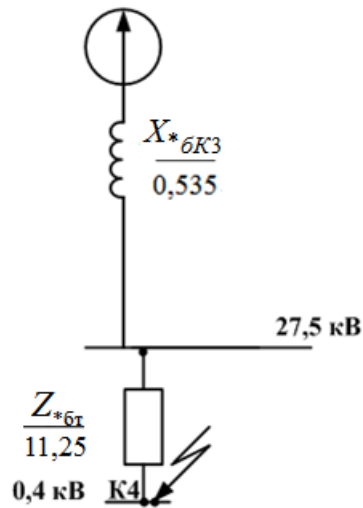


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{\delta m}^* = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр.}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25;$$

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

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

$$Z_{\delta m\Sigma}^* = \sqrt{(X_{\delta K3}^* + X_{\delta m}^*)^2 + R_{\delta m}^{*2}} = \sqrt{(0,535 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 11,75.$$

Визначимо базисний струм для точки К4:

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці К4:

$$I_{\kappa 4} = \frac{I_{\delta 4}}{Z_{* \delta m \Sigma}} = \frac{144,34}{11,75} = 12,32 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К4:

$$i_{y4} = 1,84 \cdot I_{\kappa 4} = 1,84 \cdot 12,32 = 22,67 \text{ кА;}$$

$$I_{Kycm4} = 1,52 \cdot I_{\kappa 4} = 1,52 \cdot 12,32 = 18,73 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К5, на шинах 10 кВ.

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

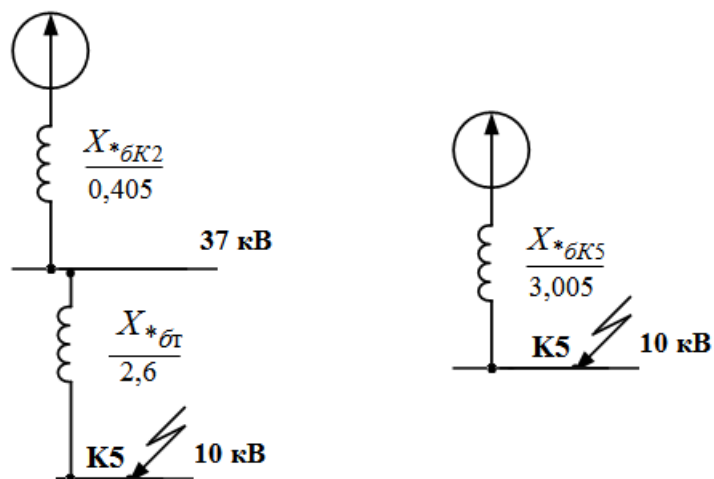


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

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

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

$$X_{* \delta K5} = X_{* \delta K2} + X_{* \delta T} = 0,405 + 2,6 = 3,005.$$

Визначимо базисний струм для точки к5:

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці к5:

$$I_{к5} = \frac{I_{\delta 5}}{X_{* \delta K5}} = \frac{5,5}{3,003} = 1,832 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y5} = 2,55 \cdot I_{к5} = 2,55 \cdot 1,83 = 4,67 \text{ кА;}$$

$$I_{Kycm5} = 1,52 \cdot I_{к5} = 1,52 \cdot 1,83 = 2,78 \text{ кА.}$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_{к} = I_{к}^2 (t_{откл} + T_a);$$

$$K1: B_{к} = 2,71^2 (2 + 0,05) = 15,06 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K2: B_{к} = 3,85^2 (1,5 + 0,05) = 23 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K3: B_{к} = 3,74^2 (0,5 + 0,05) = 7,7 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K4: B_{к} = 12,32^2 (0,5 + 0,05) = 83,48 \text{ кА}^2\text{с;}$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		44

$$K5: B_k = 1,83^2(1,5 + 0,05) = 5,19 \text{ кА}^2\text{с.}$$

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

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків точок к. з.

Точки короткого замикання	Струми короткого замикання при $S_6=100 \text{ МВА}$				
	$I_{\sigma}, \text{кА}$	$I_k, \text{кА}$	$I_{K_{уст}}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2\text{с}$
K1	0,502	2,71	4,12	6,91	15,06
K2	1,56	3,85	5,85	9,82	23
K3	2	3,74	5,68	9,54	7,7
K4	144,34	12,32	18,73	22,67	83,48
K5	5,5	1,83	2,78	4,67	5,19

2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Розрахунок максимальних робочих струмів зведемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Максимальні робочі струми приєднань

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

Закінчення таблиці 2.3

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

2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

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

$$I_{відкл. max} \geq I_k,$$

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

I_k - струм к.з., кА.

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

$$1) U_{ном} \geq U_p;$$

$$2) I_{ном} \geq I_p;$$

$$3) I_{номвідкл} \geq I_k;$$

$$4) i_{\partial} \geq i_{y\partial};$$

$$5) I_T^2 \cdot t_T \geq B_k;$$

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

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ:

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

$$B_{кдон} = I_T^2 \cdot t_T = 37,094 \cdot 2,58 = 3549,99 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Подальші розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

Вибір роз'єднувачів.

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

$$1) U_{ном} \geq U_p;$$

$$2) I_{ном} \geq I_p;$$

$$3) i_{\partial} \geq i_{y\partial};$$

$$4) I_T^2 \cdot t_T \geq B_k;$$

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

Аналогічно попередньому випадку необхідно перерахувати тепловий імпульс. Для вводу 110 кВ:

$$B_{кдон} = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 2,58 = 2201,06 \text{ кА}^2\text{с}.$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		47

Подальші розрахунки та вибір роз'єднувачів зведемо до таблиці 2.5.

Таблиця 2.4 – Вибрані вимикачі

№	Найменування приєднань	Тип вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних				
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{\partial}}{I_y}$	$\frac{I_{ном.відк}}{I_k}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	ВГТ-110 П*-40/2500 У1	110	2500	102	40	3550
			110	367,8	6,91	2,71	15,06
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578,05	9,82	3,85	23
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	735,7	9,54	3,74	7,7
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	18	9,82	3,85	23
5	Споживачі 10 кВ	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	37,4	4,67	1,83	5,19
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	57,8	9,82	3,85	23
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	121,7	9,54	3,74	7,7
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	141,6	4,67	1,83	5,19
9	Сторона ВН ТВП	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	32,4	4,67	1,83	5,19

Таблиця 2.5 – Вибрані роз'єднувачі

№	Найменування приєднань	Тип роз'єднувача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних			
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{\partial}}{I_y}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	РДЗ.2-110Б-1000У1	110	1000	80	2201
			110	367,8	6,91	15,06
2	Сторона НН ГПТ	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27,5	735,7	9,54	7,7
3	Споживачі 35 кВ	РДЗ.1-35/1000-У1	35	1000	50	1200
			35	18	9,82	23
4	Споживачі 10 кВ	РДЗ-10/1000У1	10	1000	80	1200
			10	37,4	4,67	5,19
5	Сторона НН РТ-35/10	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	50	1200
			10	141,6	9,54	7,7
6	Фідер к.м. 27,5 кВ	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27,5	121,7	9,54	7,7
7	Сторона ВН РТ-35/10	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	50	1200
			35	57,8	9,82	23

2.5 Проектування сонячної електростанції

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



Version 7.3.3

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Косенок Ольга

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 2808 kWp

Kozinka - Ukraine

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		49



PVsyst V7.3.3

VCO, Simulation date:
06/05/23 10:25
with v7.3.3

Project: Косенок Ольга
Variant: New simulation variant

UDUNT

Project summary

Geographical Site

Kozinka
Ukraine

Situation

Latitude 48.47 °N
Longitude 34.28 °E
Altitude 151 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Kozinka
NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Sheds on ground

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 5616 units
Pnom total 2808 kWp

Inverters

Nb. of units 50 units
Pnom total 2500 kWac
Pnom ratio 1.123

Results summary

Produced Energy 3476.25 MWh/year Specific production 1238 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 85.38 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
P50 - P90 evaluation	9
Single-line diagram	10

06/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 2/10

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		50



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
06/05/23 10:25
with v7.3.3

Project: Косенок Ольга
Variant: New simulation variant

UDUNT

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation
Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Sheds on ground

Sheds configuration

Nb. of sheds 312 units
Sizes
Sheds spacing 12.0 m
Collector width 4.37 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 36.4 %
Shading limit angle
Limit profile angle 14.9 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model TSM-DE18M-II)-500
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 500 Wp
Number of PV modules 5616 units
Nominal (STC) 2808 kWp
Modules 312 Strings x 18 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 2556 kWp
U mpp 701 V
I mpp 3645 A

Total PV power

Nominal (STC) 2808 kWp
Total 5616 modules
Module area 13418 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model SUN2000-50KTL-M3-400V
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 50.0 kWac
Number of inverters 50 units
Total power 2500 kWac
Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>35°C) 55.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.12
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 2500 kWac
Max. power 2750 kWac
Number of inverters 50 units
Pnom ratio 1.12

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.0 %

Thermal Loss factor

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

DC wiring losses

Global array res. 4.2 mΩ
Loss Fraction 2.0 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

06/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 3/10

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ

Лист

51



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
08/05/23 10:25
with v7.3.3

Project: Косенок Ольга
Variant: New simulation variant

UDUNT

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 1.35 % at STC

Inverter: SUN2000-50KTL-M3-400V

Wire section (50 Inv.) Alu 50 x 3 x 120 mm²
Average wires length 150 m

MV line up to Injection

MV Voltage 35 kV
Wires Alu 3 x 50 mm²
Length 300 m
Loss Fraction 0.04 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 35 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 2.75 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 2.50 kVA
Iron loss fraction 0.09 % at STC
Copper loss 55.02 kVA
Copper loss fraction 2.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.16 mΩ

08/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 4/10

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ

Лист

52

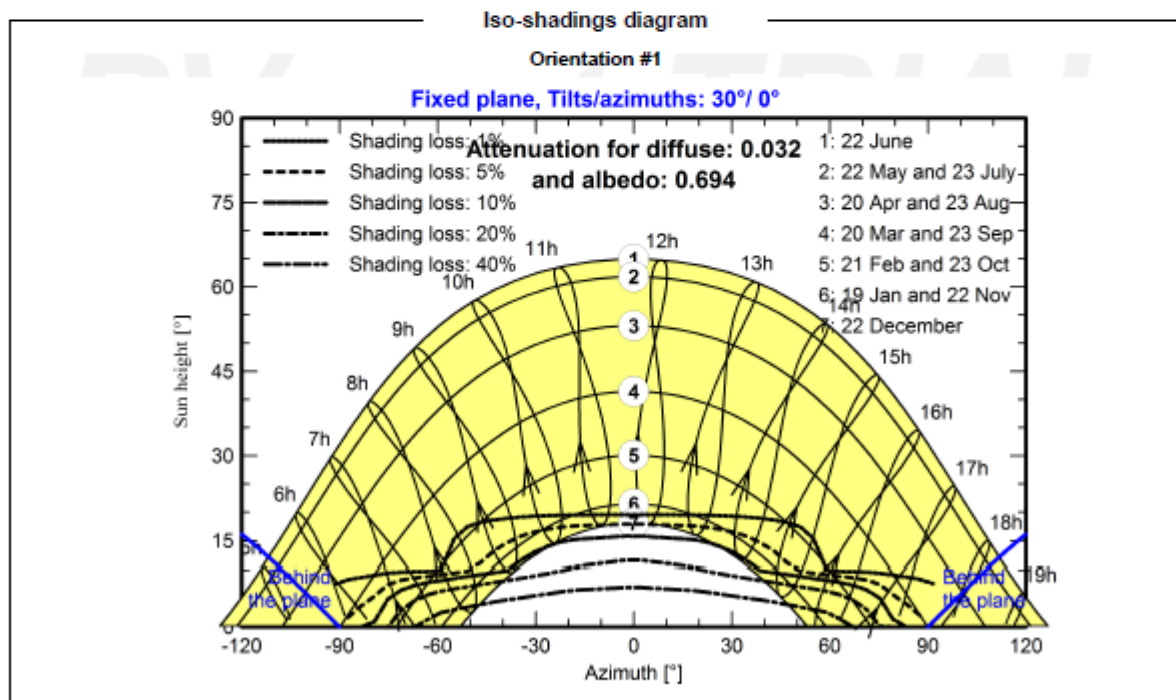
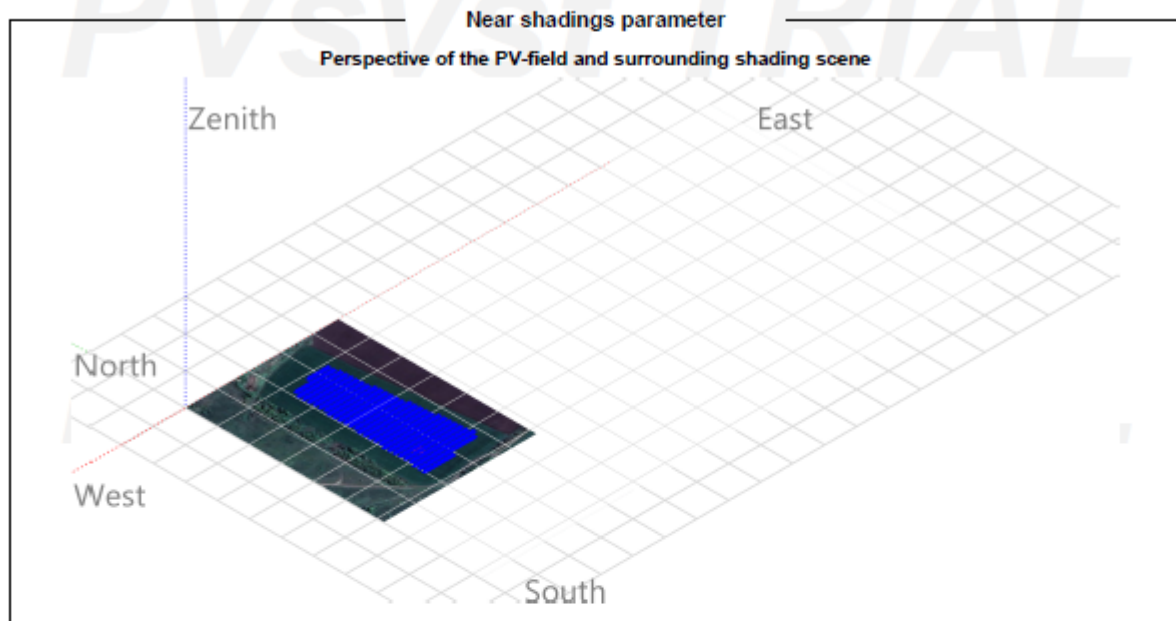


Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst



PVsyst V7.3.3

VCO, Simulation date:
06/05/23 10:25
with v7.3.3

Project: Косенок Ольга
Variant: New simulation variant

UDUNT

Main results

System Production

Produced Energy

3476.25 MWh/year

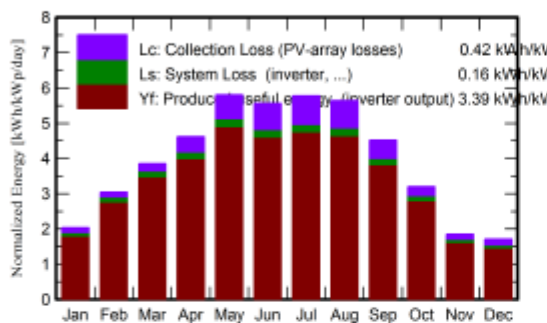
Specific production

1238 kWh/kWp/year

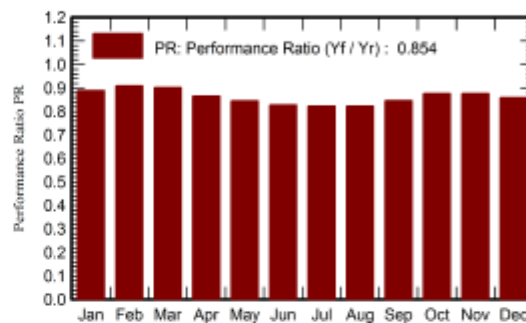
Perf. Ratio PR

85.38 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	37.5	24.10	-3.87	62.9	57.4	165.1	156.9	0.888
February	55.7	30.18	-3.31	85.2	80.4	228.4	217.3	0.909
March	92.4	51.15	2.00	119.5	113.8	317.5	302.4	0.901
April	121.8	61.81	10.78	138.4	131.6	352.5	336.2	0.865
May	172.1	83.54	17.59	179.9	171.0	447.0	427.0	0.845
June	167.1	73.14	20.99	166.9	158.5	406.1	387.8	0.827
July	176.7	82.54	23.46	179.1	170.0	432.9	413.9	0.823
August	157.5	65.87	22.97	174.8	166.6	423.5	404.4	0.824
September	109.8	53.40	17.40	135.5	128.8	337.2	321.9	0.846
October	70.4	37.59	10.36	99.3	94.5	256.3	244.2	0.876
November	36.0	23.76	1.91	55.5	51.4	143.9	136.4	0.876
December	29.8	18.91	-3.05	52.9	46.9	134.7	127.6	0.859
Year	1226.7	605.99	9.84	1449.9	1370.9	3645.0	3476.2	0.854

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

06/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 6/10

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ

Лист

54



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
06/05/23 10:25
with v7.3.3

Project: Косенок Ольга
Variant: New simulation variant

UDUNT

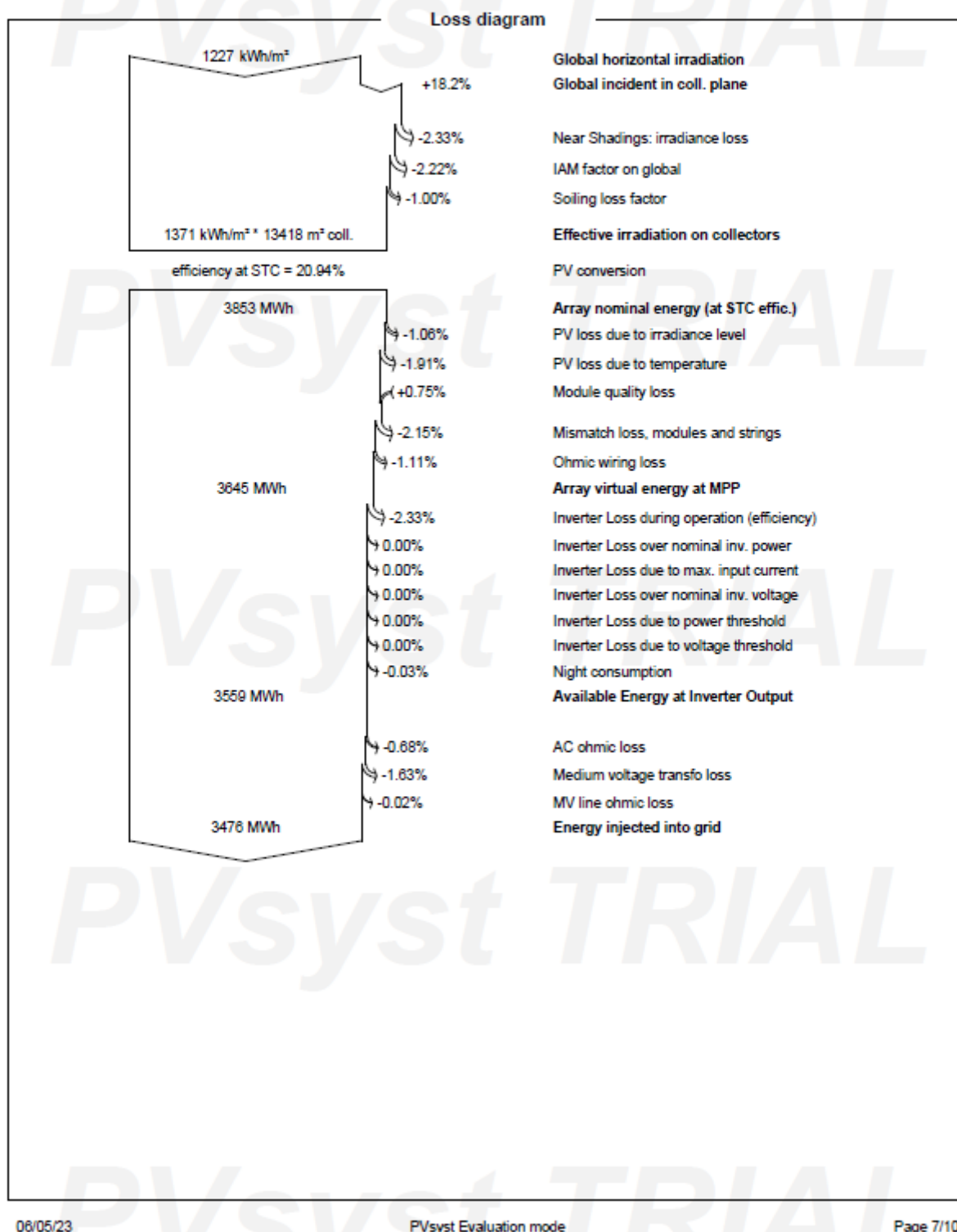


Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
06/05/23 10:25
with v7.3.3

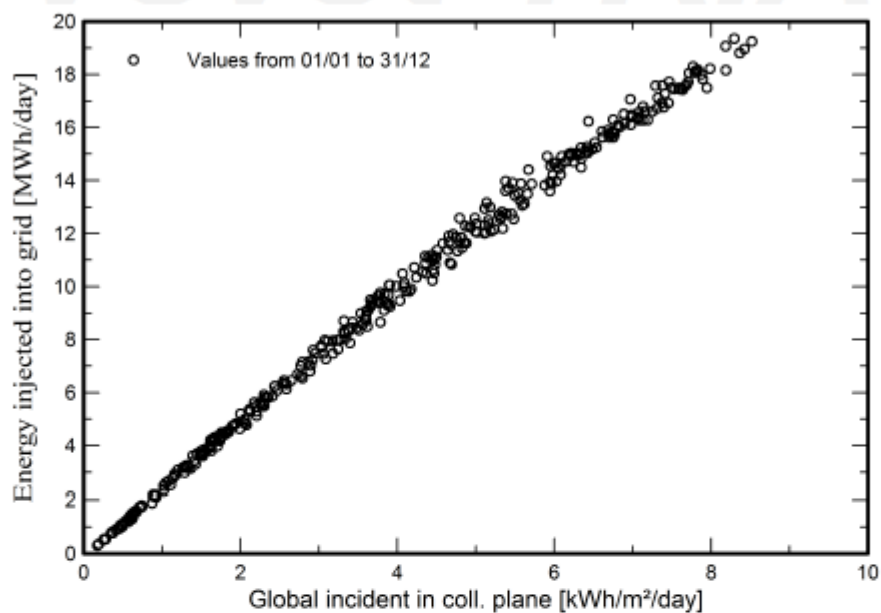
Project: Косенок Ольга

Variant: New simulation variant

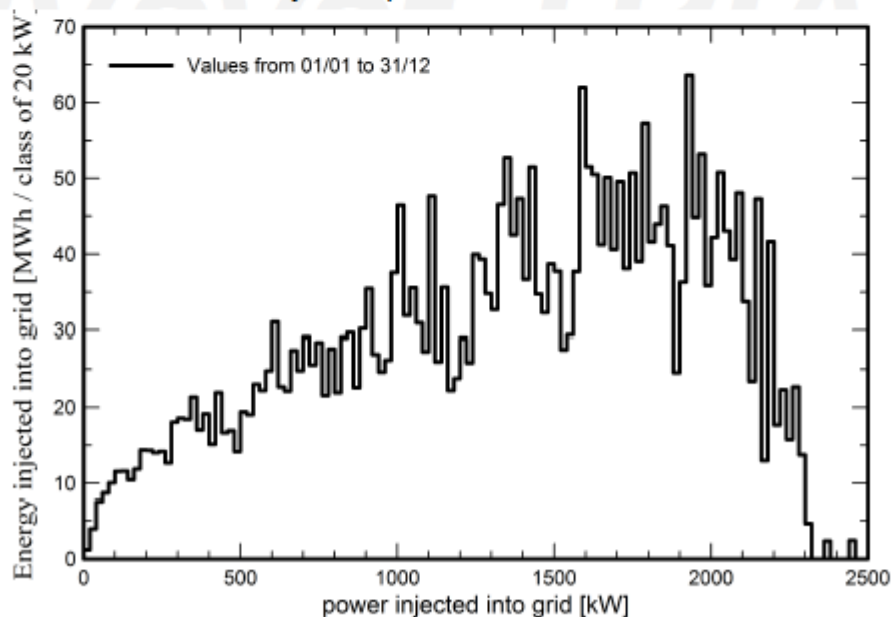
UDUNT

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



06/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 8/10

Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ

Лист

56



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
06/05/23 10:25
with v7.3.3

Project: Косенок Ольга

Variant: New simulation variant

UDUNT

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source NASA-SSE satellite data 1983-2005

Kind Monthly averages

Synthetic - Multi-year average

Year-to-year variability(Variance) 5.8 %

Specified Deviation

Climate change 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 6.0 %

Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %

Inverter efficiency uncertainty 0.5 %

Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %

Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

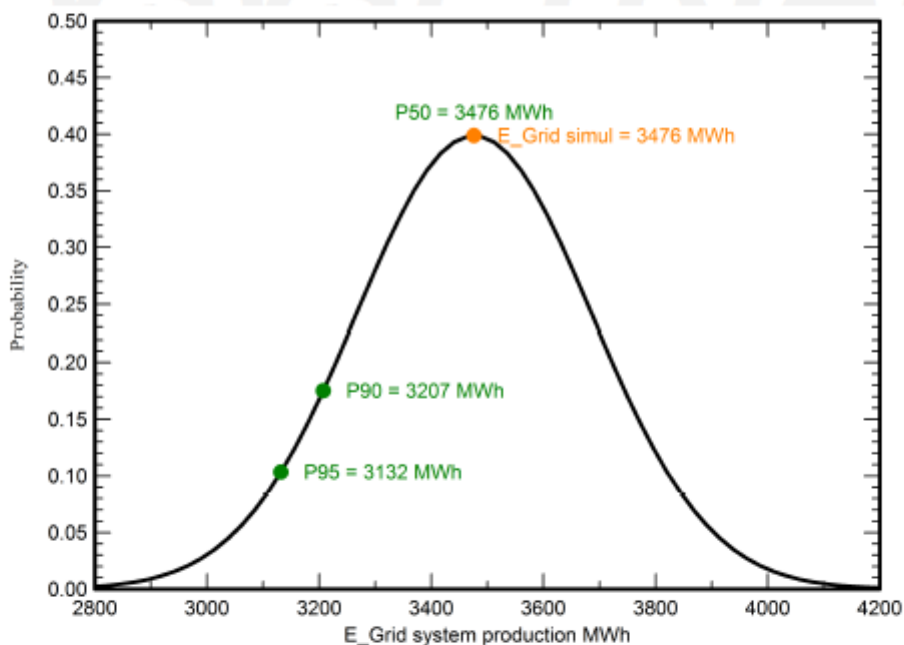
Variability 210 MWh

P50 3476 MWh

P90 3207 MWh

P95 3132 MWh

Probability distribution



06/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 9/10

Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ

Лист

57

3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання

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

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

Інші вихідні данні представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані

№ вар	Напруга мережі, кВ	Максимальний струм 3-ф КЗ, кА	Повний час тривалості короткого замикання, с	Максимальна розрахункова потужність, кВт	Довжина кабельної лінії, км
2	10	1,83	0,5	2500	1

Розрахунок за тривалим струмом навантаження.

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

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

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

U_g - напруга мережі, кВ;

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

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		58

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

№ КЛ	$P_{\max.c}$, кВт	U_g , кВ	$\cos \varphi$	I_0 , А	S , мм ²	I_c , А
2	2500	10	0,99	145	50	152

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

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

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

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

№ КЛ	I_c , А	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_0 , А	I_{cg} , А	Виконання умови
1	152	0,98	1	1,16	1	145	172,8	виконується

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

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

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

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

№ КЛ	I_c , А	k_1	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_0 , А	I_{cg} , А	Виконання умови
1	144	0,919	0,98	1	1,12	1	145	145,3	виконується

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

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

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

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

№ КЛ	I_c , А	k_{zn}	k_7	I_0 , А	I_{cg} , А	Виконання умови
1	189	1,08	1	145	204,1	виконується

За допустимим тривалим струмом навантаження кабель перевірку проходить.

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по жилі кабелю

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

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

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

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

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

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

t - час спрацювання захисту, с.

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

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

№ КЛ	I_{tsc} , кА	t , с	I_{csc} , кА	$I_{sc}^{(3)}$, кА	Виконання умови
1	4,7	0,5	6,65	1,83	виконується

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю.

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

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

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

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

де t - час спрацювання захисту, с;

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

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
						61
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

№ КЛ	Перетин екрану, мм ²	I_{tsc} , кА	t , с	I_{ssc} , кА	$I_{sc}^{(2)}$, кА	Виконання умови
1	16	3,3	0,5	4,67	1,592	виконується

Розрахунок за падінням напруги в кінці КЛ.

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

Граничне падіння напруги в максимальному режимі розраховується за формулою:

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

де P - максимальна розрахункова потужність, кВт;

L - довжина лінії, км;

r_0 - активна складова опору лінії, Ом/км;

x_0 - індуктивна складова опору лінії, Ом/км;

U_g - напруга мережі, В.

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

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку падіння напруги в кінці КЛ

№ КЛ	U_g , В	L , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %
1	10000	1	0,82	0,14	207,9	2,08

Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.

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

Розрахунок проводиться для таких режимів роботи КЛ:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		64

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

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

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

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

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

Таблиця 3.9 – Результати розрахунку вибору способу заземлення екрану кабелю

№ КЛ	I_0 , А	L, км	γ_1	$U_1^{(3)}$, В	γ_2	U_2 , В	γ_3	U_3 , В	Виконання умови
1	145	1	0,7	5,8	12,5	1,45	0,2	1,89	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:

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

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

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

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

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 6 кВ.

3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

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

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи.

Опір системи:

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

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

$$r_L = r_0 \cdot \ell_L, \text{ Ом.} \quad (3.21)$$

Реактивна складова:

$$x_L = x_0 \cdot \ell_L, \text{ Ом.} \quad (3.22)$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

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

Опір трансформатора:

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

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

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

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

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

$z_C, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3,313	0,82	0,148	3,452	5,513	8,965

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

Розрахункова точка К1.

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - $I_{K1}^{(3)} = 1,83 \text{ кА}$.

Розрахункова точка К2.

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		67

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

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

Сумарний струм КЗ в точці К2:

$$I_{K2}^{(3)} = I_{K2PC}^{(3)} + I_{KCEC}^{(3)}. \quad (3.28)$$

Розрахункова точка К3.

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

$$I_{K3PC}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K3}}. \quad (3.29)$$

Сумарний струм КЗ в точці К3:

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3PC}^{(3)} + I_{KCEC}^{(3)}. \quad (3.30)$$

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

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

$I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2PC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3PC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(3)}, \text{кА}$
1,83	1,756	0,137	1,893	0,676	0,813

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

$I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2ПC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3ПC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
1,592	1,528	0,119	1,648	0,588	0,708

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

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

2. Струми короткого замикання

I ст. СВ (струмова відсічка)

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

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

Максимальна величина струму при включенні може скласти

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

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

Номинальний струм трансформатору:

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

Струм спрацювання захисту:

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		69

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

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

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

Струм спрацювання захисту:

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

Струм уставки:

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

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

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

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

$I_{с.з.}, A$	I_y, A	k_u
975,6	32,5	1,94

У відповідності п. 3.2.26 ПУЕ-2017 найменші коефіцієнти для резервних захистів у разі КЗ у кінці суміжного елемента або найбільш віддаленого з

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		70

декількох послідовних елементів, які входять до зони резервування мають бути близькими до 1,2.

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

Струм спрацювання захисту:

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

де k_n - коефіцієнт надійності (1,1);

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

k_n - коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки:

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

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

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		71

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

$I_{с.з.}, A$	I_y, A	$I_{сз}, A$ для відстроювання	k_u
76,4	7,64	80	8,9

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

Таблиця 3.16 – Зведена інформація про уставки

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

Розрахунок ємнісних струмів.

Ємнісний погонний струм замикання на землю в місці пошкодження:

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

де ω - кутова швидкість вектору напруги, с;

C_ϕ - ємність фази мережі, мкФ;

U_ϕ - фазна напруга мережі, В.

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

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

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

Таблиця 3.17 – Результати розрахунку ємнісних струмів

$C_{фКЛ}, \text{мкФ}$	$\omega, \text{с}^{-1}$	$U_{\phi}, \text{В}$	$I_C, \text{А/км}$	$I_{СКЛ}, \text{А}$
0,229	314	6062,18	1,308	1,308

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

Функціонування інверторного обладнання.

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

- моніторинг параметрів вхідної напруги постійного струму та вихідної напруги змінного струму;
- контроль технологічних параметрів інвертора;
- контроль реактивної потужності;
- контроль активної потужності;
- інтерфейс заземлення;
- відхилення напруги/частоти;
- максимальний струмовий захист;
- захист від min/max частоти;
- захист від перенапруги (при перевищенні напруги змінного струму (значення встановленої уставки) інверторне обладнання блокує видачу потужності в мережу. Уставку спрацювання захисту від підвищення напруги обираємо виходячи з умови недопущення підвищення напруги більш ніж на 10 %;

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		73

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

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

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

Автоматична компенсація реактивної потужності

На сучасному етапі розвитку більшість електричних установок, які використовуються у процесах виробництва, поряд з активною потужністю P споживають і реактивну потужність Q , так як мають обмотки з досить великою індуктивністю.

На відміну від активної енергії, яка перетворюється в корисні - механічну, теплову та ін. енергії, реактивна енергія не пов'язана з виконанням корисної роботи, а витрачається на створення електромагнітних полів в електродвигунах, трансформаторах, індукційних печах, зварювальних трансформаторах, дроселях, освітлювальних приладах. Трансформатор являється споживачем достатньо великої реактивної потужності та є одним з основних ланок у передачі електроенергії від електростанції до споживача. Реактивна потужність необхідна для створення змінного магнітного потоку, за допомогою якого енергія з однієї обмотки трансформатора передається в іншу. Асинхронний двигун також являється споживачем реактивної потужності. За принципом дії асинхронний двигун подібний трансформатору. Як і в трансформаторі, енергія первинної обмотки двигуна - статора передається у вторинну - ротор за допомогою магнітного поля.

Реактивний струм додатково навантажує лінії електропередачі, що приводить до збільшення перетинів проводів та кабелів і відповідно до збільшення капітальних витрат на зовнішні і внутрішні мережі. Реактивна потужність разом з активною потужністю враховується постачальником електроенергії, а отже, підлягає оплаті за діючими тарифами, тому складає значну частину рахунку за електроенергію.

Одним з основних питань, пов'язаних з підвищенням якості електроенергії в мережах, розв'язуваних як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації систем електропостачання, є питання про компенсацію реактивної потужності,

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

що включає вибір доцільних джерел, розрахунків та регулювання їх потужності, розміщення джерел у системі електропостачання.

До технічних засобів компенсації реактивної потужності відносяться наступні види компенсуючих пристроїв: конденсаторні батареї (КБ), синхронні двигуни, вентильні статичні джерела реактивної потужності.

Найбільше поширення на промислових підприємствах мають конденсатори (КБ) – великі (на відміну від конденсаторів радіотехніки) спеціальні пристрої, призначені для вироблення реактивної ємнісної потужності. Конденсатори виготовляють на напругу 220, 380, 660, 6300 і 10500 В, однофазного і трифазного виконання для внутрішньої і зовнішньої установки. Широке застосування конденсаторів для компенсації реактивної потужності пояснюється їх значними перевагами в порівнянні з іншими видами компенсуючих пристроїв: незначні питомі втрати активної потужності до 0,005кВт/квар, відсутність частин, що обертаються, простота монтажу і експлуатації, відносно невисока вартість, мала маса, відсутність шуму під час роботи, можливість установки біля окремих груп електроприймачів. Недоліки конденсаторних батарей: пожежонебезпечність, наявність залишкового заряду, що підвищує небезпеку при обслуговуванні; чутливість до перенапружень і поштовхів струму; можливість лише ступінчастого, а не плавного регулювання потужності.

Конденсатори, як правило, збираються в батареї (КБ) і випускаються заводами електротехнічної промисловості у вигляді комплектних компенсуючих пристроїв (ККП).

Питома вартість конденсаторів високої напруги менше питомої вартості конденсаторів низької напруги, але конденсатори низької напруги простіше і надійніше в експлуатації. Комплектні конденсаторні установки мають вбудований розрядний опір R для зняття залишкової напруги при відключенні ККП від мережі. Інколи як розрядний опір застосовують два однофазні трансформатори напруги.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		76

Інший вид компенсуючих пристроїв – синхронні двигуни. Відомо, що при збільшенні струму збудження вище номінального значення, синхронні двигуни (СД) можуть виробляти реактивну потужність, отже, їх можна використовувати як засіб компенсації реактивної потужності. Головною відмінністю синхронних двигунів від асинхронних є те, що магнітне поле, необхідне для дії СД, створюється в основному від окремого джерела постійного струму (збудника). Внаслідок цього СД в нормальному режимі (при $\cos \varphi = 1$) майже не споживає з мережі реактивної потужності, необхідної для створення головного магнітного потоку, а в режимі перезбудження, тобто при роботі з випереджаючим коефіцієнтом потужності, може генерувати ємкісну потужність в мережу.

Перевагою СД, використовуваною для компенсації реактивної потужності, в порівнянні з КБ є можливість плавного регулювання реактивної потужності, що генерується. Недоліком є те, що активні втрати на генерування реактивної потужності для СД більше, ніж для КБ, оскільки залежать від квадрата потужності СД, що генерується.

Як правило в системах електропостачання промислових підприємств конденсаторні батареї компенсують реактивну потужність базисної (основної) частини графіків навантажень, а синхронні двигуни знижують, головним чином, піки навантажень графіка.

Різновидом синхронних двигунів є синхронні компенсатори (СК), які є синхронними двигунами полегшеної конструкції без навантаження на валу. В даний час випускається СК потужністю вище 5000 квар; вони мають обмежене використання в мережах промислових підприємств і лише у ряді випадків використовуються для поліпшення показників якості напруги в потужних електроприймачах з різкозмінним ударним навантаженням. У мережах з різкозмінним ударним навантаженням на напрузі 6...10 кВ рекомендується вживання не конденсаторних батарей, а спеціальних швидкодіючих джерел реактивної потужності, які повинні встановлюватися поблизу таких електроприймачів.

Вибір компенсуючого пристрою є чи не основним фактором, що визначають доцільність витрат на компенсацію.

Найбільш ефективне використання установок статичної компенсації, що характеризуються малим значенням питомої витрати активної енергії. Використання ж синхронних двигунів як компенсуючих пристроїв може привести до негативного ефекту: витрати активної енергії на компенсацію можуть перевищити економію від зниження витрат на реактивну енергію.

Перспективними на сьогоднішній день являються статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності (СТК) для ліній електропередач та підстанцій.

Статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності широко використовуються для вирішення різних проблем передачі і розподілу електричної енергії, пов'язаного з великими або швидкими коливаннями реактивної потужності.

Плавна генерація або споживання реактивної потужності досягається в СТК використанням нерегульованих батарей конденсаторів і включеного паралельно з нею регульованого реактора.

Основна схемна конфігурація СТК включає конденсаторні батареї, настроєні як фільтри вищих гармонік – фільтрокомпенсуючі ланцюги (ФКЛ), постійно підключені до мережі або комутовані вимикачами відповідно до вимог, і включені паралельно їм в трикутник три фази керованих тиристорами реакторів – тиристорно-реакторна група (ТРГ) (рис.4.1).

Діапазон зміни потужності СТК визначається співвідношенням потужностей ФКЛ і реактора ТРГ. Якщо ФКЛ і реактор мають однакову потужність і потужність реактора змінюється від нуля до номінальної, то потужність СТК генерує реактивну потужність. Якщо потужність реактора більше потужності батареї конденсаторів, то СТК може працювати у режимі споживання реактивної потужності. Перехід з одного режиму в інший виконується плавно шляхом зміни кута відкриття тиристорів α .

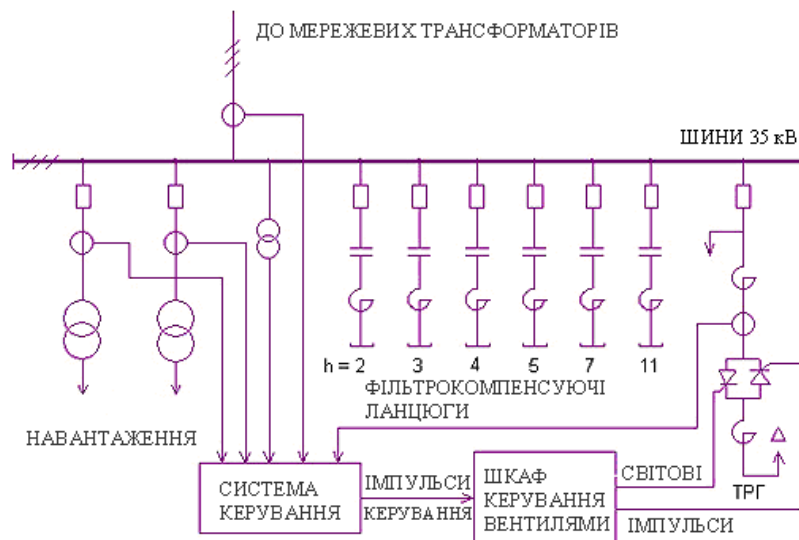


Рисунок 4.1 – Типова схема статичних тиристорних компенсаторів СТК

Кут запалення тиристорів може швидко змінюватися так, щоб струм в реакторі відстежував струм навантаження або реактивну потужність в енергосистемі.

Система автоматичного управління СТК забезпечує швидку компенсацію реактивної потужності навантаження і підтримку регульованого параметра відповідно до заданої уставкою, виконує захист обладнання СТК, контроль і сигналізацію відмов. Шафа управління тиристорних вентилів перетворює електричні імпульси управління тиристорів в світлові і передає їх на високий потенціал за допомогою волоконно-оптичних світловодів, приймає контрольні світлові імпульси з кожного тиристорної комірки і реєструє кількість і розташування тиристорів, що відмовили.

СТК розробляються в двох основних модифікаціях - для ліній електропередач і для промислових підприємств.

Основні переваги застосування СТК полягають в наступному:

Для лінії електропередач:

- підвищення статичної і динамічної стійкості передачі;
- автоматична компенсація реактивної потужності;
- зниження відхилень напруги при великих збуреннях в системі;
- стабілізація напруги;

- обмеження внутрішніх перенапружень;
- збільшення передавальної здатності електропередачі через поліпшення стійкості при великій передаваній потужності;

- фільтрація струмів вищих гармонік.

Для промислових установок:

- зниження коливань напруги;
- підвищення коефіцієнта потужності;
- зниження струмів вищих гармонік;
- зниження спотворень напруги.

Номінальні параметри і відмінні особливості:

- номінальна напруга: від 6 до 35 кВ;
- номінальна потужність: від 10 до 360 Мвар;
- водяне або повітряне примусове охолодження тиристорів, повітряна ізоляція;

- передача імпульсів управління тиристорів у вигляді світлових імпульсів по волоконно-оптичних каналах;

- надмірні тиристори в кожній фазі;
- резервування ключових компонентів;
- модульна конструкція для легкого обслуговування.

Комплект компенсатора включає в себе:

- високовольтні зустрічно-паралельні тиристорні вентиля;
- шафа керування тиристорними вентилями;
- система охолодження;
- компенсуючі реактори;
- конденсаторні батареї і реактори фільтрів;
- шафа автоматичного управління і захисту СТК.

Тиристорний вентиль на будь-який рівень напруги може бути виконаний шляхом послідовного з'єднання необхідної кількості тиристорних модулів. Тиристорний модуль є незалежним електричним і конструктивним вузлом. Кожний модуль складається з 8-18 послідовно сполучених тиристорів. Кожний

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		80

тиристор має власну комірку управління і демпфуючий RC-ланцюжок. Комірки управління одержують світлові сигнали управління і перетворюють їх в електричні імпульси запалення, що забезпечують включення тиристорів. При появі на тиристорі позитивної напруги комірка управління формує контрольні світлові імпульси і передає їх в шафу управління по індивідуальному світловоду.

Трифазний тиристорний вентиль на напругу 35 кВ складається з трьох тиристорних модулів (поодиночці на кожен фазу), призначений для внутрішньої установки з повітряною ізоляцією і водяним охолодженням. Конструктивно модулі встановлені в 3 поверхи один над одним через опорні ізолятори, нижній модуль кріпиться на опорних ізоляторах, зафіксованих на несучій рамі (рис. 4.2).

Кожний тиристорний модуль охолоджується за допомогою деіонізованої води і містить два стеки, кожен з яких включає 18 послідовно сполучених тиристорних комірок. Стеки тиристорів встановлені горизонтально на зварній алюмінієвій рамі; демпфуючі ланцюжки і плата управління/контролю тиристорів встановлюються на тій же рамі.



Рисунок 4.2 – Тиристорний вентиль 35 кВ, 1500 А

Тиристори що використовуються у вентилях:

- Діаметр кремнієвої шайби: від 56 до 100 мм.
- Робоча напруга: від 4,0 до 7,0 кВ.
- Номінальний струм : від 600 до 3000 А.

Широкий вибір тиристорів дозволяє оптимізувати конструкцію вентиля для кожного конкретного застосування.

Світлова система управління і контролю тиристорів:

- Забезпечує високовольтну ізоляцію;
- Має високу надійність і перешкодостійкість;
- Виконує передачу світлових імпульсів управління з потенціалу землі на високий потенціал і передачу світлових контрольних сигналів у зворотному напрямі по індивідуальним волоконно-оптичним світловодам;
- Забезпечує контроль справності тиристорів і каналів управління.

Система водяного охолодження тиристорних вентилів:

- Забезпечує високоінтенсивний відбір тепла від елементів тиристорного вентиля: тиристорів, резисторів, реакторів, що насичаються;
- Використовує високочисту і деіонізовану воду з питомим опором не нижче 2 МОм·см ;
- Проводить безперервний контроль тиску, витрати, температури і провідності води.

Система автоматичного управління містить три контури регулювання для ДСП, спеціальний контур підтримки робочої точки ТРГ, ряд електронних захистів, перешкодостійку швидкодійну схему синхронізації з напругою мережі, оптоелектрону розв'язку вхідних і вихідних сигналів. Реалізована на базі спеціалізованого контроллера, що містить центральний процесор, програмовану логічну матрицю, FLASH-пам'ять, два послідовні канали передачі даних, швидкодійний канал, рідкокристалічний графічний дисплей і клавіатуру.

Силове обладнання СТК:

					02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		82

Реактори - сухі, зовнішньої установки, без магнітопроводу. Силкові конденсатори – до 800 квар, зовнішньої установки, з вбудованими запобіжниками і розрядними резисторами, компенсуючі реактори ТРГ.

Кожне застосування СТК вимагає проведення спеціальних технічних і економічних розрахунків: вибір номінальної потужності ТРГ, кількості і потужності ФКЦ, розрахунок втрат, визначення електричних дій на обладнання СТК в стаціонарних і перехідних режимах, визначення контрольованих параметрів і алгоритмів системи управління і т.д.

Компоновка обладнання: тиристорні вентиля, шафа управління вентилями, система охолодження і шафа системи автоматичного управління СТК розміщуються в закритому опалювальному приміщенні. Компенсуючі реактори і фільтри вищих гармонік розміщуються зовні будівлі на відкритому майданчику.

Застосування СТК дасть можливість:

- автоматичної повної компенсації реактивної потужності навантаження;
- зниження рівня коливань напруги;
- стабілізації напруги на шинах навантаження;
- забезпечення необхідних коефіцієнтів несинусоїдності.

Економне використання електроенергії набуває все більшого значення, що необхідно враховувати при проектуванні і експлуатації промислових мереж високої і низької напруги. Аналіз споживання електричної енергії промисловими підприємствами показує, що основними напрямками скорочення втрат електроенергії в мережах є компенсація реактивної потужності з одночасним поліпшенням якості споживаної електричної енергії безпосередньо в мережах промислових підприємств, тому компенсація реактивної потужності, в даний час, є важливим чинником, що дозволяє вирішити питання енергозбереження, зниження навантажень на електромережу та підвищення якості електроенергії.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		83

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

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

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями 110 кВ Осикувата-Ім. Т. Шевченка.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		84

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сиченко В.Г. Енергетика тягових мереж: монографія / В.Г. Сиченко, В.Г. Кузнецов, Д.О. Босий, О.І. Саблін. – Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. – 210 с.
2. Дьяков В.О. Контактна мережа електрифікованих залізниць. Улаштування контактної мережі / В. О. Дьяков, Д. О. Босий, А. В. Антонов. – Дніпро, Україна: Видво ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. – 220 с.
3. Друбецька Т.І. Тягові підстанції електрифікованих залізниць / Т.І. Друбецька, А.М. Бойко. – Київ: Каравела, 2022. – 338 с.
4. Бондар І. Л. Електричні системи та мережі нетягових споживачів залізничного транспорту: Навч.посібник./ І. Л. Бондар, О. І. Бондар, В. Г. Сиченко. – Д.: Вид-во, 2009. – 180 с.
5. Кирик В.В. Електричні системи та мережі: навчальний посібник / В.В. Кирик. – К: Видавництво «Політехніка», 2014. – 131.
6. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. / В. П. Кідиба. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. – 533 с.
7. Панченко С. В. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.