

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

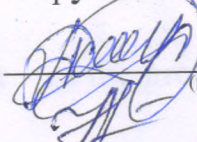
Управління енергетичними процесами
(назва факультету)

Інтелектуальні системи енергопостачання
(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
бакалавра
(ступінь вищої освіти)

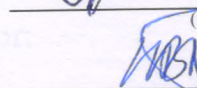
на тему: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Апостолове 150 - Жовтень. Закриті трансформаторні підстанції високої напруги
за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання
зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕС19120:


(підпис студента)

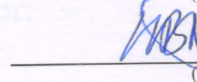
/ Данило ПАНАСЮК /
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник:


(підпис)

/ доцент Тетяна ДРУБЕЦЬКА /
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

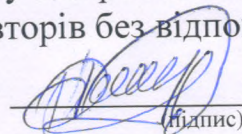
Нормоконтролер:


(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 ПРИЗВИЩЕ)

Дата 14.12.2021

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

студенту

Панасюку Данилу В'ячеславовичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Апостолове 150 - Жовтень. Закриті трансформаторні підстанції високої напруги

Керівник роботи: Друбецька Тетяна Ігорівна, 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

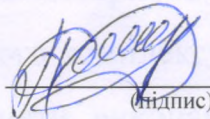
4.4 Індивідуальне завдання: Закриті трансформаторні підстанції високої напруги

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	11.03.2022	
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	

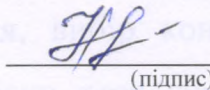
Студент


(підпис)

Данило ПАНАСЮК

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи


(підпис)

Тетяна ДРУБЕЦЬКА

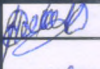
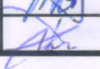
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Результатами роботи являються визначені значення струмів фідерів та підстанцій, струмів короткого замикання на всіх присадах, вибір трансформаторів, вимикачів та роз'єднувачів, визначення обладнання для сонячних станцій. Дані результати можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Анестолове 150 - Жовтень.

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

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.....	81
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	82

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022-ПЗ		
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Апостолове 150 - Жовтень. Закриті трансформаторні підстанції високої напруги Літера Аркуш Аркушів 6 82 УДУНТ, ІСЕ, гр. ЕС19120		
Розробив	Панасюк						
Консульт.							
Керівник	Друбецька						
Н. контр.	Перцевий						
Зав.каф.	Босий			20.08.22			

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)

Данило ПАНАСЮК

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи

(підпис)

Тетяна ДРУБЕЦЬКА

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:
79с., 12 рис., 27 табл., 8 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Апостолове 150 - Жовтень.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями 110 кВ Апостолове 150 - Жовтень.

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 Апостолове 150 - Жовтень.

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

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	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	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:

$$I_1 = 197.1 \text{ A}, I_2 = 226.7 \text{ A}, I_3 = 96.5 \text{ A}, I_4 = 126.6 \text{ A}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 238.4 \text{ A}, I_{e2} = 254.7 \text{ A}, I_{e3} = 122.1 \text{ A}, I_{e4} = 126.1 \text{ A}.$$

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

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

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

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;

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

$$\begin{aligned} n_{01} &= \frac{44.3}{10} & n_{01} &= 4.43 & n_{03} &= \frac{29.2}{10} & n_{03} &= 2.92 \\ n_{02} &= \frac{20.4}{10} & n_{02} &= 2.04 & n_{04} &= \frac{23.6}{10} & n_{04} &= 2.36 \end{aligned}$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення:

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

2) для двостороннього живлення:

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

Підставляючи значення у попередні формули отримаємо необхідні струми для різних режимів.

Режим середніх розмірів руху поїздів

$$I_{\phi 1} = \frac{4.43 \cdot 85 \cdot 197.1}{144} = 515.4 \text{ А}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\phi 2} = \frac{2.04 \cdot 85 \cdot 226.7}{144} = 273 \text{ A}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{2.92 \cdot 85 \cdot 96.5}{144} = 166.3 \text{ A}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2.36 \cdot 85 \cdot 126.6}{144} = 176.4 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4.43 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 238.4^2 + \frac{4.43 \cdot \left(4.43 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 197.1^2} = 619.6 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2.04 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 254.7^2 + \frac{2.04 \cdot \left(2.04 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 226.7^2} = 360.5 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2.92 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 122.1^2 + \frac{2.92 \cdot \left(2.92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 96.5^2} = 222 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2.36 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 126.1^2 + \frac{2.36 \cdot \left(2.36 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 126.6^2} = 207.5 \text{ A}$$

Режим згущення поїздів

$$N = N_0 \cdot 0.9 = 144 \cdot 0.9 = 130$$

$$I_{\phi 1} = \frac{4.43 \cdot 130 \cdot 197.1}{144} = 788.3 \text{ A}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2.04 \cdot 130 \cdot 226.7}{144} = 417.5 \text{ A}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{2.92 \cdot 130 \cdot 96.5}{144} = 254.4 \text{ A}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2.36 \cdot 130 \cdot 126.6}{144} = 269.7 \text{ A}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4.43 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 238.4^2 + \frac{4.43 \cdot \left(4.43 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 197.1^2} = 858.7 \text{ A}$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2.04 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 254.7^2 + \frac{2.04 \cdot \left(2.04 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 226.7^2} = 468.7 \text{ A}$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2.92 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 122.1^2 + \frac{2.92 \cdot \left(2.92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 96.5^2} = 295.9 \text{ A}$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2.36 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 126.1^2 + \frac{2.36 \cdot \left(2.36 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 126.6^2} = 277.2 \text{ A}$$

Режим максимальних розмірів руху

$$N = N_0 = 144$$

$$I_{\phi 1} = \frac{4.43 \cdot 144 \cdot 197.1}{144} = 873.2 \text{ A}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2.04 \cdot 144 \cdot 226.7}{144} = 462.5 \text{ A}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{2.92 \cdot 144 \cdot 96.5}{144} = 281.8 \text{ A}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2.36 \cdot 144 \cdot 126.6}{144} = 298.8 \text{ A}$$

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4.43 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 238.4^2 + \frac{4.43 \cdot \left(4.43 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 197.1^2} = 932 \text{ A}$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2.04 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 254.7^2 + \frac{2.04 \cdot \left(2.04 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 226.7^2} = 500.5 \text{ A}$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2.92 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 122.1^2 + \frac{2.92 \cdot \left(2.92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 96.5^2} = 318.1 \text{ А}$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2.36 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 126.1^2 + \frac{2.36 \cdot \left(2.36 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 126.6^2} = 298.1 \text{ А}$$

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

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

де v – кількість фідерів даного плеча живлення.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів

$$I_{лів} = 515.4 + 273 = 788.4 \text{ А}$$

$$I_{пр} = 166.3 + 176.4 = 342.7 \text{ А}$$

$$I_{елів} = \sqrt{788.4^2 + (619.6^2 + 360.5^2) - (515.4^2 + 273^2)} = 891.78 \text{ А}$$

$$I_{епр} = \sqrt{342.7^2 + (222^2 + 207.5^2) - (166.3^2 + 176.4^2)} = 388.6 \text{ А}$$

Режим згущення поїздів

$$I_{злів} = 788.3 + 417.5 = 1205.8 \text{ А}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

$$I_{зпр} = 254.4 + 269.7 = 524.1 \text{ А}$$

$$I_{зелів} = \sqrt{1205.8^2 + (858.7^2 + 468.7^2) - (788.3^2 + 417.5^2)} = 1270.9 \text{ А}$$

$$I_{зенпр} = \sqrt{524.1^2 + (295.9^2 + 277.2^2) - (254.4^2 + 269.7^2)} = 549.2 \text{ А}$$

Режим максимальних розмірів руху

$$I_{млів} = 873.2 + 462.45 = 1335.65 \text{ А}$$

$$I_{мпр} = 281.8 + 298.8 = 580.6 \text{ А}$$

$$I_{мелів} = \sqrt{1335.7^2 + (932^2 + 500.5^2) - (873.2^2 + 462.5^2)} = 1388.1 \text{ А}$$

$$I_{менпр} = \sqrt{580.6^2 + (318.1^2 + 298.1^2) - (281.8^2 + 298.8^2)} = 598.7 \text{ А}$$

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.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

– 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

$$I_a = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 788.4^2 + 342.7^2 + 2 \cdot 788.4 \cdot 342.7} = 591.1 \text{ А}$$

$$I_b = \frac{1}{3} \sqrt{788.4^2 + 342.7^2 - 788.4 \cdot 342.7} = 228.2 \text{ А}$$

$$I_c = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 342.7^2 + 788.4^2 + 2 \cdot 788.4 \cdot 342.7} = 425.8 \text{ А}$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 891.7^2 + 388.6^2 + 2 \cdot 788.4 \cdot 342.7} = 655.9 \text{ А}$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \sqrt{891.7^2 + 388.6^2 - 788.4 \cdot 342.7} = 274.1 \text{ А}$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 388.6^2 + 891.7^2 + 2 \cdot 788.4 \cdot 342.7} = 464.2 \text{ А}$$

Режим згущення поїздів

$$I_{3a} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1205.8^2 + 524.1^2 + 2 \cdot 1205.8 \cdot 524.1} = 904 \text{ А}$$

$$I_{3b} = \frac{1}{3} \sqrt{1205.8^2 + 524.1^2 - 1205.8 \cdot 524.1} = 349.1 \text{ А}$$

$$I_{3c} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 524.1^2 + 1205.8^2 + 2 \cdot 1205.8 \cdot 524.1} = 651.2 \text{ А}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

$$I_{3ea} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1270.9^2 + 549.2^2 + 2 \cdot 1205.8 \cdot 524.1} = 944.4 \text{ А}$$

$$I_{3eb} = \frac{1}{3} \sqrt{1270.9^2 + 549.2^2 - 1205.8 \cdot 524.1} = 377.84 \text{ А}$$

$$I_{3ec} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 549.2^2 + 1270.9^2 + 2 \cdot 1205.8 \cdot 524.1} = 673.8 \text{ А}$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів

$$I_{ma} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1335.6^2 + 580.6^2 + 2 \cdot 1335.6 \cdot 580.6} = 1001.3 \text{ А}$$

$$I_{mb} = \frac{1}{3} \sqrt{1335.6^2 + 580.6^2 - 1335.6 \cdot 580.6} = 386.65 \text{ А}$$

$$I_{mc} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 580.6^2 + 1335.6^2 + 2 \cdot 1335.6 \cdot 580.6} = 721.3 \text{ А}$$

$$I_{mea} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1388.1^2 + 598.7^2 + 2 \cdot 1335.6 \cdot 580.6} = 1033.7 \text{ А}$$

$$I_{meb} = \frac{1}{3} \sqrt{1388.1^2 + 598.7^2 - 1335.6 \cdot 580.6} = 409.6 \text{ А}$$

$$I_{mec} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 598.7^2 + 1388.1^2 + 2 \cdot 1335.6 \cdot 580.6} = 738.7 \text{ А}$$

Результати розрахунку струмозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струмозподілу

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	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 «б»	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, мм²;

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

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

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

ℓ – довжина міжпідстанційної зони, км;

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

1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії

Схема живлення контактної мережі на 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	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

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

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 застосовані такі позначення:

T – розрахунковий період, $T = 24$ 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	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

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

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

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

$$I_{неп} = \frac{1}{2 \cdot 44.3} \cdot \left[(120 + 135)3 + (135 + 180)3.7 + (180 + 180)8.3 + (120 + 150)3.3 \dots \right. \\ \left. + (150 + 255)3.3 + (255 + 210)6 + (210 + 225)7.3 + (225 + 195)5.8 \right]$$

$$I_{неп} = 175.5 \text{ А}$$

$$I_{нар} = \frac{1}{2 \cdot 29.2} \cdot \left[(240 + 225)1.7 + (225 + 195)2.2 + (195 + 225)4.4 + (225 + 240)4.4 \dots \right. \\ \left. + (240 + 205)3.3 + (205 + 255)4.9 + (255 + 195)3.8 + (195 + 180)3.9 \dots \right. \\ \left. + (215 + 180)0.7 \right]$$

$$I_{нар} = 218.8 \text{ А}$$

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

$$W_{неп} = 175.5 \cdot 25 \cdot 0.683 = 2996.7 \text{ кВт} \cdot \text{г}$$

$$W_{нар} = 218.8 \cdot 25 \cdot 0.487 = 2663.9 \text{ кВт} \cdot \text{г}$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_m = 2996.7 \cdot 85 + 2663.9 \cdot 85 = 481151 \text{ кВт} \cdot \text{г}$$

Тоді

Для вузлової схеми:

$$B_o = 0.0228 \cdot \frac{481151^2}{24 \cdot 25^2} \cdot \left[2.95 \cdot \left[\frac{24}{85 \cdot 0.683 + 85 \cdot 0.487} + 0.46 \cdot \left(0.25 - \frac{0.167}{0.738 + 0.487} \right) \right] + 1 \dots \right. \\ \left. + \frac{4 \cdot 0.167}{3 \cdot (0.738 + 0.487)} \cdot \left[1.1 \cdot \frac{144 \cdot (0.738 + 0.487)}{85 \cdot (0.683 + 0.487)} - 1 \right] \right]$$

$$B_o = 717522.6 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

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

$$F_{me} = 0.46\sqrt{717522.6} = 389.7 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{389.7}{2} = 194.8 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

Для трьохвузлової схеми:

$$Bo = 0.067 \cdot \frac{481151^2}{24 \cdot 25^2} \cdot \left[\frac{24}{85 \cdot 0.683 + 85 \cdot 0.487} + 0.46 \cdot \left(1 - \frac{0.167}{0.738 + 0.487} \right) \right]$$

$$Bo = 660369.3 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

$$F_{me} = 0.46\sqrt{660369.3} = 373.8 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{373.8}{2} = 186.9 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

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.

$$\alpha = \frac{0.738}{0.683} = 1.081$$

$$k_{\phi} = \frac{0.36 \cdot 1.081^2}{4.43} + 1 = 1.095$$

$$I_{роз} = 788.3 \cdot 2 \cdot 1.095 = 1726.4 \text{ A} > 1060 \text{ A}$$

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.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

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.

$$\ell_e = \sqrt{\frac{2.70^3 + 3.60^3 + 15.50^3 + 4.55^3}{2.70 + 3.60 + 15.50 + 4.55}} = 54.8 \text{ м.}$$

Розрахунковий режим

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

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

$$\ell_{кр} = 1600 \sqrt{408 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{[-5 - (-35)]}{5.61^2 - 1.807^2}} = 33.3 \text{ м.}$$

Так як $\ell_{кр} < \ell_e$ отже розрахунковим буде режим ожеледі з вітром.

Натяг навантаженого несучого тросу

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

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

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

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

$$A = -5 - \frac{5.61^2 \cdot 54.8^2}{408 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{1600}{20.37} = -16.94 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$B = \frac{1.807^2 \cdot 54.8^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2.4034 \times 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

Змінюючи натяг несучого троса від максимального до 400 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 , °С	-86.1	-73.4	-59.2	-42	-18.7	20.4	113.6

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину

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

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

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

$$t_{cep} = \frac{30 + (-35)}{2} = -2.5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

$$t_0 = -2.5 - 10 = -12.5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$t_e = A + \frac{B_e}{T_e^2} - \frac{T_e}{\alpha ES}; \quad (1.29)$$

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

$$B_e = \frac{5.61^2 \cdot 54.8^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2.316 \times 10^8 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

$$T_e = 1600 \text{ даН.}$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

$$B_v = \frac{2.006^2 \cdot 54.8^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2.9618 \times 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

$$T_v = 719 \text{ даН.}$$

Стріла прогину контактного проводу, м

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

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

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

$$f_{xi} = \frac{1.807 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (932 + 1 \cdot 1000)} \cdot \left(1 - \frac{932}{759} \right) = -0.067 \text{ м.}$$

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.

$$F_{xn} = \frac{1}{932} \cdot \left[\frac{1.807 \cdot 70^2}{8} + 0.7 \cdot 150 - (-0.067) \cdot 1 \cdot 1000 \right] = 1.372 \text{ м.}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Натяг ненавантаженого несучого троса

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

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

$$B_p = \frac{0.834^2 \cdot 54.8^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 5.1196 \times 10^6 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С}.$$

При $t_{px} = 35 \text{ °С}$ - $T_{px} = 631 \text{ даН}$.

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса

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

$$F_{pxn} = \frac{0.834 \cdot 70^2}{8 \cdot 631} = 0.81 \text{ м}.$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Монтажна таблиця

$t_x, \text{°С}$	-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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ			Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				25

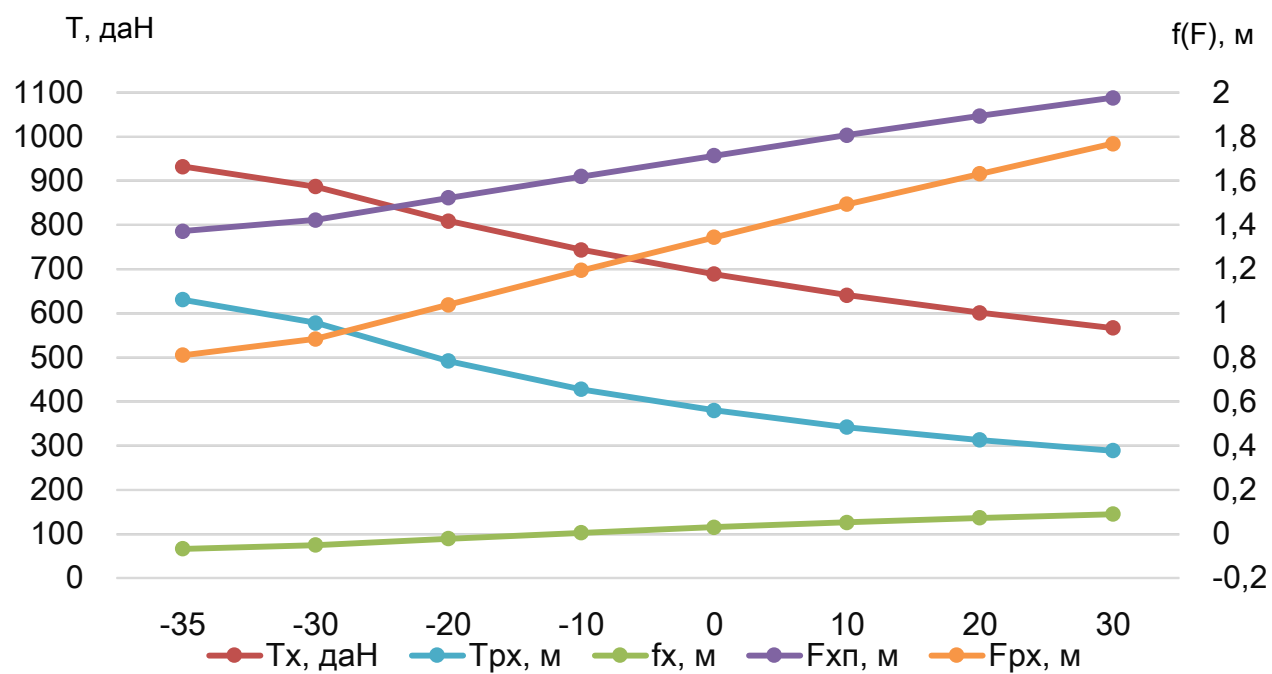


Рисунок 1.1 – Монтажні криві

2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції

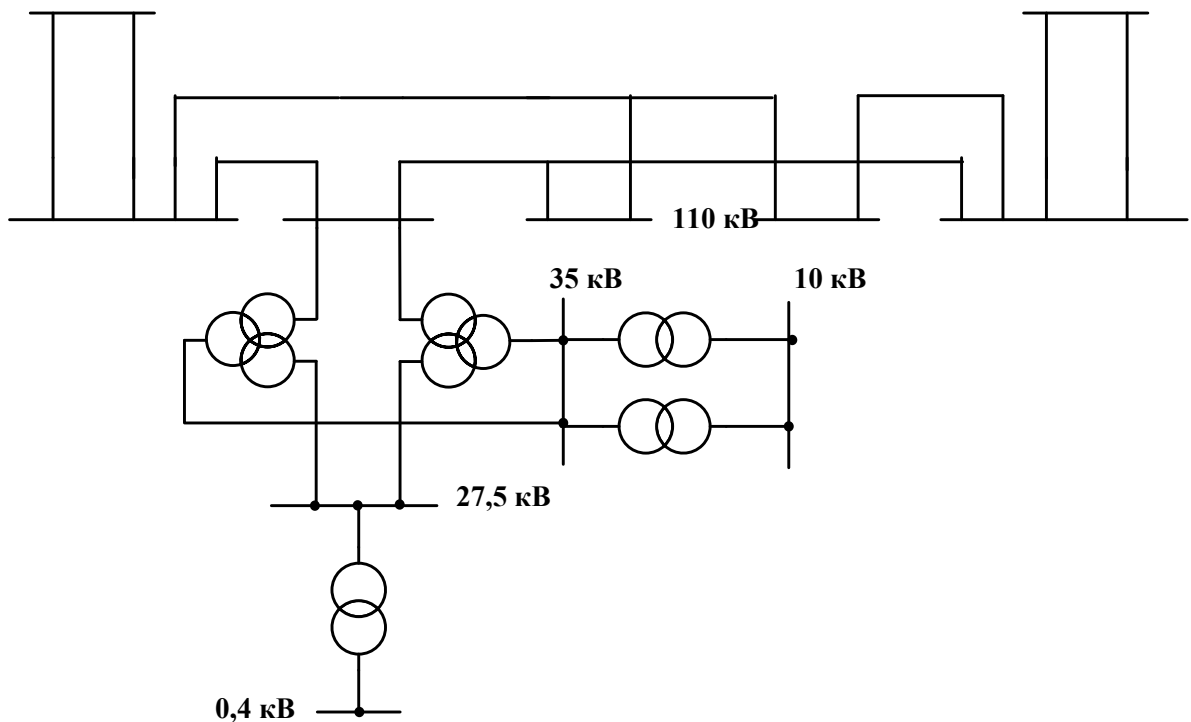


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

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:

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

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

$$S_{\text{Т}} = (2S' + 0,65S'')k_{\text{нр}}k_{\text{ку}}. \quad (2.3)$$

$$S_{\text{Т}} = (2 \cdot 8.5 + 0.65 \cdot 7.9) \cdot 0.9 \cdot 0.93 = 18.53 \text{ МВА} = 18530 \text{ кВА}.$$

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

$$S_{\text{дпр}} = S_{\text{дпр1}} \cdot L = 25 \cdot 10 = 250 \text{ кВА}. \quad (2.4)$$

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

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

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

$$S_{\text{max10}} = 0,1 \cdot 18530 = 1853 \text{ кВА}.$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Тоді отримаємо:

$$S_{ш. \max 35} = (S_{PT} + S_{\max 35}) k_p. \quad (2.5)$$

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

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

$$S_{\text{розрах. max}} = (S_{ш. \max 27,5} + S_{ш. \max 35}) k_p, \quad (2.6)$$

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

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 _H / 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:

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

2.2 Розрахунок струмів к.з.

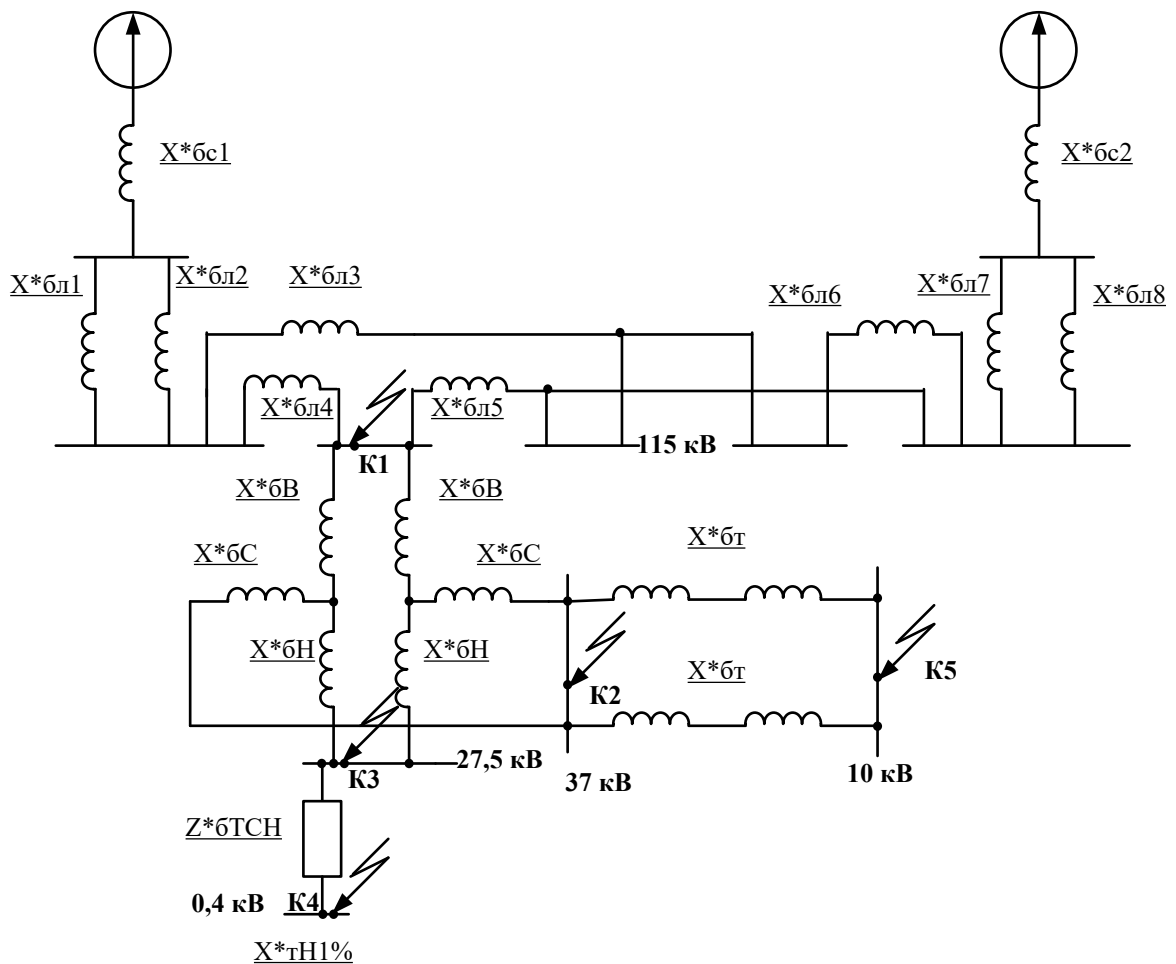


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

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

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

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

Базисний струм знаходимо за формулою :

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}. \quad (2.7)$$

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

					02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

$$I_K = \frac{I_{\bar{6}}}{x_{*\bar{6}}} \quad (2.8)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*\bar{6}сист} = \frac{S_{\bar{6}}}{S_K} \quad (2.9)$$

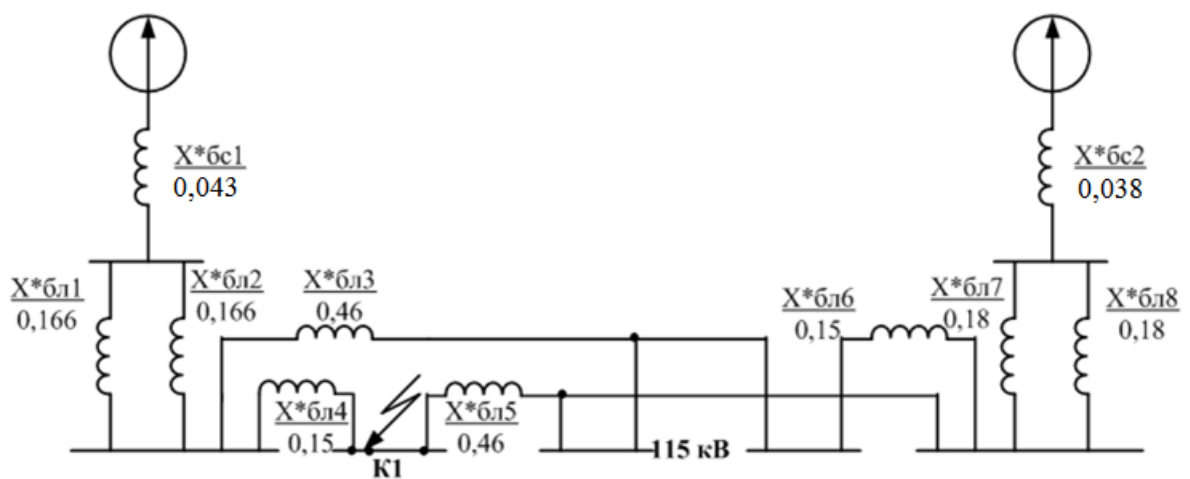


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.9) базисний опір системи 1:

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

Базисний опір системи 2:

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

Базисний струм:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

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

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).

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

$$X_{*6л10} = 0,5 X_{*6л7} = 0,5 \cdot 0,18 = 0,09$$

$$X_{*6л11} = X_{*6л3} + X_{*6л6} = 0,46 + 0,15 = 0,61$$

$$X_{*6л12} = X_{*6л1} + X_{*6л9} = 0,043 + 0,083 = 0,126$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

$$X_{\bar{b}l13}^* = X_{\bar{b}c2}^* + X_{\bar{b}l10}^* = 0,038 + 0,09 = 0,128 .$$

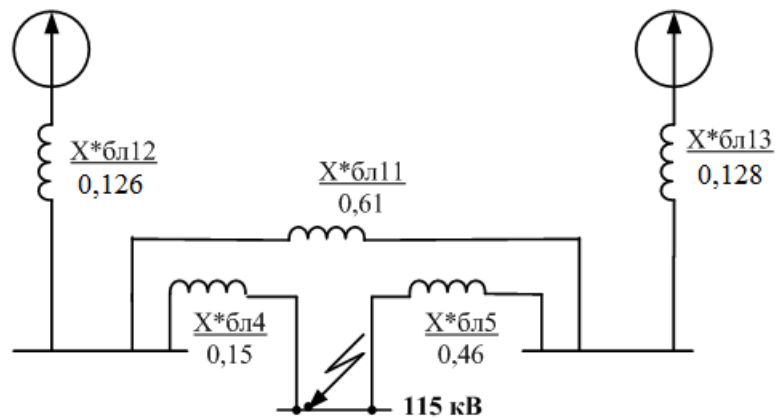


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис.2.5.

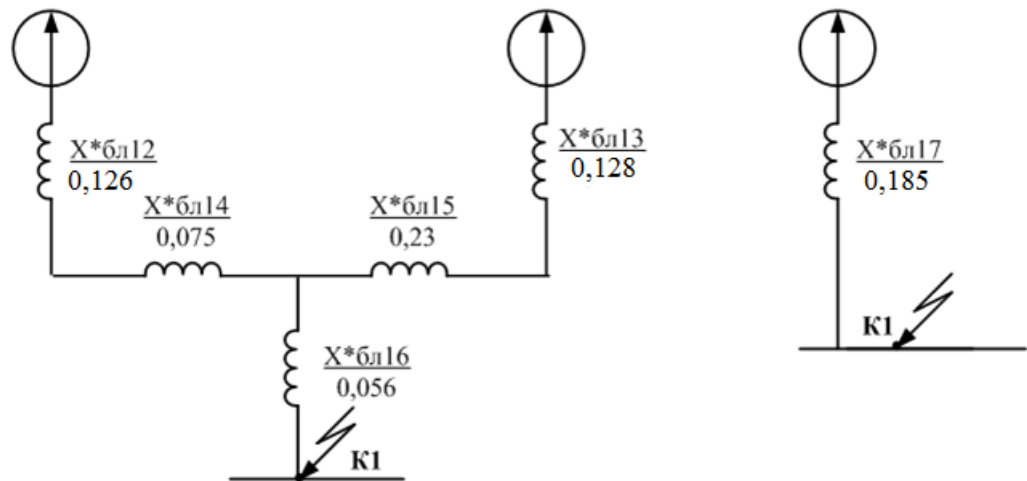


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

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

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

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

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ

Арк.

33

$$X_{\bar{0}l17}^* = X_{\bar{0}l16}^* + \frac{(X_{\bar{0}l12}^* + X_{\bar{0}l14}^*) \cdot (X_{\bar{0}l13}^* + X_{\bar{0}l15}^*)}{X_{\bar{0}l12}^* + X_{\bar{0}l14}^* + X_{\bar{0}l13}^* + X_{\bar{0}l15}^*} =$$

$$= 0,056 + \frac{(0,126 + 0,075) \cdot (0,128 + 0,23)}{0,126 + 0,075 + 0,128 + 0,23} = 0,185$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К1:

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

Знайдемо ударний струм в точці К1:

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

$$I_{K_{yсм1}} = 1,52 \cdot I_{K1} = 1,52 \cdot 2,71 = 4,12 \text{ кА.}$$

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

$$S_{номтр.} = 25 \text{ МВА}, \quad u_{квс} = 10.5 \%, \quad u_{квн} = 18\%, \quad u_{кcn} = 6.5 \%.$$

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

$$u_{кв} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{квн} - u_{кcn}) = 0,5 \cdot (10.5 + 18 - 6.5) = 10,75,$$

$$u_{кн} = 0,5 \cdot (u_{квн} + u_{кcn} - u_{квс}) = 0,5 \cdot (18 + 6.5 - 10.5) = 6.75,$$

$$u_{кс} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{кcn} - u_{квн}) = 0,5 \cdot (10.5 + 6.5 - 18) = -0.25.$$

Визначимо опір обмоток трансформатора:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

$$X_{*6B} = \frac{u_{кв}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр.}} = \frac{10.75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0.43 ,$$

$$X_{*6H} = \frac{u_{кн}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр.}} = \frac{6.75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0.27 ,$$

$$X_{*6C} = \frac{u_{кс}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр.}} = \frac{0.25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0.01 .$$

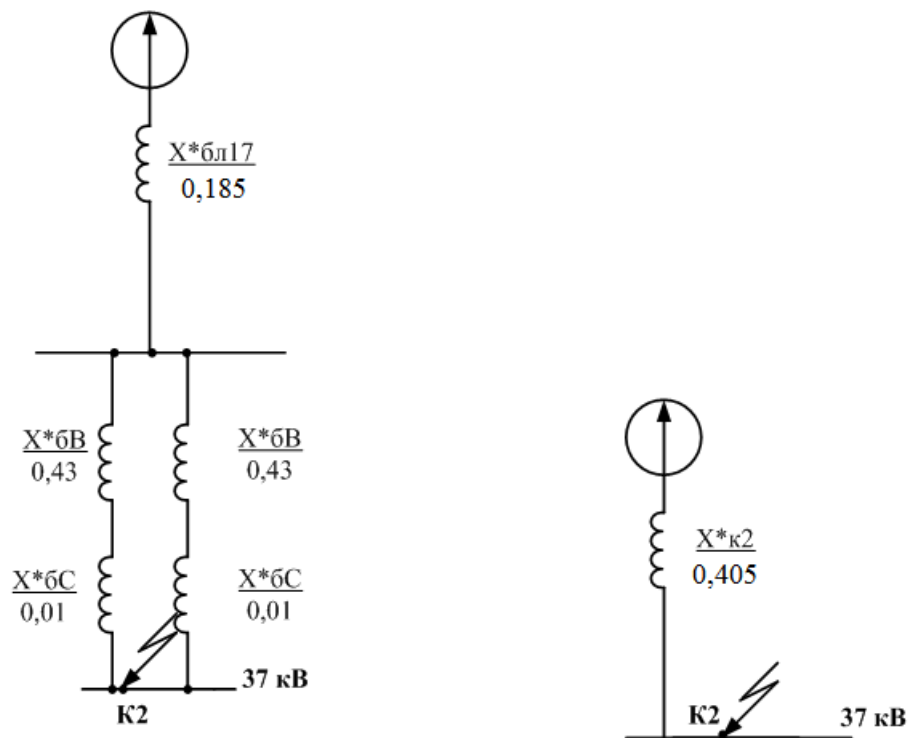


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

$$X_{*6K2} = X_{*6K1} + \frac{X_{*6B} + X_{*6C}}{2} = 0,185 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,405 .$$

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:

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

$$I_{K_{yсм2}} = 1,52 \cdot I_{к2} = 1,52 \cdot 3,85 = 5,85 \text{ кА.}$$

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

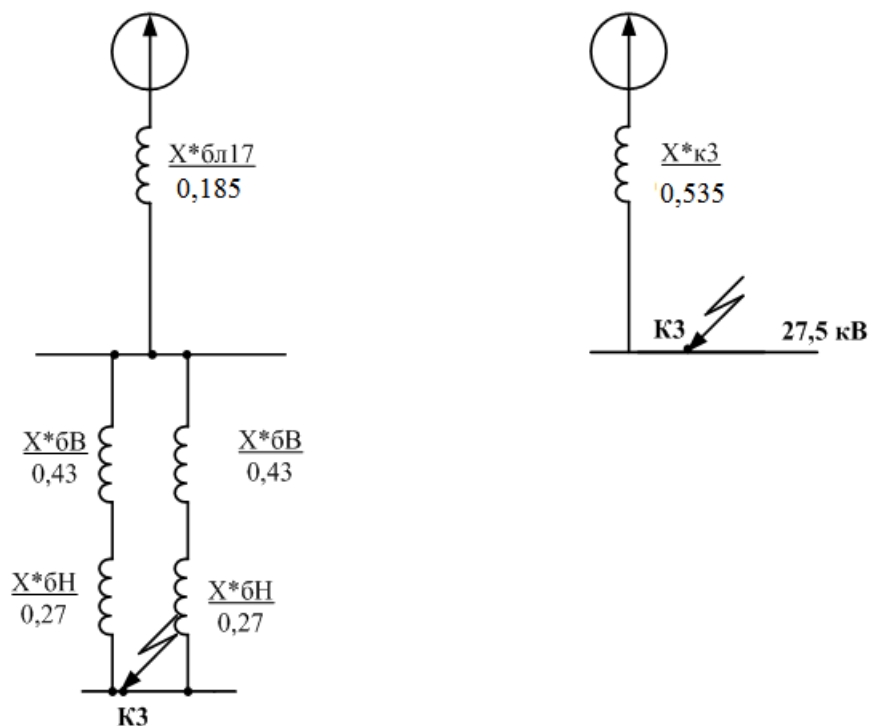


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки к3

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

Визначимо базисний струм для точки К3:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

$$I_{\delta 3} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27.5} = 2 \text{ кА}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{\kappa 3} = \frac{I_{\delta 3}}{X_{*BK3}} = \frac{2}{0,535} = 3,74 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

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

$$I_{K_{yct3}} = 1,52 \cdot I_{\kappa 3} = 1,52 \cdot 3,74 = 5,68 \text{ кА.}$$

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

Для трансформатора власних потреб маємо такі параметри:

ТМ – 400 /10: $u_k = 4.5 \%$ $\Delta P_{\kappa 3} = 5.5 \text{ кВт}.$

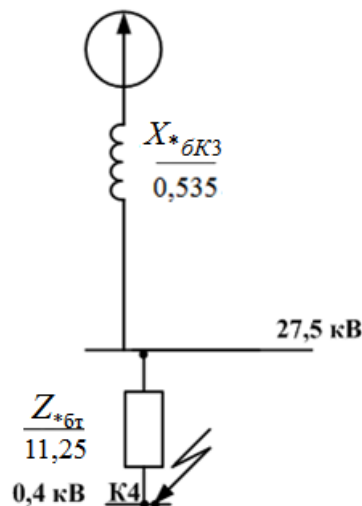


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{*бт} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номт}} = \frac{4.5}{100} \cdot \frac{100}{0.25} = 11.25,$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

$$R_{*6T} = \frac{\Delta P_{K3}}{S_{номт}} \cdot \frac{S_6}{S_{номт}} = \frac{5.5}{250} \cdot \frac{100}{0.25} = 3.44,$$

$$X_{*6T} = \sqrt{Z_{*6m}^2 - R_{*6m}^2} = \sqrt{11.25^2 - 3.44^2} = 10.7,$$

$$Z_{*6m\Sigma} = \sqrt{(X_{*6K3} + X_{*6m})^2 + R_{*6m}^2} = \sqrt{(0.535 + 10.7)^2 + 3.44^2} = 11.75.$$

Визначимо базисний струм для точки К4:

$$I_{64} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 144.34 \text{ кА},$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К4:

$$I_{K4} = \frac{I_{64}}{Z_{*6m\Sigma}} = \frac{144.34}{11.75} = 12.32 \text{ кА},$$

Знайдемо ударний струм в точці К4:

$$i_{y4} = 1.84 \cdot I_{K4} = 1.84 \cdot 12.32 = 22.67 \text{ кА}.$$

$$I_{Kуст4} = 1.52 \cdot I_{K4} = 1.52 \cdot 12.32 = 18.73 \text{ кА}.$$

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

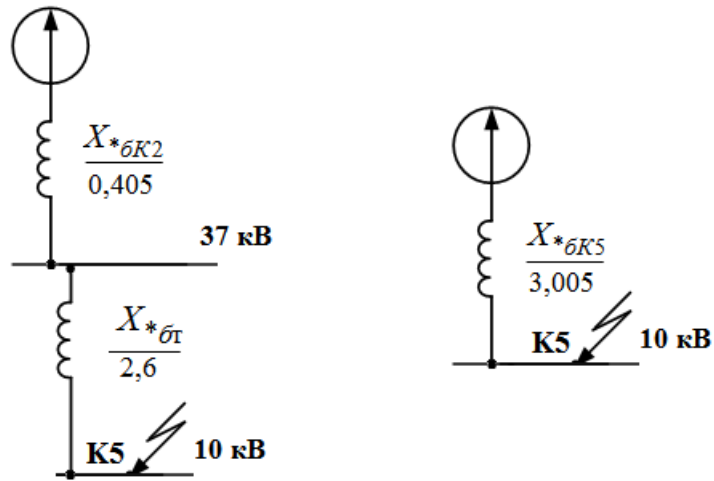


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

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

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

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

Визначимо базисний струм для точки к5:

$$I_{\phi 2} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к5:

$$I_{к5} = \frac{I_{\phi 5}}{X_{*6K5}} = \frac{5,5}{3,005} = 1,83 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y5} = 2,55 \cdot I_{\kappa 5} = 2,55 \cdot 1,83 = 4,67 \text{ кА},$$

$$I_{K_{ycm5}} = 1,52 \cdot I_{\kappa 5} = 1,52 \cdot 1,83 = 2,78 \text{ кА}.$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 (t_{откл} + T_a). \quad (2.10)$$

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

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

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

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

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

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 $S_6=100$ МВА				
	I_{σ} , кА	I_{κ} , кА	$I_{K_{ycm}}$, кА	i_y , кА	B_{κ} , кА ² 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.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Таблиця 2.3 – Максимальні робочі струми приєднань

№	Найменування збірних шин	Розрахункова формула та числова підстановка	Максимальний робочий струм
1	Введення на ТП 110 кВ	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{np} \cdot S_{ш.розр.маx}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	367,8 А
2	Сторона ВН ТП	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	183,9 А
3	Сторона СН ТП	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	578,05 А
4	Сторона НН ТП	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 27.5}$	735,7 А
5	Збірні шини 27,5 кВ	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0.5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 27.5}$	525,5 А
6	Сторона ВН РТ 35/10	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35}$	57,8 А
7	Сторона НН РТ 35/10	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 0.7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10}$	141,6 А
8	Сторона ВН ТВП	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10}$	32,33 А
9	Сторона НН ТВП	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0.4}$	808,3 А
10	Збірні шини 35кВ	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0.5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	413 А
11	Збірні шини 10кВ	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0.7 \cdot 5000}{\sqrt{3} \cdot 10}$	202,3 А
12	Лінії ДПР	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ном.ДПР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 250}{2\sqrt{3} \cdot 27.5}$	7,3А
13	Фідер К.М. праве плече	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot P_{пp}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 8500}{2\sqrt{3} \cdot 0.85 \cdot 27.5}$	121,17 А
14	Фідер К.М. ліве плече	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot P_{лв}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 7900}{2\sqrt{3} \cdot 0.85 \cdot 27.5}$	117,7 А

2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В**Вибір вимикачів.**

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

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

$$I_{відкл. max} \geq I_k, \quad (2.11)$$

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

I_k - струм к.з., кА.

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

$$1) U_{ном} \geq U_p$$

$$2) I_n \geq I_p$$

$$3) I_{номоткл} \geq I_k$$

$$4) i_d \geq i_{уд}$$

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

$$B_k = I_k^2 (t_{откл} + T_a)$$

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.

Таблиця 2.4 – Вибрані вимикачі

№		Найменування приєднань		Тип		Співвідношення паспортних і розрахункових даних	
						02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			42

		вимикача	$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{\delta}}{I_y}$	$\frac{I_{ном.відк}}{I_{\kappa}}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_{\kappa}}$
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

Вибір роз'єднувачів.

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

1) $U_{ном} \geq U_p$

2) $I_n \geq I_p$

3) $i_d \geq i_{уд}$

4) $I_T^2 \cdot t_T \geq B_{\kappa}$

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

$$B_{\kappa\partial on} = I_T^2 \cdot t_T = 31.5^2 \cdot 2,58 = 2201,06 \text{ кА}^2\text{с.}$$

де I_T - струм термічної стійкості за паспортом.

Подальші розрахунки зведемо до таблиці 2.5.

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	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

2.2 Проектування сонячної електростанції

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

Проектування сонячної електростанції виконуємо за допомогою програми PVsyst.



Version 7.2.14

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Панасюк Данило

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 2808 kWp

Kozinka - Ukraine

Danilo Panasyuk
Signature

					02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45



PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
31/05/22 10:46
with v7.2.14

Project: Панасюк Данило

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 3499 MWh/year Specific production 1246 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 85.95 %

Table of contents

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

					02.15.EC19120.КРБ.2022-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46



PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
31/05/22 10:46
with v7.2.14

Project: Панасюк Данило

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 X3-50K-TL
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 50.0 kWac
Number of inverters 50 units
Total power 2500 kWac
Operating voltage 200-960 V
Max. power (>25°C) 55.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.12

Total inverter power

Total power 2500 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 0.1 %

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

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата



PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:

31/05/22 10:46

with v7.2.14

Project: Панасюк Данило

Variant: New simulation variant

UDUNT

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 1.36 % at STC

Inverter: X3-50K-TL

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 25 mm²

Length 300 m

Loss Fraction 0.09 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 35 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 2760 kVA

Iron loss (24/24 Connexion) 2.76 kW

Loss Fraction 0.10 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 1.16 mΩ

Loss Fraction 2.00 % at STC

					02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48



PVsyst V7.2.14
VC0, Simulation date:
31/05/22 10:46
with v7.2.14

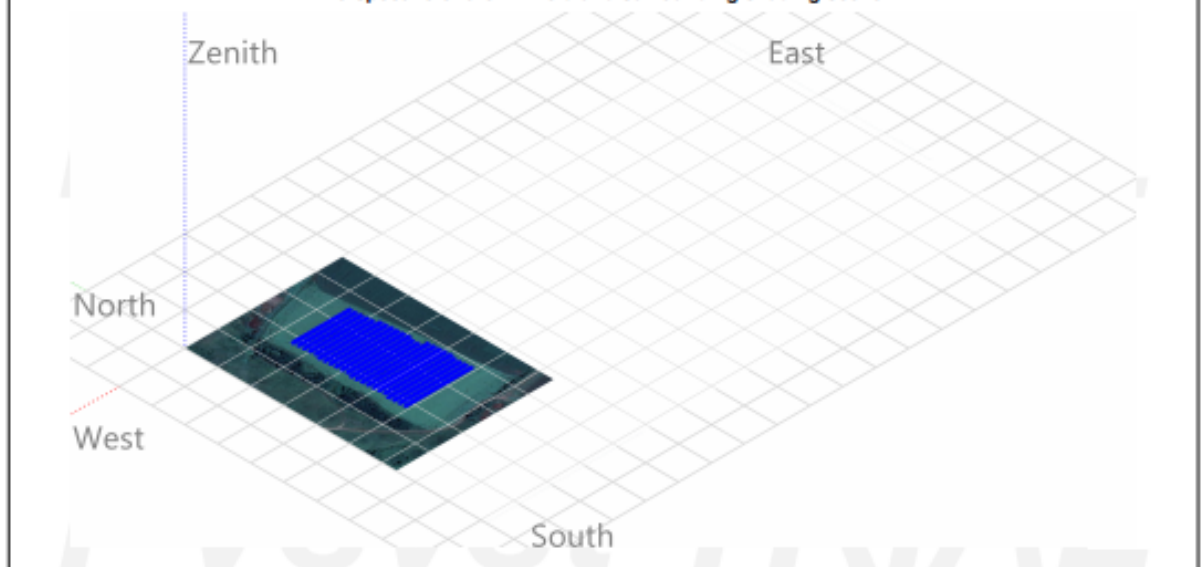
Project: Панасюк Данило

Variant: New simulation variant

UDUNT

Near shadings parameter

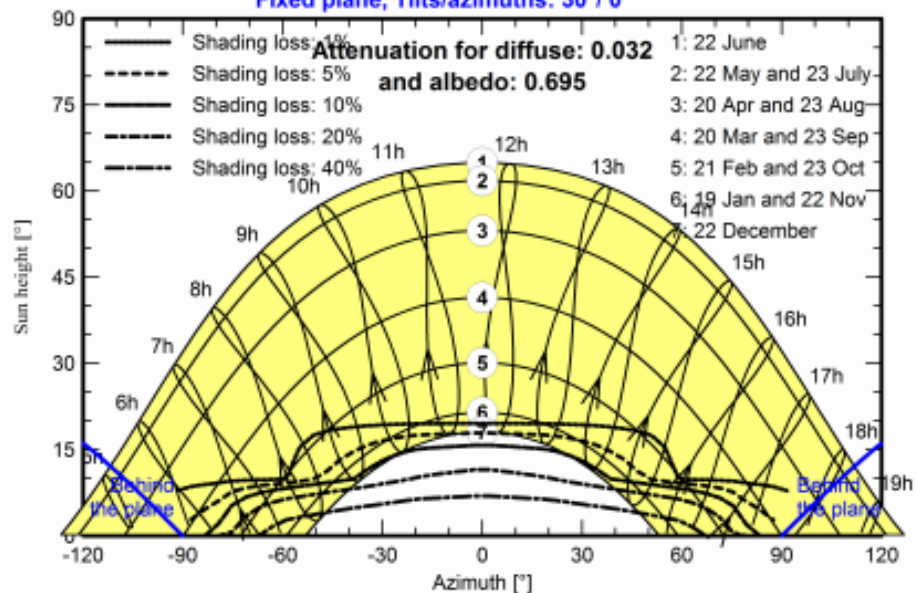
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°



31/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 5/9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Арк.

49



PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
31/05/22 10:46
with v7.2.14

Project: Панасюк Данило

Variant: New simulation variant

UDUNT

Main results

System Production

Produced Energy

3499 MWh/year

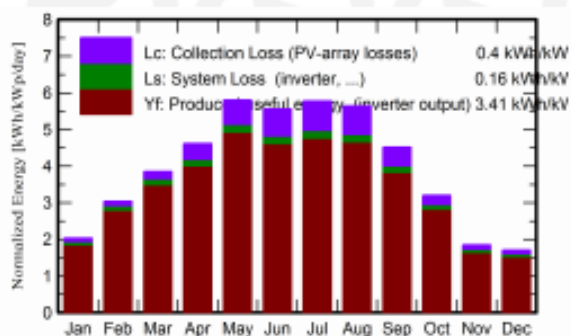
Specific production

1246 kWh/kWp/year

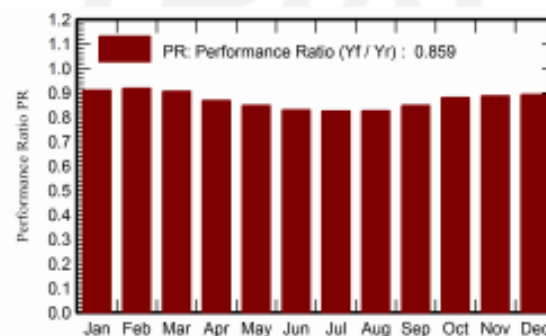
Performance Ratio PR

85.95 %

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	37.5	24.10	-3.87	62.9	58.7	168.9	161.1	0.911
February	55.7	30.18	-3.31	85.2	80.9	229.9	219.6	0.918
March	92.4	51.15	2.00	119.5	113.9	317.8	304.0	0.906
April	121.8	61.81	10.78	138.4	131.6	352.7	337.5	0.868
May	172.1	83.54	17.59	179.9	171.0	447.2	428.4	0.848
June	167.1	73.14	20.99	166.9	158.5	406.3	388.9	0.830
July	176.7	82.54	23.46	179.1	170.0	433.0	414.9	0.825
August	157.5	65.87	22.97	174.8	166.6	423.7	405.5	0.826
September	109.8	53.40	17.40	135.5	128.8	337.4	322.9	0.849
October	70.4	37.59	10.36	99.3	94.7	257.0	245.6	0.881
November	36.0	23.76	1.91	55.5	52.0	145.5	138.3	0.888
December	29.8	18.91	-3.05	52.9	48.7	139.9	132.8	0.893
Year	1226.7	605.99	9.84	1449.9	1375.4	3659.5	3499.3	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

31/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 6/9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Арк.

50



PVsyst V7.2.14

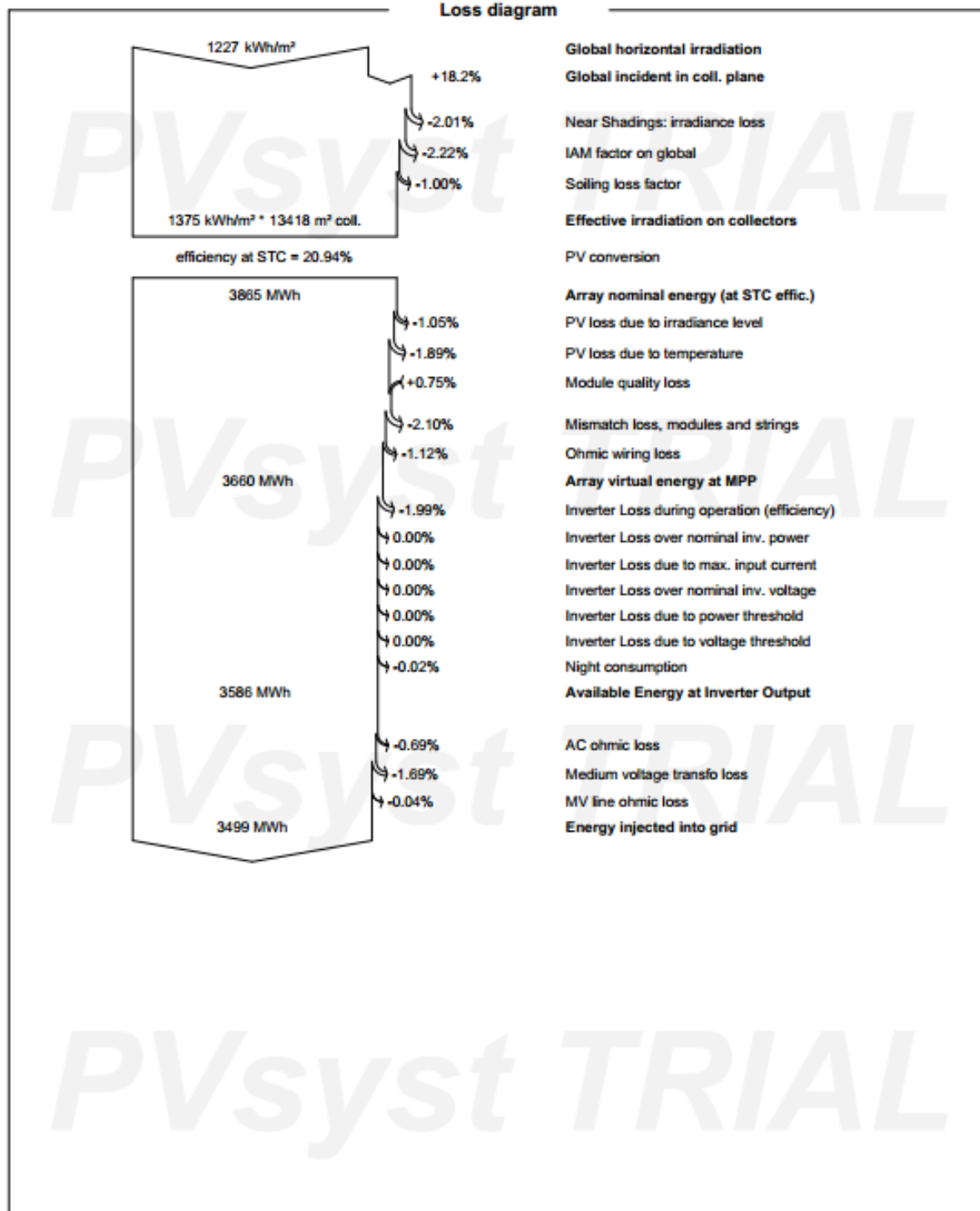
VC0, Simulation date:
31/05/22 10:46
with v7.2.14

Project: Панасюк Данило

Variant: New simulation variant

UDUNT

Loss diagram



31/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 7/9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Арк.

51



PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
31/05/22 10:48
with v7.2.14

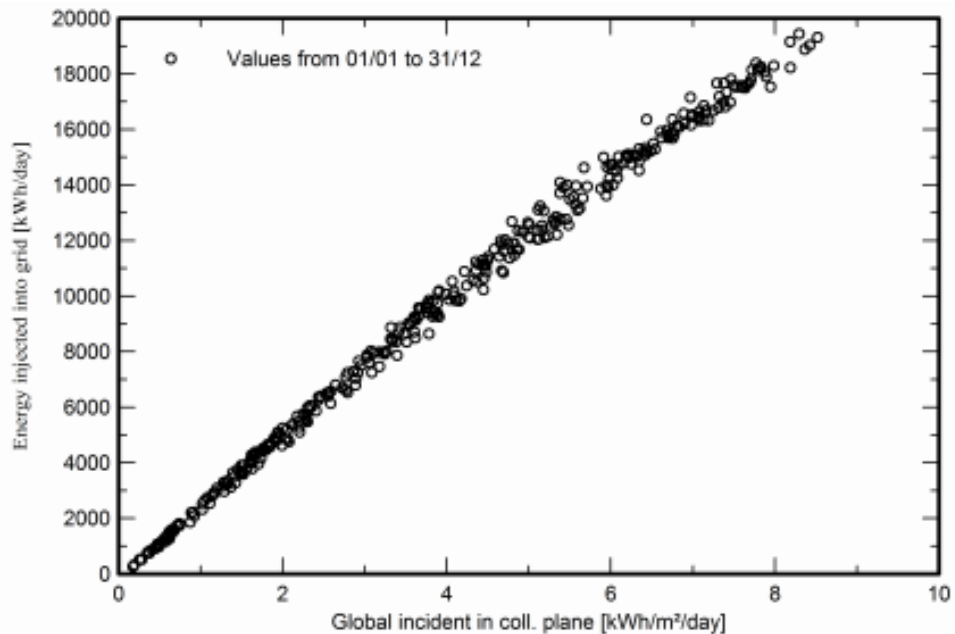
Project: Панасюк Данило

Variant: New simulation variant

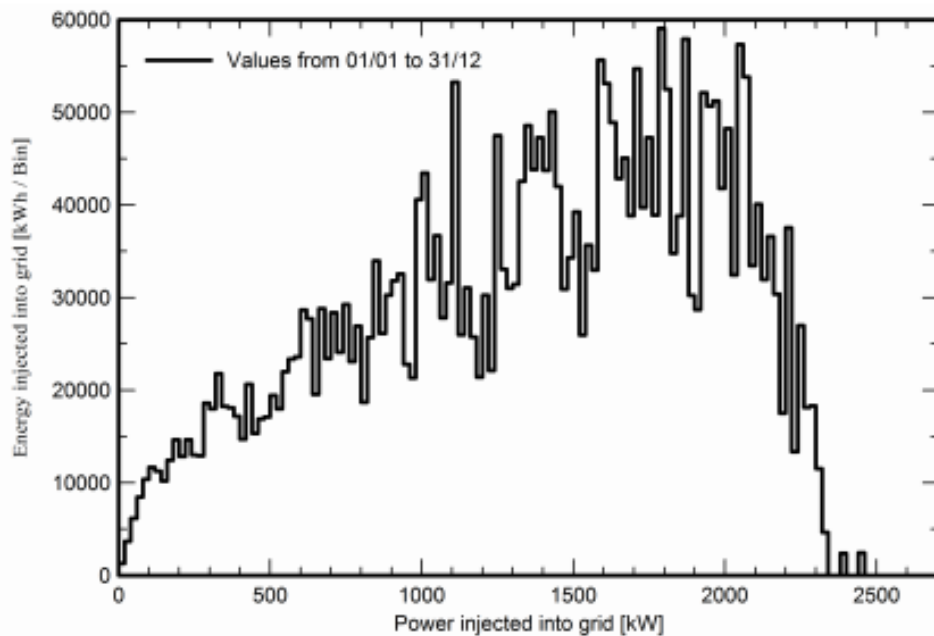
UDUNT

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



31/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 8/9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Арк.

52



PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
31/05/22 10:46
with v7.2.14

Project: Панасюк Данило

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) 0.0 %

Specified Deviation

Climate change 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 1.8 %

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

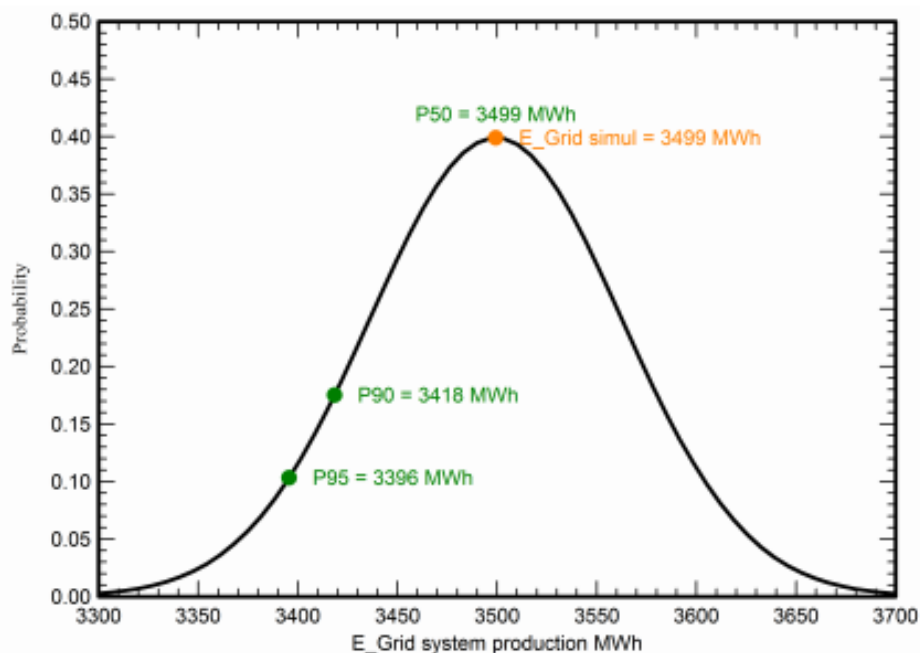
Variability 63 MWh

P50 3499 MWh

P90 3418 MWh

P95 3396 MWh

Probability distribution



31/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 9/9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022-ПЗ

Арк.

53

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

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).

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

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

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:

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

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 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:

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

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, отриманих з відповідних таблиць k_{zn} (таблиця 8.9), k_7 (таблиця 8.21) за формулою:

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

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.

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:

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

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.

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:

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

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.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

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

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.

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:

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

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

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 ($P=2,5$ МВт)
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ($u_k=5\%$)
4. Повна потужність інверторного обладнання – 2,5 МВА
5. Довжина кабельної лінії – 1 км
6. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ «Придорожня» - 1,83 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 – 1000 м.

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи

Опір системи

$$z_C \approx x_c = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)}}, \text{ Ом} \quad (3.21)$$

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова

$$r_l = r_0 \cdot \ell_l, \text{ Ом} \quad (3.22)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

Реактивна складова

$$x_l = x_0 \cdot \ell_l, \text{ Ом} \quad (3.23)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К2

$$z_{K2} = \sqrt{z_c^2 + (r_l + x_l)^2}, \text{ Ом}, \quad (3.24)$$

Опір трансформатора

$$z_m \approx x_m = \frac{u_k \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{ном}}, \text{ Ом} \quad (3.25)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К3

$$z_{K3} = z_{K2} + z_m, \text{ Ом} \quad (3.26)$$

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

$\square z_c, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
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 «Придорожня» - $I_{K1}^{(3)} = 1,83 \text{ кА}$.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

Розрахункова точка К2

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

$$I_{K2ПС}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K2}}. \quad (3.27)$$

Струм КЗ питомий зі сторони СЕС приведений до сторони 10 кВ

$$I_{KСЕС}^{(3)} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (3.28)$$

Сумарний струм КЗ в точці К2

$$I_{K2}^{(3)} = I_{K2ПС}^{(3)} + I_{KСЕС}^{(3)}. \quad (3.29)$$

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

$$I_{K3ПС}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K3}}. \quad (3.30)$$

Сумарний струм КЗ в точці К3

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3ПС}^{(3)} + I_{KСЕС}^{(3)}. \quad (3.31)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

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

$\square I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2ПC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{КСЕС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3ПC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(3)}, \text{кА}$
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

$\square I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2ПC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{КСЕС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3ПC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
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 $I_{\text{доп}} = 46,2 \text{ А}$

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

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (3.32)$$

Струм спрацювання захисту

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

$$I_{c.з.} = k_{від} \cdot I_{БТН} \cdot I_{ном}. \quad (3.33)$$

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

$$I_{c.з.} = k_{від} \cdot I_{КЗ}^{(3)}. \quad (3.34)$$

Струм уставки

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{ТА}}. \quad (3.35)$$

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

$$k_q = \frac{k_{cx} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{I_{c.з.}}. \quad (3.36)$$

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

$\square I_{c.з.}, \text{А}$	$I_y, \text{А}$	k_q
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 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

$$I_{c.з.} = \frac{k_n \cdot k_{від} \cdot I_{дон}}{k_n} . \quad (3.37)$$

де k_n - коефіцієнт надійності (1,1);

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

k_n - коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{TA}} . \quad (3.38)$$

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

$$k_q = \frac{I_{K2}^{(3)}}{I_{c.з.}} . \quad (3.39)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

Таблиця 3.15 – 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	$I_{сз}, A$ для відстроювання	$k_{\text{ч}}$
76.4	7.64	80	8,9

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

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

$$I_C = 3 \cdot \omega \cdot C_{\phi} \cdot U_{\phi} \cdot 10^{-6}, \quad (3.40)$$

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

$$I_{СКЛ} = I_C \cdot \ell_{КЛ}, A. \quad (3.41)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

- 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	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

Закриті трансформаторні підстанції високої напруги

Залежно від конструктивного виконання розрізняють підстанції закритого й відкритого типів. В підстанціях відкритого типу обладнання розташоване на відкритому повітрі, у підстанціях закритого типу - у приміщенні. При напрузі до 10 кВ включно застосовують розподільні пристрої закритого типу. В особливих умовах (наявність у повітрі струмопровідного пилу або газів, що хімічно діють на обладнання) закриті РП застосовують для напруги 35 кВ і вище. Звичайно ж при напрузі 35 кВ і вище застосовують РП відкритого типу. Відкриті РП вигідні гарної видимості, наочністю розташування обладнання, зручністю розширення, можливістю проведення в короткий строк будівельно-монтажних робіт і тим, що відповідає необхідність спорудження приміщень великого обсягу.

Основні вимоги, яким повинні задовольняти розподільні пристрої: надійність роботи, безпека їхнього обслуговування, обмеження аварій у випадку їхнього виникнення, економічність і можливість розширення.

Надійність роботи потрібна для забезпечення безперебійного електропостачання. Вона досягається правильним вибором схеми з'єднань, правильним вибором апаратури, шин, кабелів й ізоляторів, раціональним розміщенням апаратів, а також високою якістю виконання будівельно-монтажних робіт і високою кваліфікацією ремонтного й оперативного персоналу.

Безпека обслуговування досягається правильною установкою обладнання й огороженням його, виконанням захисних заземлень, написів, застосуванням сигналізації й блокування, дотриманням належних розмірів проходів і необхідною кількістю виходів відповідно до вимог ПБЕ, а також зручністю обслуговування.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

Останнє досягається централізацією керування обладнанням з одного пункту, належною установкою обладнання, при якій можливо робити зовнішній огляд без зняття напруги, доступністю при ремонті або заміні.

Вимога обмеження (локалізації) аварій полягає в тім, щоб у розподільчих пристроях не ушкоджувалися обладнання й пристрої у випадку виникнення електричної дуги поблизу їх при пробі ізоляції, помилкових операціях з роз'єднувачами.

Економічність досягається вибором найбільш вигідного варіанта пристрою при дотриманні перерахованих вище вимог.

Вимоги при спорудженні закритих РП визначені Правилами пристрою електроустановок. Згідно із цими Правилами будівлі для закритих РП повинні бути вогнестійкими при використанні маслонаповненого обладнання з кількістю масла більше 600 кг. У всіх інших випадках вони можуть бути напіввогнестійкими.

Щоб уникнути випадкових доторкань до голих струмоведучих частин, їх необхідно розташовувати від рівня підлоги на відстані не менш 2,5 м при номінальній напрузі до 10 кВ, 2,7 м - при номінальній напрузі 35 кВ й 3,4 м - при 110 кВ. Якщо ці частини розташовуються на меншій висоті, вони повинні бути обгороджені сітками. Висота проходу в приміщеннях допускається не менш 1,9 м. Ширина коридору обслуговування повинна бути не менш: при однобічному розташуванні обладнання - 1,5 м; при двостороннім розташуванні обладнання - 2 м. Керування роз'єднувачами необхідно зосередити по міркуванню зручності обслуговування, запобігання помилкових операцій для наочності в тім же коридорі, де розташовуються приводи керування вимикачами. Відключене положення ножів роз'єднувачів повинне бути видно з коридору керування.

Збірні шини нормально монтують на висоті, що не вимагає огороження, тобто більше 2,5 м, при напрузі до 10 кВ включно. Їх розташовують у горизонтальній і вертикальній площинах або під кутом 45°.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

Для монтажу найбільш вигідним є горизонтальне розташування шин, застосовуване головним чином при одинарній системі. Вертикальне розташування шин або під кутом 45° застосовується при більших струмах КЗ.

При установці трансформатора потужністю до 1000 кВ·А в приміщенні відстань від його кожуха повинна бути до задньої й бічної стінок приміщення не менш 0,6 м, до дверей - не менш 0,8 м. Для охолодження трансформаторів рекомендується природна вентиляція, що забезпечує відвід тепла що виділяється.

Виходи назовні з коридору обслуговування РП при довжині його більше 7 м необхідні по обидва боки. Двері цих виходів виготовляють із вогнестійкого матеріалу або дерева, але з обшиванням зсередини покрівельною сталлю для захисту від вогню. Двері повинні відкриватися назовні й забезпечуватися замками, що відкриваються зсередини без ключа. Віконні плетіння приміщень РП можуть бути дерев'яними. Перекриття кабельних каналів повинні виготовлятися із залізобетону або інших негорючих матеріалів і розташовуватися в одному рівні із чистою підлогою приміщення.

Конструктивне виконання закритих РП залежить від системи шин, типу вимикачів, повітряного або кабельного підведення ліній. Залежно від зазначених умов на основі досвіду будівництва й експлуатації проектними організаціями розроблені різні варіанти типових конструкцій закритих РП. Найбільш характерні для залізничних і промислових електроустановок розглянуті нижче. РП-3; 6 й 10 кВ виконують із металевих камер, виготовлених на спеціалізованих заводах. На монтажні об'єкти камери надходять із встановленою в них апаратами. Це дозволяє виконувати електромонтажні роботи в короткий строк з високою якістю при невеликій кількості робочої сили й невисокій вартості монтажних робіт.

Одноповерховий дворядний РП-6 або 10 кВ притуленого типу з одинарною системою збірних шин з малооб'ємними або вакуумними вимикачами. Будівлю РП (рис. 1) будують із цегли або бетонних блоків.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

Стелю виконують із залізобетонних плит з вологонепроникним покриттям. У середині будівлі уздовж стін розташовані камери КСО відкритого типу. Камери складаються із трьох відсіків: верхнього І, середнього ІІ і нижнього ІІІ, розділених листовою сталлю. У верхньому відсіку розташовані збірні шини 2 і роз'єднувач 3, у середньому — вимикач 5 і трансформатор струму 6, у нижній-лінійний роз'єднувач 9 і кабельна вирва 10. Заземлюючі ножі шинного й лінійного роз'єднувачів не показані.

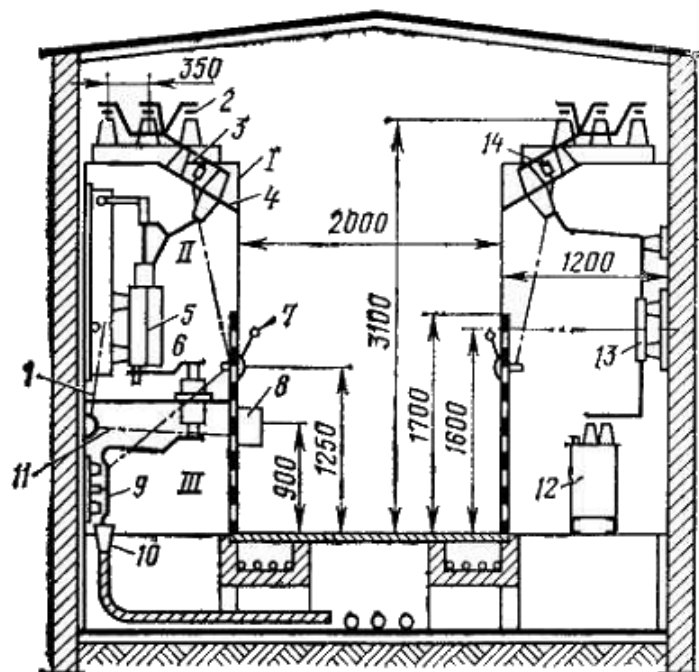


Рисунок 4.1 – Одноповерховий дворядний РП-6 або 10 кВ

Живлення кабельної лінії від шин 2 здійснюється через шинний роз'єднувач 3, прохідний ізолятор, закріплений на похилій металевій перегородці 4, вимикач 5, трансформатор струму 6, лінійний роз'єднувач 9 і кабельну вирву 10. Рукоятка 7 до тяг приводів роз'єднувачів 3 й 9 і привод 8 до вимикача 5 розташовані з лицьової сторони комірки в коридорі обслуговування. Передача зусиль включення від привода 8 до вимикача 5 виконується за допомогою важелів ІІ. Приводи роз'єднувачів і вимикачів постачають електромеханічним блокуванням, що не дозволяє відключати роз'єднувачі під навантаженням.

Перегородки 1 й 4 призначені для обмеження поширення електричної дуги, що виникає при неправильних операціях з роз'єднувачами, а також забезпечують безпеку персоналу при виконанні ремонтних робіт у відсіку П. З лицьової сторони комірки огорожені частково сталеву сіткою, частково — сталевим аркушем. Сітчасте огороження захищає обслуговуючий персонал від випадкового торкання частин, що перебувають під напругою, і дозволяє спостерігати за станом обладнання під час його роботи. Із правої сторони розрізу розподільчого пристрою показана комірка трансформатора напруги ТН 12 із запобіжниками 13 і розрядниками, приєднаними роз'єднувачами 14 до збірних шин. Дворядне розташування камер у розподільчому пристрої зменшує довжину РП й забезпечує гарну його обдивляємість.

Схема заповнення, виконувана без масштабу, умовно показує контури будинку РП в плані, розташування камер у ньому й обладнання в камерах. Схема заповнення полегшує розуміння конструктивних креслень (але не заміняє їх) і складання специфікації на обладнання при проектуванні електроустановок.

Трансформаторна підстанція (6-10)/0,4кВ. Для живлення споживачів невеликої потужності залізничних станцій і вузлів і прилягаючих до них селищ застосовують закриті трансформаторні підстанції (ЗТП) з одним і двома трансформаторами. Компонування ЗТП залежить від способу прийому й розподілу енергії - по повітряних або кабельних лініях. При кабельних лініях, як правило, трансформаторні підстанції одноповерхові.

Висота будівлі підстанції прийнята виходячи з висоти трансформатора й розміщення необхідних апаратів і струмоведучих частин. Основні розміри будинку зазначені на розрізі й у плані. У цегельних стінах будинку передбачені приточні (унизу) і витяжні (угорі) вентиляційні отвори для охолодження трансформатора. Будинок розділений на три приміщення: приміщення з камерами 6 або 10 кВ введів; приміщення трансформатора із запобіжниками, роз'єднувачем із приводом; приміщення розподільчого щита 380/220 В.

Обслуговування щита 380/220 В і камер 6 або 10 кВ виконується зовні. Для безпечного обслуговування РП-6 або 10 кВ передбачене блокування дверей

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ

Арк.

75

камер й укомплектування кожної камери підніжною ізолюючою підставкою. Двері кожної камери складаються із двох частин: нижньої з укріпленої на ній зсередини ізолюючою підставкою і верхньої. Верхні двері можна відкрити тільки після опускання нижніх дверей разом з підставкою. Оперативні перемикання в камері роблять тільки з ізолюючої підставки. При обслуговуванні зовні РП-6 або 10 кВ і розподільчого щита 380/220 В зменшуються розміри підстанції й скорочуються витрати на її спорудження, що дуже важливо для виконання програми електрифікації нашої країни.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

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 Апостолове 150 – Жовтень.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К.Г. Марквардт – М.: Транспорт, 1982. – 528 с.
2. Справочник по электроснабжению железных дорог. Т.1. / Под. ред. К.Г. Марквардта. – М.: Транспорт, 1980. – 256 с.
3. Справочник по электроснабжению железных дорог. Т.2. / Под. ред. К.Г. Марквардта. – М.: Транспорт, 1981. – 392 с.
4. Михеев В. П. Контактные сети и линии электропередачи: Учебник для вузов ж.-д. транспорта / В. П. Михеев. – М.: Маршрут, 2003. – 416 с.
5. Марквардт К. Г. Контактная сеть. / К. Г. Марквардт – М.: Транспорт, 1994. – 336 с.
6. Горошков Ю. И. Контактная сеть / Ю. И. Горошков, Н. А. Бондарев. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1981. – 400 с.
7. Фрайфельд А. В. Устройство, сооружение и эксплуатация контактной сети и воздушных линий / А. В. Фрайфельд, Н. А. Бондарев, А. С. Марков. – М.: Транспорт, 1987. – 336 с.
8. Давыдова И.К. Справочник по эксплуатации тяговых подстанций и постов секционирования. / И.К. Давыдова, Б.И. Попов, В.М. Эрлих – М.: Транспорт, 1978. – 416 с.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78