

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)

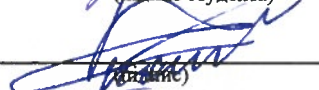
на тему: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Мерефа - Бірки. Активні фільтри за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕС19120:


(підпис студента)

/ Василь ХОВАВКО /
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник:


(підпис)

/ доцент Андрій АНТОНОВ /
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

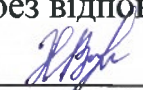
Нормоконтролер:


(підпис)

/ доцент Віталій ПЕРЦЕВИЙ /
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

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

Студент


(підпис)

Дніпро – 2022 рік

Міністерство освіти і науки України

Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Бакалавр

Освітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ


(підпис)

Дмитро БОСИЙ
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата 14.12.2021

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти,

студенту

Ховавко Василю Віталійовичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Мерефа - Бірки. Активні фільтри.

Керівник роботи: Антонов Андрій Владиславович, к.т.н., доцент
(Прізвище, Ім'я, По батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом від

14.12.2022 р.

№ 89ст

2. Строк подання студентом роботи: 06.06.2022 р.

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

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

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

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

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

4.4 Індивідуальне завдання: Активні фільтри

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

графіки струмів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів, графіки струмів фідерів тягових підстанцій, монтажні криві для контактної підвіски, однолінійна розрахункова схема тягових підстанцій, схеми заміщення при розрахунку струмів к.з., звіт проекту сонячної електростанції з програми PVsyst

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Тягове електропостачання	28.02.2022	
2	Електричні підстанції та станції	18.04.2022	
3	Електромережі та релейний захист	18.04.2022	
4	Індивідуальне завдання	23.05.2022	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	06.06.2022	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	21.06.2022	

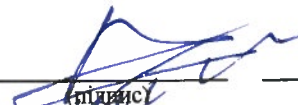
Студент


(підпис)

Василь ХОВАВКО

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи


(підпис)

Андрій АНТОНОВ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	8
1.1 Струморозподіл у тяговій мережі.....	8
1.1.1 Навантаження тягових підстанцій.....	8
1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....	14
1.1.3 Переріз контактної мережі.....	18
1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	18
1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	22
1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки	23
2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ	30
2.1 Розрахунок потужності трансформаторів.....	30
2.2 Розрахунок струмів к.з.....	33
2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	44
2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	45
2.5 Проектування сонячної електростанції.....	48
3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	57
3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	57
3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.....	65
4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ.....	74
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	79
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	80

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ				
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Мерефа - Бірки. Активні фільтри	Літера	Аркуш	Аркушів	
Розробив		Ховавко		20.06					
Консульт.				20.06			6	80	
Керівник		Антонов		20.06		ДНУЗТ, ІСЕ, гр. ЕС19120			
Н. контр.		Перцевий		20.06					
Зав.каф.		Босий		20.06					

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:
80с., 21 рис., 27 табл., 8 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Мерефа - Бірки.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями 110 кВ Мерефа - Бірки.

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.

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Мерефа – Бірки.

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

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.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		7

1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Струморозподіл у тяговій мережі

1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

Середній струм фідера за час руху поїзда розрахунковою МПЗ:

$$I_1 = 173,7 \text{ А}, \quad I_2 = 201,4 \text{ А}, \quad I_3 = 88,5 \text{ А}, \quad I_4 = 69,9 \text{ А}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 206,3 \text{ А}, \quad I_{e2} = 224,7 \text{ А}, \quad I_{e3} = 103,9 \text{ А}, \quad I_{e4} = 87,9 \text{ А}.$$

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

1) режиму середніх розмірів руху поїздів ($N = N_{сер}$);

2) режиму згущення поїздів ($N = N_{зг} = 0,9 N_0$);

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.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
						8
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

$$n_{01} = \frac{34,3}{10} = 3,43;$$

$$n_{02} = \frac{24}{10} = 2,4;$$

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

$$n_{04} = \frac{22}{10} = 2,2.$$

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.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

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

Режим середніх розмірів руху поїздів.

$$I_{\phi 1} = \frac{3,43 \cdot 75 \cdot 173,7}{144} = 310,3 \text{ A}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,4 \cdot 75 \cdot 201,4}{144} = 251,8 \text{ A}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,13 \cdot 75 \cdot 88,5}{144} = 144,3 \text{ A}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,2 \cdot 75 \cdot 69,9}{144} = 80,1 \text{ A}$$

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,43 \cdot 75}{3 \cdot 144} \cdot 206,3^2 + \frac{3,43 \cdot \left(3,43 - \frac{4}{3}\right) \cdot 75^2}{144^2} \cdot 173,7^2} = 400,3 \text{ A}$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,4 \cdot 75}{3 \cdot 144} \cdot 224,7^2 + \frac{2,4 \cdot \left(2,4 - \frac{4}{3}\right) \cdot 75^2}{144^2} \cdot 201,4^2} = 335,1 \text{ A}$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 75}{3 \cdot 144} \cdot 103,9^2 + \frac{3,13 \cdot \left(3,13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 75^2}{144^2} \cdot 88,5^2} = 188,2 \text{ A}$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,2 \cdot 75}{3 \cdot 144} \cdot 87,9^2 + \frac{2,2 \cdot \left(2,2 - \frac{4}{3}\right) \cdot 75^2}{144^2} \cdot 69,9^2} = 119,7 \text{ A}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		10

Режим згущення поїздів.

$$I_{\phi 1} = \frac{3,43 \cdot 130 \cdot 173,7}{144} = 537,9 \text{ A}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,4 \cdot 130 \cdot 173,7}{144} = 436,4 \text{ A}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,13 \cdot 130 \cdot 88,5}{144} = 250,1 \text{ A}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,2 \cdot 130 \cdot 69,9}{144} = 138,8 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,43 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 206,3^2 + \frac{3,43 \cdot \left(3,43 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 173,7^2} = 593,8 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,4 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 224,7^2 + \frac{2,4 \cdot \left(2,4 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 201,4^2} = 480,1 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 103,9^2 + \frac{3,13 \cdot \left(3,13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 88,5^2} = 276,7 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,2 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 87,9^2 + \frac{2,2 \cdot \left(2,2 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 69,9^2} = 167,5 \text{ A}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		11

Режим максимальних розмірів руху.

$$I_{\phi 1} = \frac{3,43 \cdot 144 \cdot 173,7}{144} = 595,8 \text{ A}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,4 \cdot 144 \cdot 173,7}{144} = 483,4 \text{ A}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,13 \cdot 144 \cdot 88,5}{144} = 277 \text{ A}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,2 \cdot 144 \cdot 69,9}{144} = 153,8 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,43 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 206,3^2 + \frac{3,43 \cdot \left(3,43 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 173,7^2} = 641,6 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,4 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 224,7^2 + \frac{2,4 \cdot \left(2,4 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 201,4^2} = 515,2 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 103,9^2 + \frac{3,13 \cdot \left(3,13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 88,5^2} = 298,5 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,2 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 87,9^2 + \frac{2,2 \cdot \left(2,2 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 69,9^2} = 178,8 \text{ A}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

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

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

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:

$$I_{лив} = 310,3 + 251,8 = 562,1 \text{ А}$$

$$I_{np} = 144,3 + 80,1 = 224,4 \text{ А}$$

$$I_{елив} = \sqrt{562,1^2 + (400,3^2 + 335,1^2) - (310,3^2 + 251,8^2)} = 654,8 \text{ А}$$

$$I_{enp} = \sqrt{224,4^2 + (188,2^2 + 119,7^2) - (144,3^2 + 80,1^2)} = 269,9 \text{ А}$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{лив} = 537,9 + 436,4 = 974,3 \text{ А}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		13

$$I_{np} = 250,1 + 138,8 = 388,9 \text{ А}$$

$$I_{елів} = \sqrt{974,3^2 + (593,8^2 + 480,1^2) - (537,9^2 + 436,4^2)} = 1026 \text{ А}$$

$$I_{енр} = \sqrt{388,9^2 + (276,7^2 + 167,5^2) - (250,1^2 + 138,8^2)} = 417,2 \text{ А}$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{лів} = 595,8 + 483,4 = 1079,2 \text{ А}$$

$$I_{np} = 277 + 153,8 = 430,8 \text{ А}$$

$$I_{елів} = \sqrt{1079,2^2 + (641,6^2 + 515,2^2) - (595,8^2 + 483,4^2)} = 1119,4 \text{ А}$$

$$I_{енр} = \sqrt{430,8^2 + (298,5^2 + 178,8^2) - (277^2 + 153,8^2)} = 454,2 \text{ А}$$

1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз *a* і *c*

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

– для фази *b*

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз a і c

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

– 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:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 562,1^2 + 224,4^2 + 2 \cdot 562,1 \cdot 224,4} = 417,2 \text{ А}$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{562,1^2 + 224,4^2 - 2 \cdot 562,1 \cdot 224,4} = 163,4 \text{ А}$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 224,4^2 + 562,1^2 + 2 \cdot 562,1 \cdot 224,4} = 292,4 \text{ А}$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 654,8^2 + 269,9^2 + 2 \cdot 562,1 \cdot 224,4} = 476,1 \text{ А}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		15

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{654,8^2 + 269,9^2 - 562,1 \cdot 224,4} = 204,3 \text{ A}$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 269,9^2 + 654,8^2 + 2 \cdot 562,1 \cdot 224,4} = 328,7 \text{ A}$$

Режим згущення поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 974,2^2 + 388,9^2 + 2 \cdot 974,2 \cdot 388,9} = 723,1 \text{ A}$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{974,2^2 + 388,9^2 - 974,2 \cdot 388,9} = 283,1 \text{ A}$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 388,9^2 + 974,2^2 + 2 \cdot 974,2 \cdot 388,9} = 506,8 \text{ A}$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1025,9^2 + 417,2^2 + 2 \cdot 974,2 \cdot 388,9} = 755,8 \text{ A}$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1025,9^2 + 417,2^2 - 974,2 \cdot 388,9} = 306,9 \text{ A}$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 417,2^2 + 1025,9^2 + 2 \cdot 974,2 \cdot 388,9} = 527,7 \text{ A}$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1079,2^2 + 430,8^2 + 2 \cdot 1079,2 \cdot 430,8} = 801 \text{ A}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1079,2^2 + 430,8^2 - 974,2 \cdot 430,8} = 313,6 \text{ А}$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 430,8^2 + 1079,2^2 + 2 \cdot 974,2 \cdot 430,8} = 561,4 \text{ А}$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1119,4^2 + 454,2^2 + 2 \cdot 1119,4 \cdot 430,8} = 826,5 \text{ А}$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1119,4^2 + 454,2^2 - 974,2 \cdot 430,8} = 332,4 \text{ А}$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 454,2^2 + 1119,4^2 + 2 \cdot 974,2 \cdot 430,8} = 578,1 \text{ А}$$

Результати розрахунку струмозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струмозподілу

Приєднан- ня	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефектив- ний струм, А	середній струм, А	ефектив- ний струм, А	середній струм, А	ефектив- ний струм, А
Фідер 1	310,3	400,3	537,9	593,8	595,8	641,6
Фідер 2	251,8	335,1	436,4	480,1	483,4	515,2
Фідер 3	144,3	188,2	250,1	276,7	277	298,5
Фідер 4	80,1	119,7	138,8	167,5	153,8	178,8
Ліве плече	562,1	654,8	974,2	1025,9	1079,2	1119,4
Праве плече	224,4	269,9	388,9	417,2	430,8	454,2
Фаза «а»	417,2	476,1	723,1	755,8	801	826,5
Фаза «b»	163,3	204,3	283,1	306,9	313,6	332,4
Фаза «с»	292,4	328,7	506,8	527,7	561,4	578,1

1.1.3 Переріз контактної мережі

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

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

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:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		18

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

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

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

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

T – розрахунковий період, год;

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		19

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

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

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

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

$$I_{неп} = \frac{1}{2 \cdot 34,2} \left[(135+150)4,2 + (150+180)6,2 + (180+285)5 + (285+240)3,8 + \right. \\ \left. (240+180)2,5 + (180+150)3,8 + (150+180)2,5 + (180+195)5,5 \right]$$

$$I_{неп} = 186,5 \text{ А}$$

$$I_{пар} = \frac{1}{2 \cdot 31,3} \left[(240+240)0,6 + (240+210)3,8 + (210+120)5,4 + (180+210)4,3 + \right. \\ \left. (210+180)8,1 + (180+270)7,1 + (270+240)0,6 \right]$$

$$I_{пар} = 193,6 \text{ А}$$

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

$$W_{неп} = 186,5 \cdot 25 \cdot 0,558 = 2601,7 \text{ кВт·год}$$

$$W_{пар} = 193,6 \cdot 25 \cdot 0,497 = 2405,5 \text{ кВт·год}$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_m = 2601,7 \cdot 75 + 2405,5 \cdot 75 = 375540 \text{ кВт·год}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		20

Тоді для вузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 375540^2}{24 \cdot 25^2} \left[2,95 \left[\frac{24}{75 \cdot 0,558 + 75 \cdot 0,497} + 0,46 \left(0,25 - \frac{0,167}{0,57 + 0,522} \right) \right] \right]$$

$$B_0 = 486259 \frac{\kappa Bm \cdot год}{Ом \cdot рік}.$$

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

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{486259} = 320,8 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{320,8}{2} = 160,4 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

Для трьохвузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 375540^2}{24 \cdot 25^2} \left[\frac{24}{75 \cdot 0,558 + 75 \cdot 0,497} + 0,46 \left(1 - \frac{0,167}{0,57 + 0,522} \right) \right]$$

$$B_0 = 436526 \frac{\kappa Bm \cdot год}{Ом \cdot рік}.$$

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{436526} = 303,9 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{303,9}{2} = 151,9 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

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.

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		22

$$\alpha = \frac{0,57}{0,558} = 1,022$$

$$k_{\phi} = \frac{0,36 \cdot 1,022^2}{3,43} + 1 = 1,11$$

$$I_{роз} = 537,9 \cdot 2,2 \cdot 1,11 = 1313,6 \text{ А} > 1060 \text{ А}$$

Умова перерізу контактної підвіски за нагрівом не виконується, тому приймаємо тип контактної підвіски М95+МФ-100+А185, для якої тривалий допустимий струм при 15% зношенні контактного проводу - 1440 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 – довжина i -го прогону, м;

ℓ – довжина анкерної ділянки, м.

Підставляючи значення у формулу (1.21) отримаємо:

$$\ell_e = \sqrt{\frac{5 \cdot 55^3 + 4 \cdot 60^3 + 5 \cdot 65^3 + 6 \cdot 70^3}{5 \cdot 55 + 4 \cdot 60 + 5 \cdot 65 + 6 \cdot 70}} = 63,8 \text{ м.}$$

Розрахунковий режим визначається за формулою:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		23

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

$$\ell_{кр} = 1600 \cdot \sqrt{319 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(-5 - (-35))}{1,918^2 - 1,559^2}} = 140,1 \text{ м.}$$

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

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

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

де αES – добуток коефіцієнта температурного лінійного розширення матеріалу троса, модуля пружності Юнга та площі поперечного перерізу, даН/ $^\circ\text{C}$.

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

$$A = -35 - \frac{1,559^2 \cdot 63,8^2}{319 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{1600}{16,48} = 49,97^\circ\text{C}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		24

$$B = \frac{1,559^2 \cdot 63,8^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 31012938 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

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	200
t_x , °C	-35	-19,2	-1,3	20,3	49,9	99,7	219,5	813,2

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину

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

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

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

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

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

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

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу:

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

Значення T_0 підбираємо ітераційним методом: $T_0 = 1322$ даН.

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

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

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

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

$$B_z = \frac{1,918^2 \cdot 63,8^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 46940518 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

$$T_z = 1338 \text{ даН.}$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

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

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

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

$$B_v = \frac{2,064^2 \cdot 63,8^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 54358825 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

$$T_v = 1284 \text{ даН.}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		26

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:

$$f_{xi} = \frac{1,559(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1600 + 1000)} \left(1 - \frac{1600}{1322}\right) = -0,039 \text{ м.}$$

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

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

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

H – натяг ресорного троса, даН.

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

$$F_{xn} = \frac{1}{1600} \left(\frac{1,559 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,039) 1000 \right) = 0,687 \text{ м.}$$

Натяг ненавантаженого несучого троса:

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

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

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

$$B_p = \frac{0,586^2 \cdot 63,8^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 4381733 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

$$T_{px} = 1435 \text{ даН.}$$

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:

$$F_{pxn} = \frac{0,586^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 1435} = 0,25 \text{ м.}$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Монтажна таблиця

t _x , °C	-35	-20	-12,5	-10	0	10	20	30
T _x , даН	1600	1410	1322	1295	1190	1090	1005	925
f _x , м	-0,039	-0,013	0	0,004	0,022	0,041	0,058	0,076
F _{xп} , м	0,687	0,761	0,802	0,815	0,872	0,935	0,997	1,064
T _{px} , даН	1435	1201	1090	1055	907	780	660	560
F _{px} , м	0,25	0,299	0,329	0,34	0,396	0,46	0,544	0,641

По результатам таблиці 1.4 будуємо монтажні криві на рис.1.1.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		28

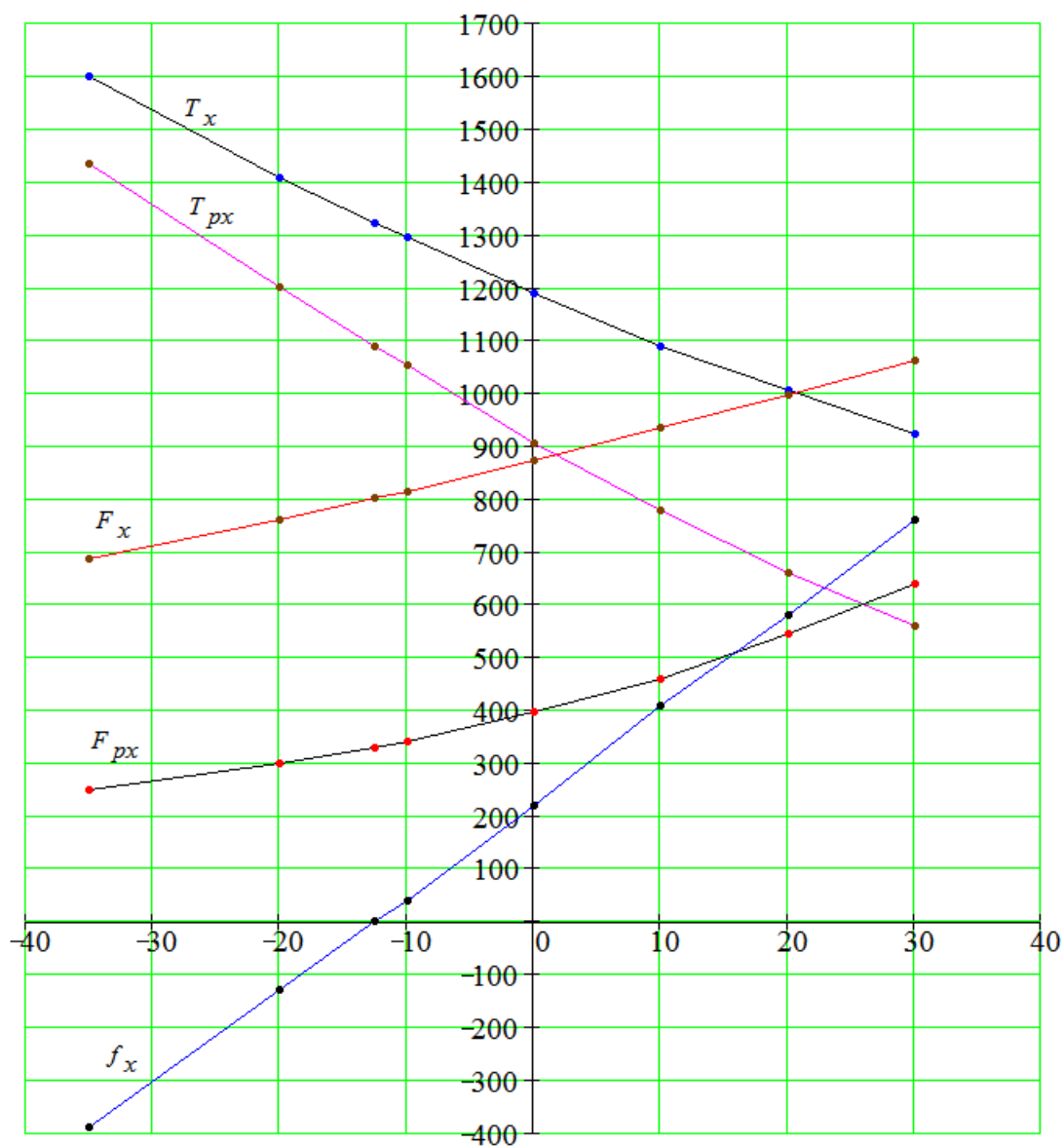


Рисунок 1.1 – Монтажні криві

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Лист

29

2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

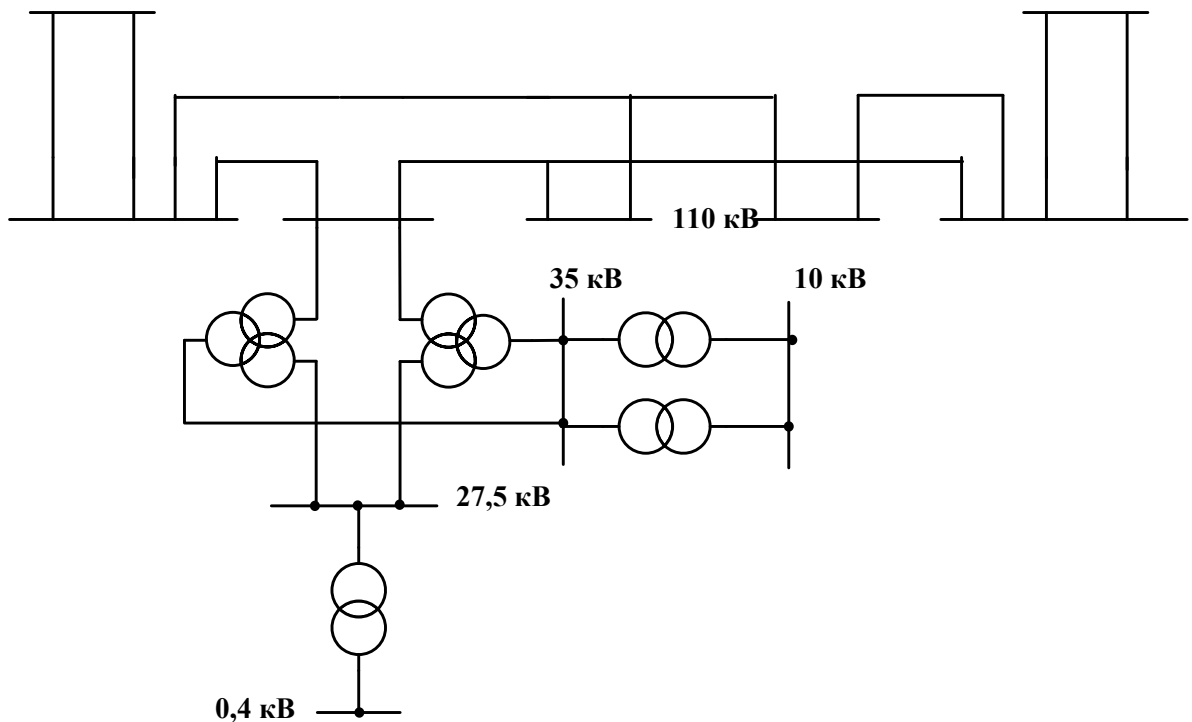


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

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

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

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

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

Або перетворивши формулу (2.2) отримаємо:

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

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

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

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

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.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		31

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

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

Тоді отримаємо:

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

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

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

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

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

Результати вибору трансформаторів зведемо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Вибрані трансформатори та їх паспортні дані

№ п/п	Тип трансформатора	Кіль- кість	U ₁ , кВ	U ₂ , кВ	U ₃ , кВ	U _к , %			Схема з'єднання
						В- С	В-Н	С- Н	
1	ТДТНЖ 25000/110 У1	2	115	38,5	27,5	18	10,5	6,8	Y ₀ / Y _Н / Δ ₀ – 11
2	ТМ - 2500/35 У1	2	35		10,5		6,5		Y / Δ – 11
3	ТМ-400/10 У1	2	10		0,4		4,5		Y / Y ₀ – 0

Потужність підстанції:

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

2.2 Розрахунок струмів к.з.

Схема заміщення представлена на рис.2.2.

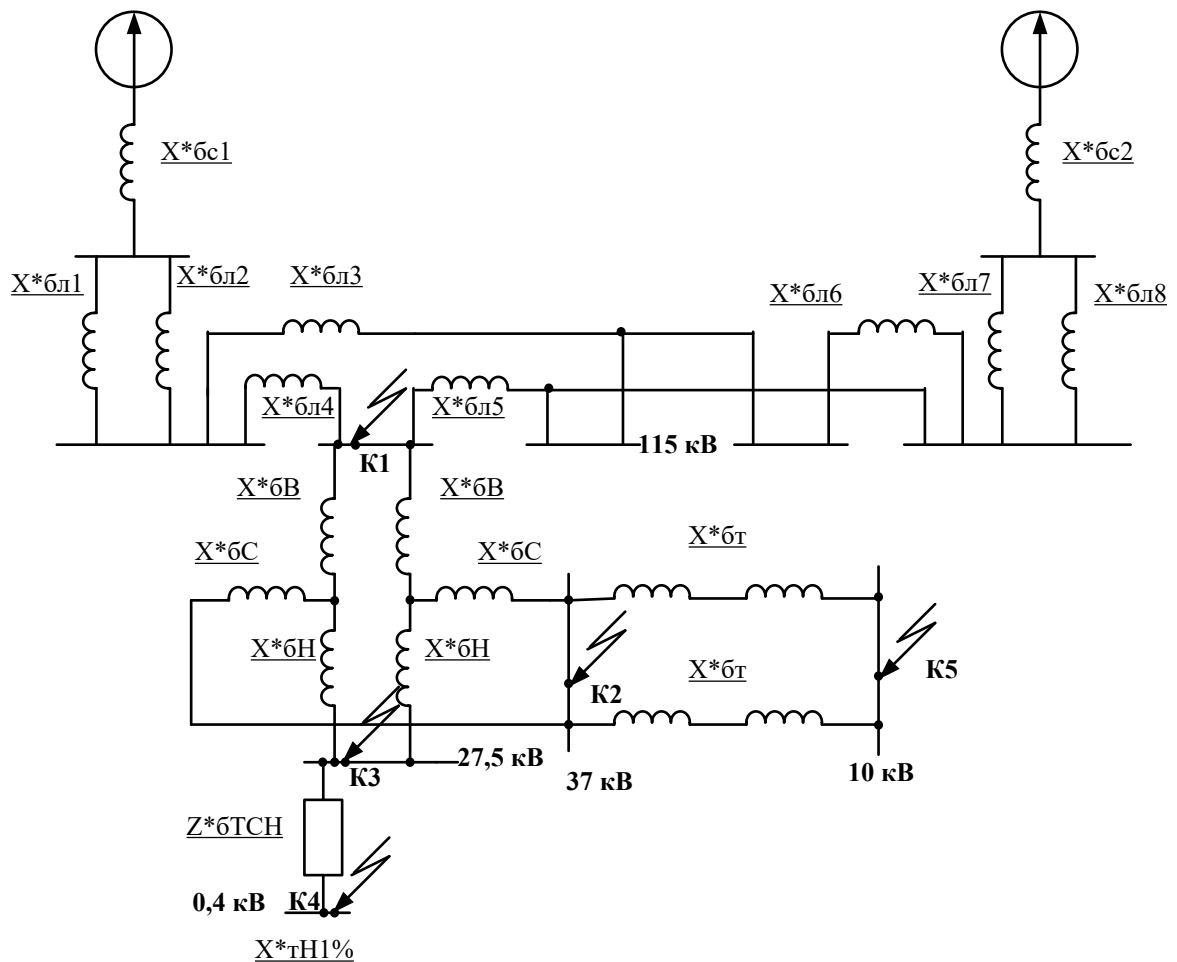


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

Приймаємо базисну потужність $S_{\phi} = 100$ 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 :

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

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_k = \frac{I_{\bar{6}}}{x_{*\bar{6}}} \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*\bar{6}сист} = \frac{S_{\bar{6}}}{S_k} \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис.2.3.

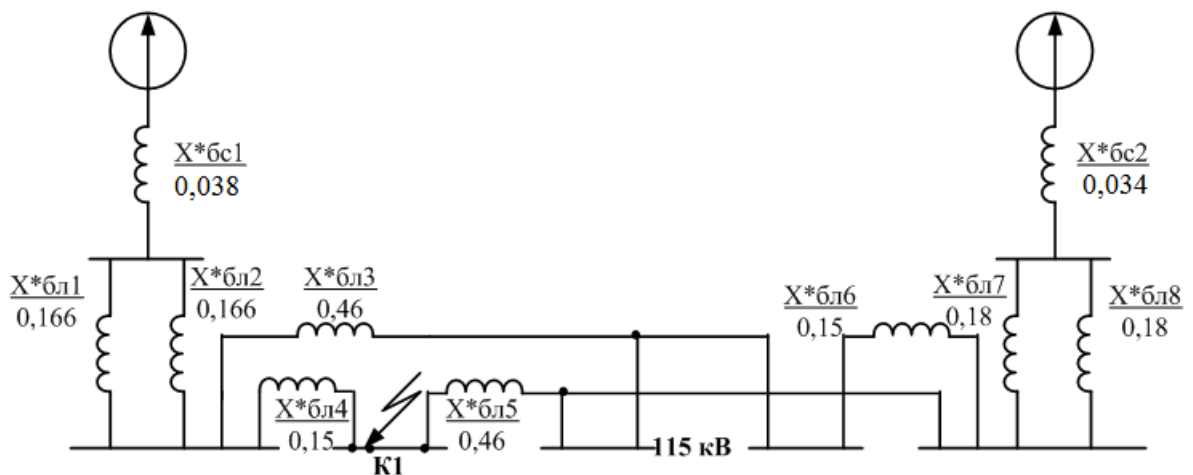


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$x_{*\bar{6}сист1} = \frac{100}{2600} = 0,038$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*\bar{6}сист2} = \frac{100}{2900} = 0,034$$

Базисний струм:

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

Опори ліній:

$$X_{*\text{бл1}} = X_{*\text{бл2}} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,166$$

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

$$X_{*\text{бл4}} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15$$

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

$$X_{*\text{бл6}} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15$$

$$X_{*\text{бл7}} = X_{*\text{бл8}} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18$$

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		35

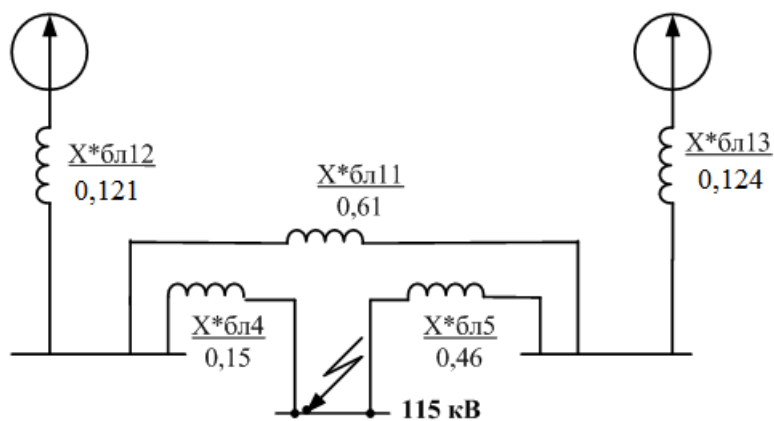


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

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

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

$$X_{*бл12} = X_{*бл1} + X_{*бл9} = 0,038 + 0,083 = 0,121$$

$$X_{*бл13} = X_{*бл2} + X_{*бл10} = 0,034 + 0,09 = 0,124 .$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис.2.5.

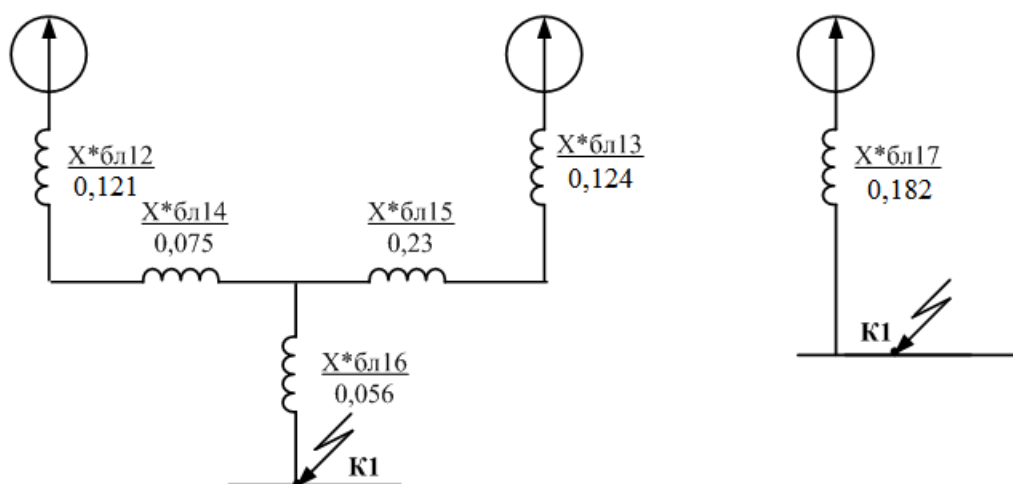


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

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

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

$$X_{\bar{\sigma}l6}^* = \frac{X_{\bar{\sigma}l4}^* \cdot X_{\bar{\sigma}l5}^*}{X_{\bar{\sigma}l4}^* + X_{\bar{\sigma}l5}^* + X_{\bar{\sigma}l11}^*} = \frac{0,15 \cdot 0,46}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,056$$

$$X_{\bar{\sigma}l7}^* = X_{\bar{\sigma}l6}^* + \frac{(X_{\bar{\sigma}l12}^* + X_{\bar{\sigma}l14}^*) \cdot (X_{\bar{\sigma}l13}^* + X_{\bar{\sigma}l15}^*)}{X_{\bar{\sigma}l12}^* + X_{\bar{\sigma}l14}^* + X_{\bar{\sigma}l13}^* + X_{\bar{\sigma}l15}^*} =$$

$$= 0,056 + \frac{(0,121 + 0,075) \cdot (0,124 + 0,23)}{0,121 + 0,075 + 0,124 + 0,23} = 0,182$$

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

$$I_{K1} = \frac{I_{\bar{\sigma}1}}{X_{\bar{\sigma}K1}^*} = \frac{0,502}{0,182} = 2,76 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{K1} = 2,55 \cdot 2,76 = 7,04 \text{ кА.}$$

$$I_{Kycm1} = 1,52 \cdot I_{K1} = 1,52 \cdot 2,76 = 4,2 \text{ кА.}$$

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

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		37

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

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

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.

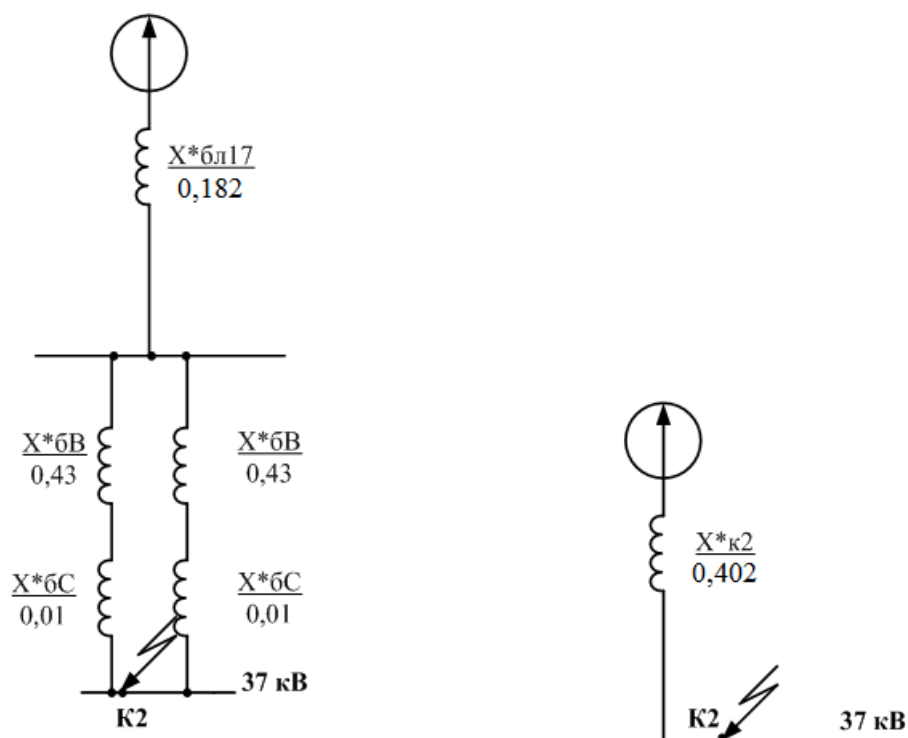


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

$$X_{*\delta K2} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta C}}{2} = 0,182 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,402.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{\kappa 2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{*\delta K2}} = \frac{1,56}{0,402} = 3,88 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{\kappa 2} = 2,55 \cdot 3,88 = 9,89 \text{ кА}.$$

$$I_{Kycm2} = 1,52 \cdot I_{\kappa 2} = 1,52 \cdot 3,88 = 5,9 \text{ кА}.$$

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:

$$X_{*\delta K3} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta H}}{2} = 0,182 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,532.$$

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.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		39

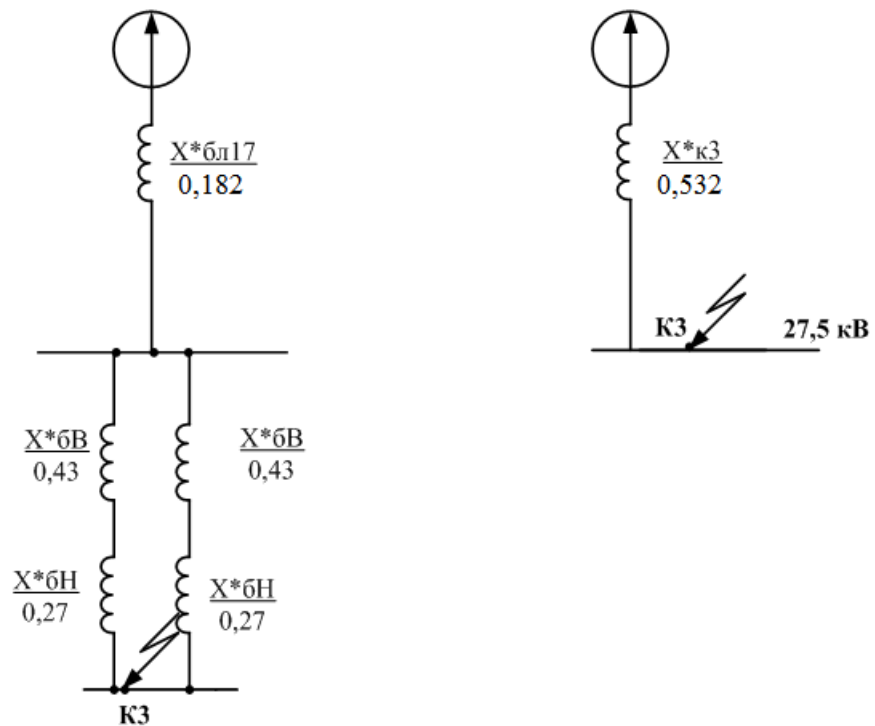


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки КЗ

Знайдемо струм короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{к3} = \frac{I_{63}}{X_{*6K3}} = \frac{2}{0,532} = 3,76 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці КЗ:

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{к3} = 2,55 \cdot 3,76 = 9,59 \text{ кА.}$$

$$I_{Kуст3} = 1,52 \cdot I_{к3} = 1,52 \cdot 3,76 = 5,72 \text{ кА.}$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

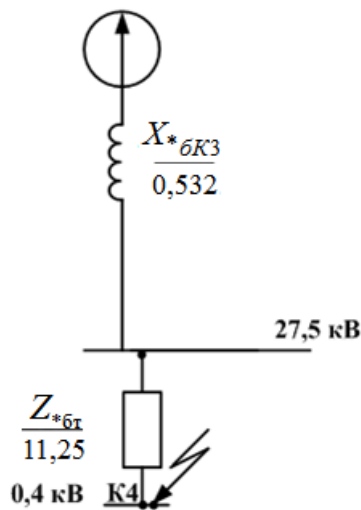


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки К4
В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{* \delta m} = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{номтр.}}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25,$$

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

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

$$Z_{* \delta m \Sigma} = \sqrt{(X_{* \delta K3} + X_{* \delta m})^2 + R_{* \delta m}^2} = \sqrt{(0,532 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 11,75.$$

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:

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

Знайдемо ударний струм в точці К4:

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

$$I_{K_{уст4}} = 1,52 \cdot I_{\kappa 4} = 1,52 \cdot 12,32 = 18,73 \text{ кА}.$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

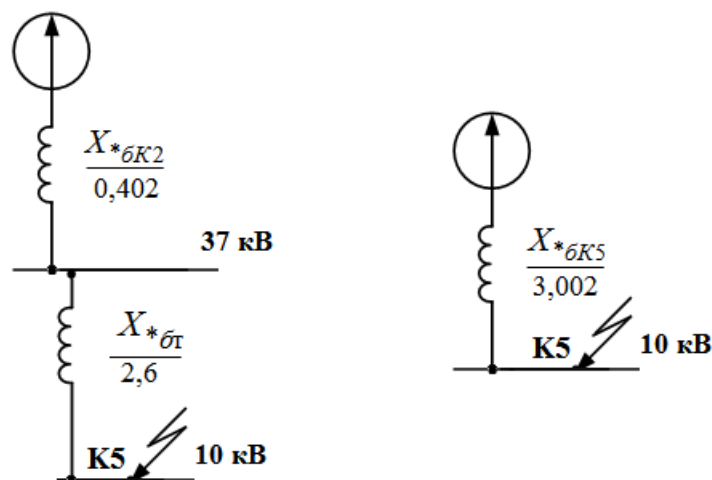


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

$$X_{\sigma T}^* = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6$$

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

$$X_{\sigma K5}^* = X_{\sigma K2}^* + X_{\sigma T}^* = 0,402 + 2,6 = 3,002$$

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:

$$I_{к5} = \frac{I_{\delta 5}}{X_{* \delta K5}} = \frac{5,5}{3,002} = 1,832 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y5} = 2,55 \cdot I_{к5} = 2,55 \cdot 1,832 = 4,67 \text{ кА,}$$

$$I_{Kycm5} = 1,52 \cdot I_{к5} = 1,52 \cdot 1,832 = 2,78 \text{ кА.}$$

Обчислимо теплові імпульси:

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

$$K1: B_{\kappa} = 2,76^2 (2 + 0,05) = 15,62 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K2: B_{\kappa} = 3,88^2 (1,5 + 0,05) = 23,33 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K3: B_{\kappa} = 3,76^2 (0,5 + 0,05) = 7,78 \text{ кА}^2\text{с;}$$

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		43

$$K5: B_k = 1,832^2(1,5 + 0,05) = 5,2 \text{ кА}^2\text{с.}$$

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	2,76	4,2	7,04	15,62
K2	1,56	3,88	5,9	9,89	23,33
K3	2	3,76	5,72	9,59	7,78
K4	144,34	12,32	18,73	22,67	83,48
K5	5,5	1,832	2,78	4,67	5,2

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

Продовження таблиці 2.3

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

2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

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

$$I_{відкл. max} \geq I_k,$$

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

I_k - струм к.з., кА.

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

- 1) $U_{\text{ном}} \geq U_p$
- 2) $I_n \geq I_p$
- 3) $I_{\text{номоткл}} \geq I_k$
- 4) $i_d \geq i_{\text{уд}}$
- 5) $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$
 $B_k = I_k^2 (t_{\text{откл}} + T_a)$

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ:

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

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

Подальші розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

Вибір роз'єднувачів.

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

- 1) $U_{\text{ном}} \geq U_p$
- 2) $I_n \geq I_p$
- 3) $i_d \geq i_{\text{уд}}$
- 4) $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$
 $B_k = I_k^2 (t_{\text{откл}} + T_a)$

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

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		46

Таблиця 2.4 – Вибрані вимикачі

№	Найменування приєднань	Тип вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних				
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{\partial}}{I_y}$	$\frac{I_{ном.відк}}{I_{\kappa}}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	ВГТ-110 П*-40/2500 У1	110	2500	102	40	3550
			110	367,8	7,04	2,76	15,62
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578,05	9,89	3,88	23,33
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	735,7	9,59	3,76	7,78
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	18	9,89	3,88	23,33
5	Споживачі 10 кВ	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	37,4	4,67	1,832	5,2
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	57,8	9,89	3,88	23,33
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	121,7	9,59	3,76	7,78
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	141,6	4,67	1,832	5,2
9	Сторона ВН ТВП	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	32,4	4,67	1,832	5,2

Таблиця 2.5 – Вибрані роз'єднувачі

№	Найменування приєднань	Тип роз'єднувача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних			
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{\partial}}{I_y}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_{\kappa}}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	РДЗ.2-110Б-1000У1	110	1000	80	2201
			110	367,8	7,04	15,62
2	Сторона НН ГПТ	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27,5	735,7	9,59	7,78
3	Споживачі 35 кВ	РДЗ.1-35/1000-У1	35	1000	50	1200
			35	18	9,89	23,33
4	Споживачі 10 кВ	РДЗ-10/1000У1	10	1000	80	1200
			10	37,4	4,67	5,2
5	Сторона НН РТ-35/10	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	50	1200
			10	141,6	9,59	7,78
6	Фідер к.м. 27,5 кВ	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27,5	121,7	9,59	7,78
7	Сторона ВН РТ-35/10	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	50	1200
			35	57,8	9,89	23,33

2.5 Проектування сонячної електростанції

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



Version 7.2.14

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Проект Ховавко Василь

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 3906 kWp

Myroliubivka - Ukraine

Vasil Khovavko
Signature

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		48



PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
20/05/22 11:24
with v7.2.14

Project: Проект Ховавко Василь

Variant: New simulation variant

UDUNT

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Myroliubivka	Latitude 48.42 °N	Albedo 0.20
Ukraine	Longitude 33.53 °E	
	Altitude 135 m	
	Time zone UTC+2	
Meteo data		
Myroliubivka		
NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds on ground	
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs
Fixed plane	Linear shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 30 / 0 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 7812 units	Nb. of units 31 units	
Pnom total 3906 kWp	Pnom total 3100 kWac	
	Pnom ratio 1.260	

Results summary

Produced Energy 4776 MWh/year	Specific production 1223 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.94 %
-------------------------------	---------------------------------------	------------------------

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
Special graphs	8
P50 - P90 evaluation	9

20/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 2/9

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		49



PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
20/05/22 11:24
with v7.2.14

Project: Проект Ховавко Василь

Variant: New simulation variant

UDUNT

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground	
PV Field Orientation		Models used	
Orientation		Transposition	Perez
Fixed plane		Diffuse	Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Circumsolar	separate
		User's needs	
Horizon		Unlimited load (grid)	
Free Horizon			

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-DE18M-(II)-500	Model	SUN2000-100KTL-M1-400Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	500 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	7812 units	Number of inverters	31 units
Nominal (STC)	3906 kWp	Total power	3100 kWac
Modules	434 Strings x 18 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (⇒33°C)	110 kWac
Pmpp	3556 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.26
U mpp	701 V		
I mpp	5070 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	3906 kWp	Total power	3100 kWac
Total	7812 modules	Number of inverters	31 units
Module area	18665 m²	Pnom ratio	1.26

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	3.0 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	2.0 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
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

20/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 3/9

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Лист

50



PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
20/05/22 11:24
with v7.2.14

Project: Проект Ховавко Василь

Variant: New simulation variant

UDUNT

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage	400 Vac tri
Loss Fraction	1.52 % at STC
Inverter: SUN2000-100KTL-M1-400Vac	
Wire section (31 Inv.)	Alu 31 x 3 x 240 mm ²
Average wires length	150 m

MV line up to Injection

MV Voltage	35 kV
Average each inverter	
Wires	Alu 3 x 120 mm ²
Length	300 m
Loss Fraction	0.01 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage	35 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	3828 kVA
Iron loss (24/24 Connexion)	1.91 kW/Inv.
Loss Fraction	0.10 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 1.67 mΩ/Inv.
Loss Fraction	2.00 % at STC

20/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 4/9

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Лист

51



PVsyst V7.2.14
VC0, Simulation date:
20/05/22 11:24
with v7.2.14

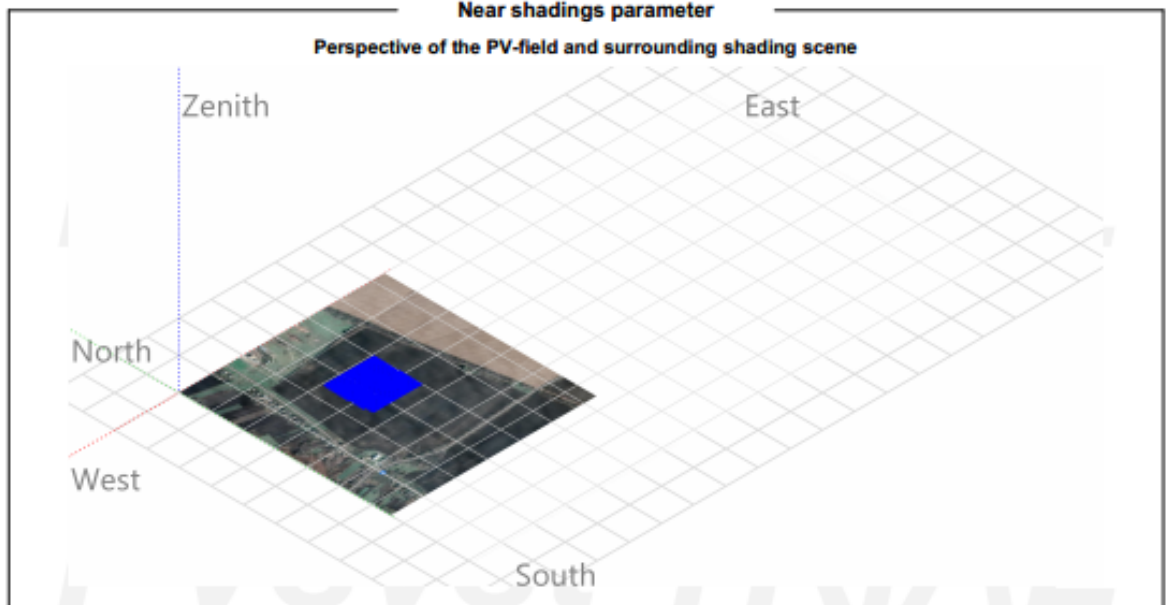
Project: Проект Ховавко Василь

Variant: New simulation variant

UDUNT

Near shadings parameter

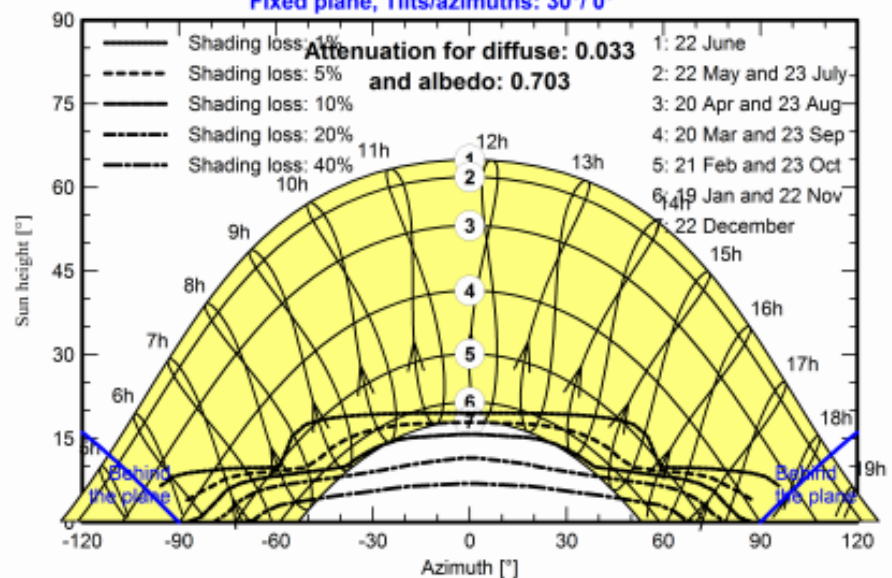
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°



20/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 5/9

Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Лист

52



Project: Проект Ховавко Василь

Variant: New simulation variant

UDUNT

PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
20/05/22 11:24
with v7.2.14

Main results

System Production

Produced Energy

4776 MWh/year

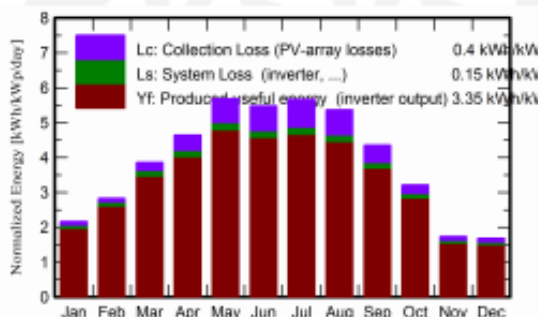
Specific production

1223 kWh/kWp/year

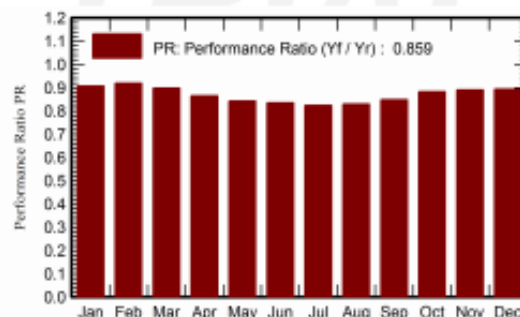
Performance Ratio PR

85.94 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	ratio
January	37.2	20.43	-3.83	67.2	62.7	250.1	238.2	0.908
February	54.6	32.93	-3.18	79.4	75.3	298.2	285.2	0.920
March	91.8	46.35	2.08	119.7	114.1	439.8	420.0	0.899
April	122.1	61.14	10.77	139.4	132.6	493.0	471.0	0.865
May	169.6	79.01	17.58	176.2	167.3	605.9	580.2	0.843
June	164.7	85.83	20.90	164.4	155.9	559.3	536.5	0.835
July	172.7	79.46	23.31	175.6	166.8	590.1	565.4	0.824
August	152.5	74.01	22.88	166.4	158.3	563.4	539.6	0.830
September	107.1	54.15	17.34	130.6	124.3	452.2	432.8	0.849
October	69.4	37.96	10.39	99.8	95.1	360.0	344.1	0.883
November	34.5	23.72	2.01	52.1	48.7	190.3	181.4	0.891
December	29.8	19.61	-2.92	52.1	47.8	191.0	182.0	0.894
Year	1206.0	614.62	9.85	1422.8	1348.7	4993.3	4776.4	0.859

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

20/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 6/9

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Лист

53



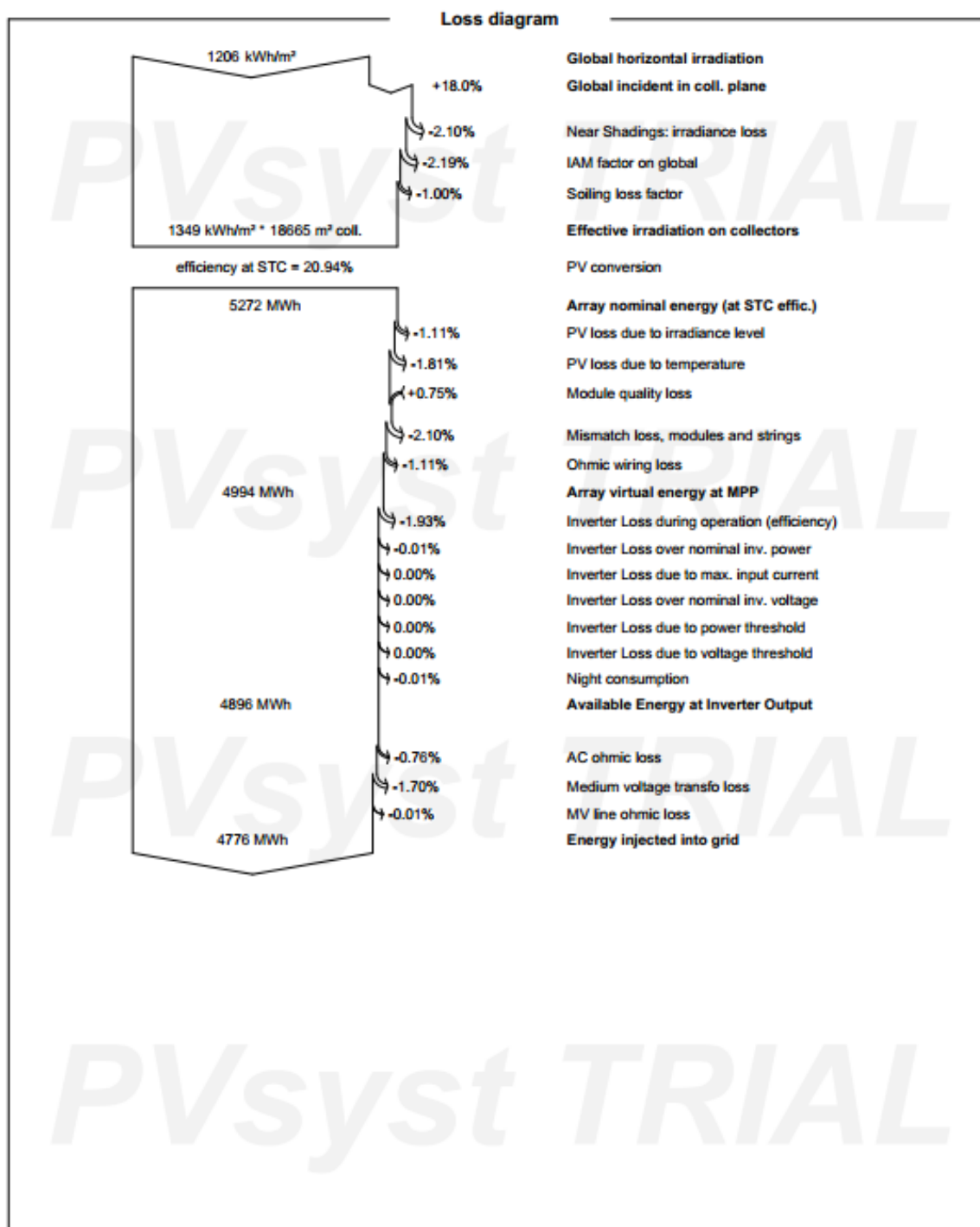
PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
20/05/22 11:24
with v7.2.14

Project: Проект Ховавко Василь

Variant: New simulation variant

UDUNT



20/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 7/9

Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Лист

54



PVsyst V7.2.14
VC0, Simulation date:
20/05/22 11:24
with v7.2.14

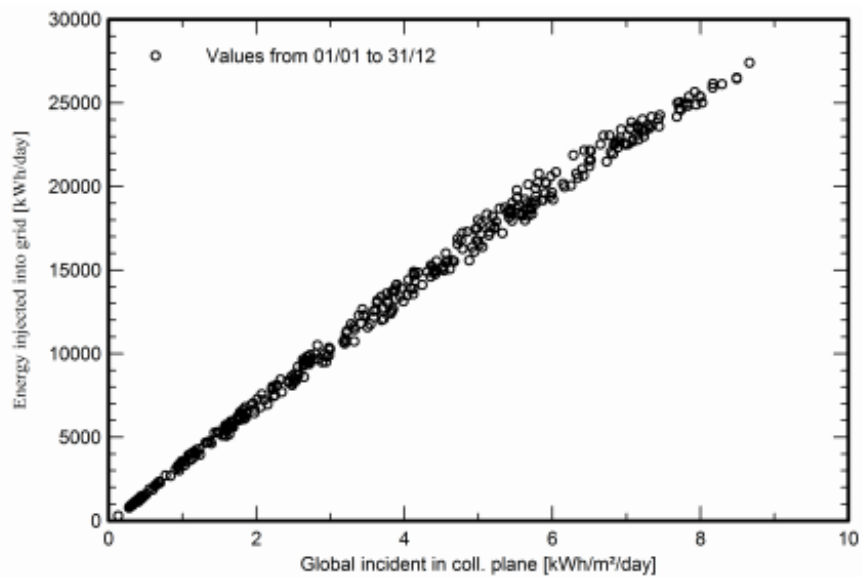
Project: Проект Ховавко Василь

Variant: New simulation variant

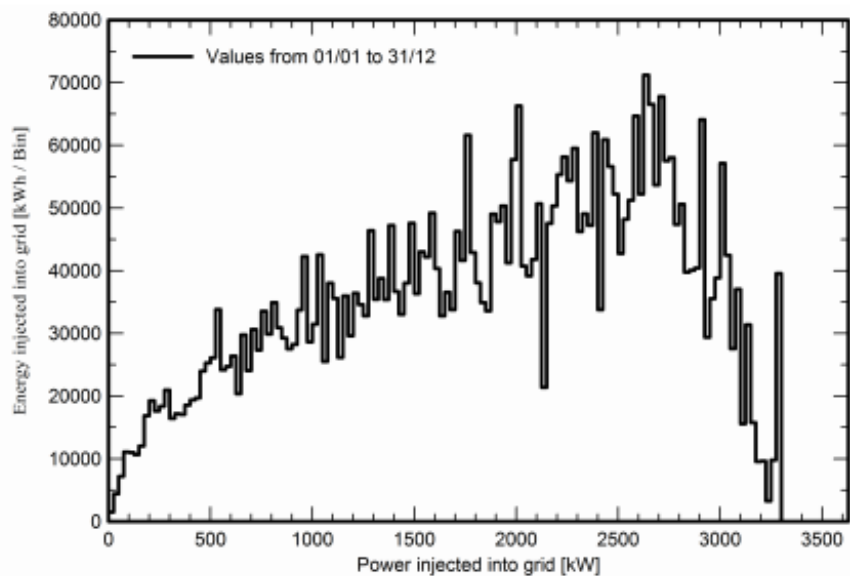
UDUNT

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



20/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 8/9

Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Лист

55



PVsyst V7.2.14
VC0, Simulation date:
20/05/22 11:24
with v7.2.14

Project: Проект Ховавко Василь

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) 5.9 %

Specified Deviation

Climate change 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 6.2 %

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

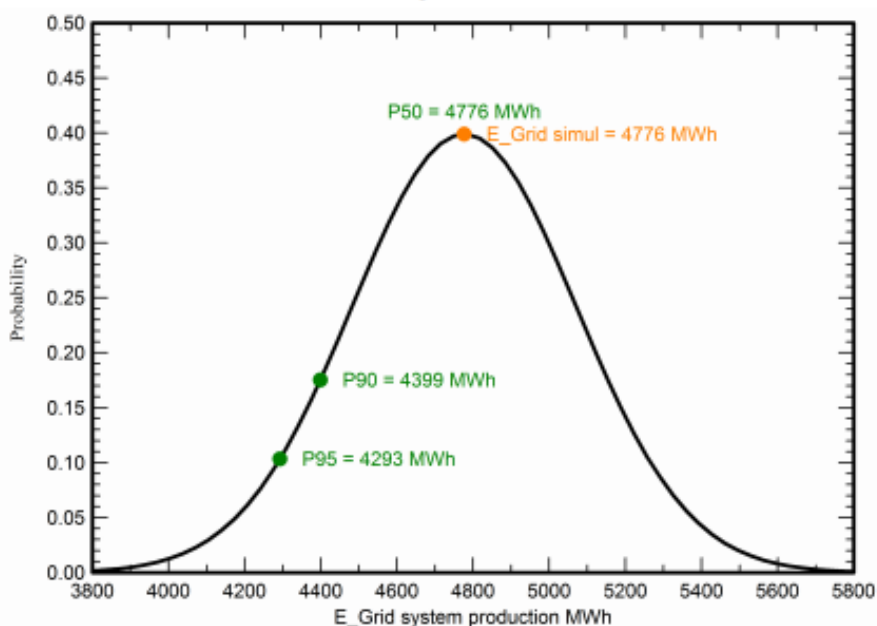
Variability 295 MWh

P50 4776 MWh

P90 4399 MWh

P95 4293 MWh

Probability distribution



20/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 9/9

Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Лист

56

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
4	10	1,832	0,65	3500	1,9

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.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		57

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

№ КЛ	$P_{\max.c}$, кВт	U_g , кВ	$\cos \varphi$	I_0 , А	S , мм ²	I_c , А
1	3500	10	0,99	204,1	95	221

Для кабелів, прокладених у землі за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць k_2 (таблиця 8.7), k_{33} (таблиця 8.10), k_4 (таблиця 8.11), k_5 (таблиця 8.16) за формулою:

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

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

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

№ КЛ	I_c , А	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_0 , А	I_{cg} , А	Виконання умови
1	221	0,98	1	1,18	1	204,1	255,6	виконується

Для кабелів, прокладених у землі в окремих трубах за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць k_1 (таблиця 8.6), k_2 (таблиця 8.8), k_{33} (таблиця 8.10), k_4 (таблиця 8.12), k_5 (таблиця 8.18) за формулою:

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		58

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	210	0,928	0,98	1	1,13	1	204,1	215,8	виконується

Для кабелів, прокладених у повітрі (на драбинах) тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць k_{zn} (таблиця 8.9), k_7 (таблиця 8.21) за формулою:

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

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

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

№ КЛ	I_c , А	k_{zn}	k_7	I_0 , А	I_{cg} , А	Виконання умови
1	287	1,08	1	204,1	310	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	8,9	0,65	11,04	1,832	виконується

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю.

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

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

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

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

де t - час спрацювання захисту, с;

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

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

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

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

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

№ КЛ	Перетин екрану, мм ²	I_{tsc} , кА	t , с	I_{ssc} , кА	$I_{sc}^{(2)}$, кА	Виконання умови
1	25	5,1	0,65	6,33	1,59	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;

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		61

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	1,9	0,411	0,124	282,21	2,82

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:

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		62

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		63

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

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

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

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

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	204,1	1,9	0,7	1,51	12,4	2,72	0,22	5,43	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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ				Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата					64

діючого значення напруги змінного струму, що становить 70% значення випробувальної напруги постійного струму для оболонки кабелю.

Захист зовнішньої ізоляційної оболонки кабелю за допомогою ОПН можливий за виконання умов:

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

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

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

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

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 6 кВ.

3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС (P=3,5 МВт)
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ (ук =4,5 %)
4. Повна потужність інверторного обладнання – 2 МВА
5. Довжина кабельної лінії – 1,9 км
6. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ «Придорожня» - 1,832 кА.
7. 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
8. Довжина КЛ-10 кВ – 1900 м.

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи.

Опір системи:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		65

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

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

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

Реактивна складова:

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

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

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

Опір трансформатора:

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

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

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

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

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

$z_C, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3,31	1,56	0,28	3,787	6,615	10,402

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66

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

Розрахункова точка К1.

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ «Придорожня» - $I_{K1}^{(3)} = 1,832$ кА.

Розрахункова точка К2.

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

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

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

$$I_{K2}^{(3)} = I_{K2ПС}^{(3)} + I_{KCEC}^{(3)}. \quad (3.28)$$

Розрахункова точка К3.

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

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

Сумарний струм КЗ в точці К3:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		67

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

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

$I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2PC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3PC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(3)}, \text{кА}$
1,832	1,601	0,192	1,793	0,583	0,775

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

$I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2PC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3PC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
1,594	1,393	0,167	1,56	0,507	0,674

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

1. Допустимий робочий струм $I_{\text{доп}} = 46,19 \text{ А}$

2. Струми короткого замикання

І ст. СВ (струмова відсічка)

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

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

Максимальна величина струму при включенні може скласти

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

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

Номінальний струм трансформатору:

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

Струм спрацювання захисту:

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

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

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

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

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

Струм спрацювання захисту:

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

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:

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		69

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

$I_{с.з.}, A$	I_y, A	k_u
930	31	1,93

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

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу 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

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

де k_n - коефіцієнт надійності (1,1);

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

k_n - коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки:

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		70

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

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

Результати розрахунку по формулам (3.36)-(3.38) зводимо в таблицю 3.15.
Таблиця 3.15 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведеного до напруги 10,5 кВ

$I_{\text{с.з.}}, \text{А}$	$I_{\text{у}}, \text{А}$	$I_{\text{сз}}, \text{А}$ для відстроювання	$k_{\text{ч}}$
76,4	7,64	80	9,8

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

Таблиця 3.16 – Зведена інформація про уставки

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

Розрахунок ємнісних струмів.

Ємнісний погонний струм замикання на землю в місці пошкодження

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

де ω - кутова швидкість вектору напруги, с ;

C_{ϕ} - ємність фази мережі, мкФ;

U_{ϕ} - фазна напруга мережі, В.

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

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

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

Таблиця 3.17 – Результати розрахунку ємнісних струмів

$C_{\phi КЛ}$, мкФ	ω , с ⁻¹	U_{ϕ} , В	I_C , А/км	$I_{СКЛ}$, А
0,229	314	6062,18	1,308	2,485

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;

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		72

- максимальний струмовий захист;
- захист від min/max частоти;
- захист від перенапруги (при перевищенні напруги змінного струму (значення встановленої уставки) інверторне обладнання блокує видачу потужності в мережу. Уставку спрацювання захисту від підвищення напруги обираємо виходячи з умови недопущення підвищення напруги більш ніж на 10 %;
- відключення від електророзподільної мережі протягом 2 с в разі переривання напруги в електророзподільній мережі;
- після відключення в результаті відхилення від норми параметрів електророзподільної мережі фотоелектрична система не повинна бути повторно підключена до мережі протягом інтервалу часу від 20 с до 5 хв з моменту відновлення нормальних значень напруги і частоти.

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		73

ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

Активні фільтри

Системи тягового електропостачання (СТЕ) електрифікованих залізниць це складні електротехнічні комплекси, що надають значний вплив на мережі зовнішнього електропостачання, системи зв'язку, автоматики та телемеханіки. Особливості СТЕ - низький коефіцієнт потужності та значні спотворення форми струмів та напруг. Компенсація реактивної потужності та підвищення якості електроенергії є одним із основних напрямків щодо зниження втрат у СТЕ. Завдання забезпечення якості електроенергії стає ще більш актуальним в умовах зростання швидкостей руху, збільшення вантажопотоку і вимог, що посилюються, з боку енергопостачальних організацій.

Системи тягового електропостачання змінного струму мають ряд особливостей, які визначають вимоги до функцій та характеристик фільтрокомпенсуючих пристроїв, що встановлюються у тягових мережах.

Перша особливість полягає в тому, що електрорухомий склад змінного струму є однофазним нелінійним навантаженням.

У діапазоні струму, який споживається електрорухомим складом (ЕРС), переважають низькочастотні непарні гармоніки (3-я, 5-а та 7-а). Несинусоїдальні струми викликають спотворення напруги як у тяговій мережі, так і у зовнішніх мережах 110 і 220 кВ, що живлять тягові підстанції.

Інша особливість СТЭ у тому, що у частотах гармонік високого порядку необхідно враховувати розподілений характер параметрів протяжної контактної мережі. Хвильові процеси в тяговій мережі супроводжуються резонансними явищами, які можуть спричинити перенапруги на струмоприймачах ЕРС. Крім того, тягова мережа має значний електромагнітний вплив на пристрої зв'язку, автоматики та телемеханіки, чутливе електронне обладнання.

Третя особливість - нестационарний характер тягових навантажень, що викликається зміною режиму роботи ЕРС та його переміщення. Змінні навантаження викликають значні коливання активної та реактивної потужностей.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

Для досягнення найбільш економічного режиму роботи системи тягового електропостачання необхідна динамічна компенсація реактивної потужності залежно від величини тягового навантаження.

Таким чином, для забезпечення електромагнітної сумісності ЕРС із системою електропостачання, ланцюгами живлення пристроїв зв'язку, автоматики та телемеханіки необхідні компенсуючі пристрої, основні функції яких полягають у наступному:

- регулювання реактивної потужності залежно від величини тягового навантаження;
- придушення потужних низькочастотних гармонік;
- демпфування резонансних явищ, викликаних хвильовими процесами в тяговій мережі, та ослаблення високочастотних гармонік струму;
- зниження рівня кондуктивних та електромагнітних перешкод.

Відповідно до вимог нормативних документів встановлення поперечної ємнісної компенсації для систем тягового електропостачання повинні виконуватися у вигляді фільтрокомпенсуючих пристроїв (ФКП), які здійснюють компенсацію реактивної потужності та придушення вищих гармонік струму та напруги.

Силові фільтри вищих гармонік являють собою LC або RLC ланцюжки, налаштовані на гармоніку, що пригнічується і працюють як поглинач. RLC ланцюжок служить як широкосмуговий фільтр та резистор, регулює ширину діапазону придушення вищих гармонік.

Одним з найпростіших пристроїв фільтрації вищих гармонік є односекційний ФКП. За необхідності включати ФКП більшої потужності слід формувати багатосекційні ФКП з можливістю регулювання потужності установки шляхом підключення (відключення) секцій ФКП. Так як найбільші значення гармонійних складових мають третя та п'ята гармоніки, то для забезпечення нормативних значень сумарного коефіцієнта гармонійних складових напруги, як правило, достатня фільтрація 3-ї та 5-ї гармонійних складових напруги.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

Тому переважно застосування ФКП, що складається з двох секцій: при цьому секція 1 повинна бути виконана з налаштуванням резонансної на частоту 3-ї гармоніки (150 Гц), а секція 2 - на частоту 5-ї гармоніки (250 Гц).

Для пригнічення низькочастотних гармонік перспективним є застосування активних фільтрів, що забезпечують плавне регулювання реактивної потужності у системах тягового електропостачання.

Розвиток елементної бази енергетичної електроніки та методів широтно-імпульсної модуляції привели до створення нового класу пристроїв, що покращують якість електроенергії. Такі пристрої будуються на повністю керованих напівпровідникових приладах і можуть працювати в чотирьох квадрантах взаємного розташування векторів струму та напруги. В залежності від виконуваних функцій такі перетворювачі отримали різні назви: активні фільтри, статичні компенсатори реактивної потужності (СТАТКОМ), кондиціонери мережі.

Застосування повністю керованих швидкодіючих ключів у таких пристроях дозволяє створювати необхідні компенсуючі струми з малим вмістом вищих гармонійних складових.

Активний фільтр (АФ), схема якого показана на рис. 4.1 забезпечує компенсацію реактивної потужності у СТЕ та придушення потужних низькочастотних гармонік (3, 5 та 7-ї).

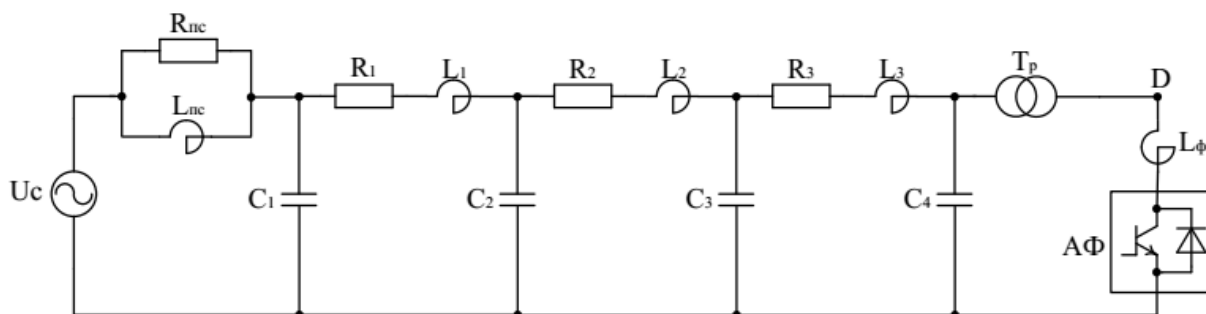


Рисунок 4.1 – Активний фільтр, встановлений наприкінці ділянки тягової мережі

Стратегія управління активним фільтром, заснована на вимірюванні напруги в точці підключення АФ до тягової мережі (точка D на рис. 1) та формуванні компенсуючого струму $i_{комп} = KG(s)u_d$, де u_d – напруга в точці D, а $G(s)$ – результуюча передавальна функція гребінки вузькосмугових фільтрів, що формують сигнал, пропорційний напрузі 3, 5 і 7-ї гармонік.

Результати експериментальної перевірки показують, що активний фільтр здійснює ефективну компенсацію реактивної потужності, збільшує середню напругу на струмоприймачі ЕРС і підтримує коефіцієнт форми напруги на рівні, близькому до ідеального значення 1,11.

Недоліком розглянутого активного фільтра слід вважати те, що він послаблює лише низькочастотні гармоніки напруги. Для ослаблення високочастотних гармонік тактова частота ключів має становити десятки кілогерців, що у сучасних умовах важко досягти.

Тому існує гібридна компенсуюча система для СТЕ, утворена паралельним з'єднанням активного фільтра, розглянутого вище, та широкосмугового пасивного фільтра (рис. 4.2). Активний фільтр призначений для компенсації реактивної потужності та придушення низькочастотних гармонік. Пасивний фільтр здійснює демпфування високочастотних гармонік.

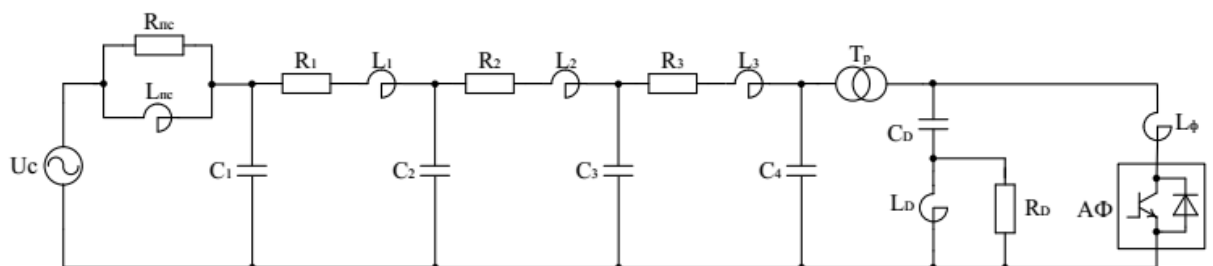


Рисунок 4.2 – Гібридний активний фільтрокомпенсуючий пристрій

Така гібридна система називається кондиціонером тягової мережі (Traction Power-Quality Conditioner).

На сьогоднішній день дані активні та гібридні ФКУ є перспективним засобом управління якістю електроенергії в системах тягового електропостачання. Вони можуть одночасно компенсувати реактивну

потужність, пригнічувати вищі гармоніки та демпфувати резонансні перенапруги на струмоприймачі ЕРС.

Важливою перевагою активних фільтрів є те, що вони є швидкодіючими адаптивними пристроями які здатні реагувати на зміни тягового навантаження в режимі реального часу.

Основні недоліки полягають в тому, що вони дорогі, вимагають кваліфікованого обслуговування та спеціальної підготовки персоналу.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		78

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 Мерефа – Бірки.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		79

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Марквардт К.Г. Електропостачання електрифікованих залізниць / К.Г. Марквардт – М.: Транспорт, 1982.– 528 с.
2. Довідник з електропостачання залізниць. Т.1. / Під. ред. К.Г. Марквардта. – М.: Транспорт, 1980. – 256 с.
3. Довідник з електропостачання залізниць. Т.2. / Під. ред. К.Г. Марквардта. – М.: Транспорт, 1981. – 392 с.
4. Міхеєв В. П. Контактні мережі та лінії електропередачі: Підручник для вузів ж.-д. транспорту / В. П. Міхеєв.– М.: Маршрут, 2003.– 416 с.
5. Марквардт К. Г. Контактна мережа / К. Г. Марквардт – М.: Транспорт, 1994. – 336 с.
6. Горошков Ю. И. Контактна мережа / Ю. И. Горошков, Н. А. Бондарев. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1981.– 400 с.
7. Фрайфельд А. В. Пристрій, спорудження та експлуатація контактної мережі та повітряних ліній / А. В. Фрайфельд, Н. А. Бондарев, А. С. Марков. – М.: Транспорт, 1987. – 336 с.
8. Давидова І.К. Довідник з експлуатації тягових підстанцій та постів секціонування.. / І.К. Давидова, Б.И. Попов, В.М. Ерлих – М.: Транспорт, 1978.– 416 с.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		80