

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними процесами
(назва факультету)

Інтелектуальні системи енергопостачання
(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
бакалавра
(ступінь вищої освіти)

Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної між підстанціями 35 кВ Нижньодніпровськ-Вузол – Синельниково. рі тягових підстанцій змінного струму
ньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання
альності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

В: студент групи ЕС20120:


(підпис студента)

/ Сергій САВЧЕНКО /
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)


(підпис)

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

Контролер:


(підпис)

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

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

Студент


(підпис)

Дніпро – 2023 рік

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

Energy process management

(faculty)

Intellectual power supply systems

(department)

Explanatory Note

to Master's Thesis

of Bachelor

(higher education degree)

on the topic: Calculation of the power supply system for the part of the power system between the 35 kV substations Nizhnyodniprovsk-Vuzol – Synelnikovo. Switches of AC traction substations

according to educational curriculum Electrical power consumption systems

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

(speciality and its code)

Done by the student of the group EC20120:

/ Sergey SAVCHENKO /
(name, surname)

Scientific Supervisor:

/ Ass. Prof. Tatiana DRUBETSKA /
(position, name, surname)

Normative controller:

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

Міністерство освіти і науки України

Український державний університет науки і технологій

культет: Управління енергетичними процесами

федра: Інтелектуальні системи енергопостачання

еннь вищої освіти: Бакалавр

вітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання

ціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(ШИФР ТА НАЗВА)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ


(підпис)

Дмитро БОСИЙ

(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Дата 06.02.23

ЗАВДАННЯ

фікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

пу

Савченку Сергію Віталійовичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 35 кВ Нижньодніпровськ-Вузол – Синельниково. Вимикачі тягових підстанцій змінного струму

ник роботи: Друбецька Тетяна Ігорівна, к.т.н., доцент

(Прізвище, Ім'я, По батькові, науковий ступінь, вчене звання)

джені наказом від

06.02.2023 р.

№ 142ст

ок подання студентом 12.06.2023 р.

и:

дані дані до вихідні дані до кваліфікаційної роботи
відповідно до варіанту, дані відкритих джерел
інформації

ст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно
овати):

гове електропостачання: розрахунок навантажень на систему
го електропостачання, вибір контактної мережі, механічний
унок контактної підвіски

ектричні підстанції та станції: вибір основного обладнання тягової
вції, розрахунки струмів короткого замикання, проектування
евої електростанції

ектромаережі та релейний захист: розрахунок кабельної лінії

пересилання, вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

індивідуальне завдання: Вимикачі тягових підстанцій змінного

елік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових

нь):

і струмів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів, графіки струмів

тягових підстанцій, монтажні криві для контактної підвіски,

ійна розрахункова схема тягових підстанцій, схеми заміщення

зрахунку струмів к.з., звіт проекту сонячної електростанції з

ми PVsyst

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
гове електропостачання	11.03.2023	
ектричні підстанції та станції	18.04.2023	
ектромаережі та релейний захист	18.04.2023	
индивідуальне завдання	26.05.2023	
одання кваліфікаційної роботи до кафедри	12.06.2023	
хист кваліфікаційної роботи на засіданні	27.06.2023	
замінаційної комісії		

Студент


(підпис)

Сергій САВЧЕНКО

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи


(підпис)

Тетяна ДРУБЕЦЬКА

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ЗМІСТ

.....	7
ОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	8
Струморозподіл у тяговій мережі.....	8
Навантаження тягових підстанцій.....	8
Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....	14
Переріз контактної мережі.....	18
Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	18
Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	22
Механічний розрахунок анкерної ділянки	23
СТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ	30
Розрахунок потужності трансформаторів.....	30
Розрахунок струмів к.з.....	33
Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	44
Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	45
Проектування сонячної електростанції.....	48
СТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	57
Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	57
Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.....	65
ІВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ.....	76
ОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	95
ІК ПОСИЛАНЬ.....	96

			02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ					
Документа	Підпис	Дата	Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 35 кВ Нижньодніпровськ-Вузол – Синельниково. Вимикачі тягових підстанцій змінного струму	Літера	Аркуш	Аркушів		
Ченяко				I	6	96		
Безька				МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС20120				
Сігик								
№		27.02.2023						

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:
96с., 27 рис., 27 табл., 9 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями 35 кВ
Нижньодніпровськ-Вузол – Синельниково.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями 35
кВ Нижньодніпровськ-Вузол – Синельниково.

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

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

Результатами роботи являються визначені значення струмів фідерів та
підстанцій, струмів короткого замикання на всіх приєднаннях, вибір
трансформаторів, вимикачів та роз'єднувачів, визначення обладнання для
сонячних станцій. Дані результати можуть стати основою для розробки системи
електропостачання між підстанціями 35 кВ Нижньодніпровськ-Вузол –
Синельниково.

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.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		7

1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Струморозподіл у тяговій мережі

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

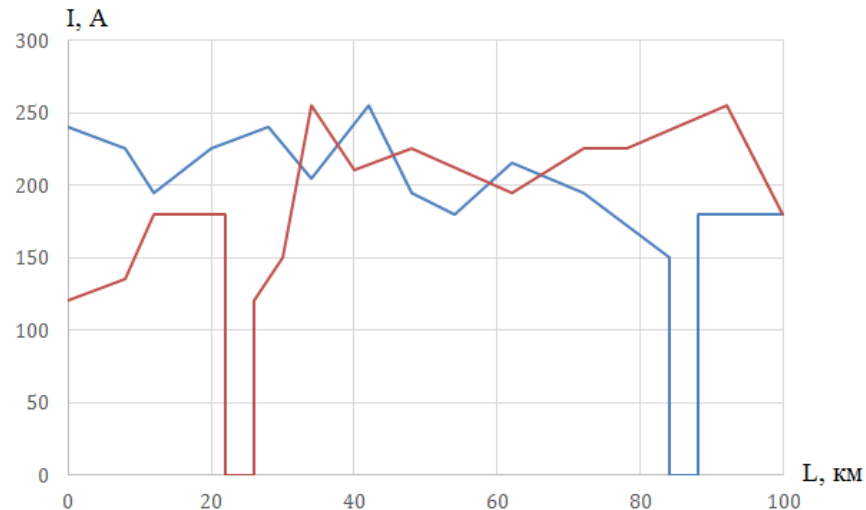


Рисунок 1.1 – Струмові навантаження поїздів на ділянці

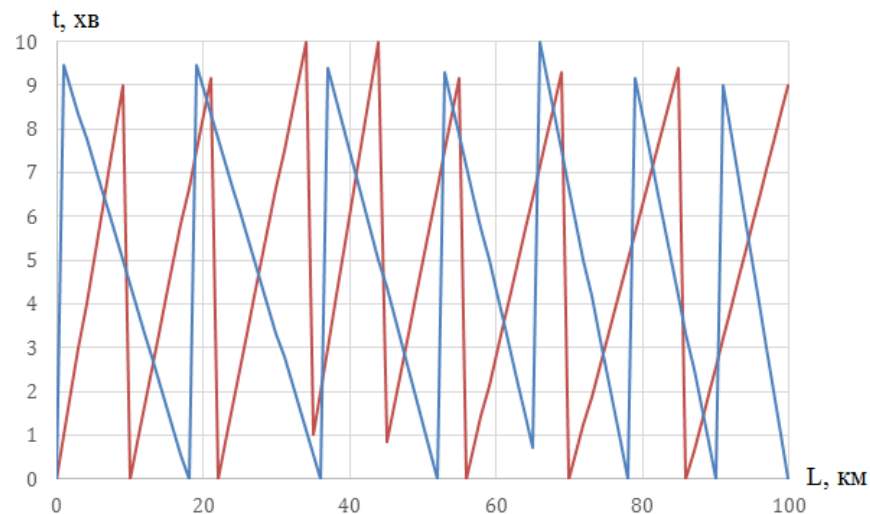


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		8

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

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

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

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

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

Середній струм фідера підстанції визначається за формулою:

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

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

У свою чергу,

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

де J – мінімальний міжпоїзний інтервал, хв;

N – добова кількість поїздів на ділянці, пар;

N_0 – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар;

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

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

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

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

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

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

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

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення:

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

2) для двостороннього живлення:

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		10

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

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

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

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

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

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

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

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

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

Режим згущення поїздів:

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

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

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

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

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

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

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

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

Режим максимальних розмірів руху:

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		13

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

де v – кількість фідерів даного плеча живлення, шт.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

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

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

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

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

Режим згущення поїздів:

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

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

Режим максимальних розмірів руху:

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

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

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

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

1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз *a* і *c*:

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

– для фази *b*:

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

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз *a* і *c*:

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		15

– для фази b :

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

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

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

Режим згущення поїздів:

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

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

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

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

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

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

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

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

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

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

					02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		17

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

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

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

Результати розрахунку струмозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струмозподілу

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 «b»	228,2	274,1	349,1	377,9	386,7	409,6
Фаза «с»	425,8	464,2	651,2	673,8	721,3	738,7

1.1.3 Переріз контактної мережі

Зі збільшенням перерізу проводів контактної мережі зменшуються витрати, пов'язані з оплатою втрат електроенергії в тяговій мережі, але зростають капітальні витрати. Таким чином, змінюючи переріз проводів контактної

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		18

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:

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

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:

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		20

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

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

$$I_{нен} = \frac{1}{2 \cdot 44,3} \left[(120 + 135)3 + (135 + 180)3,7 + (180 + 180)8,3 + (120 + 150)3,3 + \right.$$

$$I_{нен} = 175,5 \text{ А};$$

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

$$I_{нар} = 218,8 \text{ А}.$$

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

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

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

Витрата електроенергії на рух поїздів:

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

Тоді для вузлової схеми:

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		21

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 481151^2}{24 \cdot 25^2} \left[\frac{2,95 \left[\frac{24}{85 \cdot 0,683 + 85 \cdot 0,487} + 0,46 \left(0,25 - \frac{0,167}{0,738 + 0,487} \right) \right]}{\frac{4}{3} \frac{0,167}{0,738 + 0,487} \left(1,1 \frac{144 \cdot 0,738 + 144 \cdot 0,487}{85 \cdot 0,683 + 85 \cdot 0,487} - 1 \right) + 1} \right],$$

$$B_0 = 717522,6, \text{ кВт} \cdot \text{год} / (\text{Ом} \cdot \text{рік}).$$

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

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{717522,6} = 389,7 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{389,7}{2} = 194,8 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

Для трьохвузлової схеми:

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

$$B_0 = 660369,3 \text{ кВт} \cdot \text{год} / (\text{Ом} \cdot \text{рік}).$$

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{660369,3} = 373,8 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{373,8}{2} = 186,9 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		22

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

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

Розрахунковий струм фідера:

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		23

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

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

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

$$I_{роз} = 788,3 \cdot 2,0 \cdot 1,095 = 1724,8 \text{ А} > 1060 \text{ А}.$$

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

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

Довжина еквівалентного прогону:

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

де ℓ_i – довжина i -го прогону, м;

ℓ_a – довжина анкерної ділянки, м.

Підставляючи значення у формулу (1.21) вихідні значення отримаємо:

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		24

Розрахунковий режим визначається за формулою:

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

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

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

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

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

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

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

Таблиця 1.3 – Результати розрахунків

T_x , даН	1600	1400	1200	1000	800	600	400
t_x , °C	-86,1	-73,4	-59,2	-42	-18,7	20,4	113,6

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину:

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

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

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

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

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

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

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу:

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

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

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

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

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

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

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

$$T_z = 1600 \text{ даН.}$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

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

$$T_v = 719 \text{ даН.}$$

Стріла прогину контактного проводу:

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

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.33) отримаємо:

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

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

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

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

H – натяг ресорного троса, даН.

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		28

Натяг ненавантаженого несучого троса:

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

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

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

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

$$T_{px} = 631 \text{ даН.}$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса:

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

Підставляючи значення у формулу (1.37) отримаємо:

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

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		29

Таблиця 1.4 – Монтажна таблиця

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

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

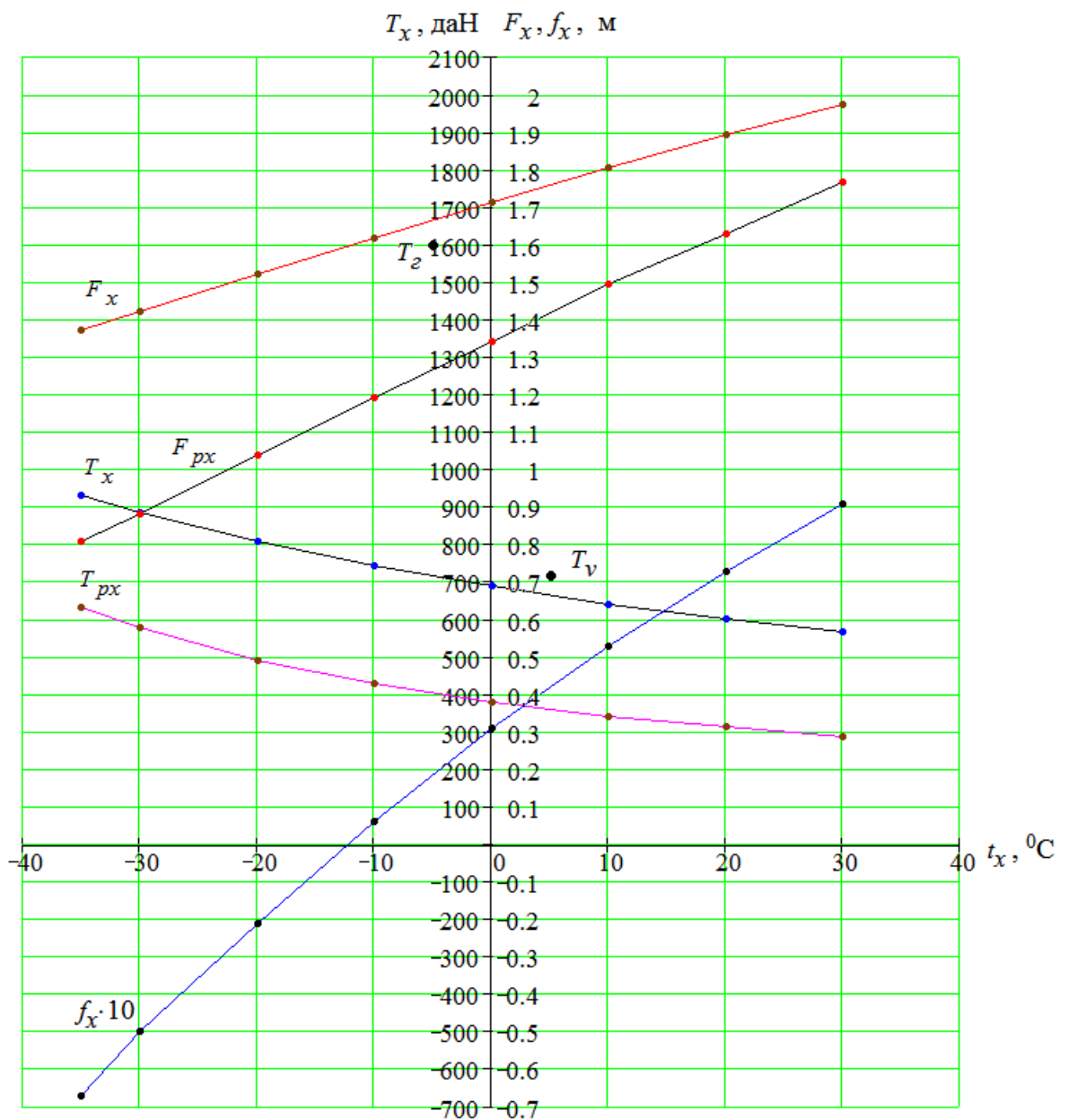


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис. 2.1.

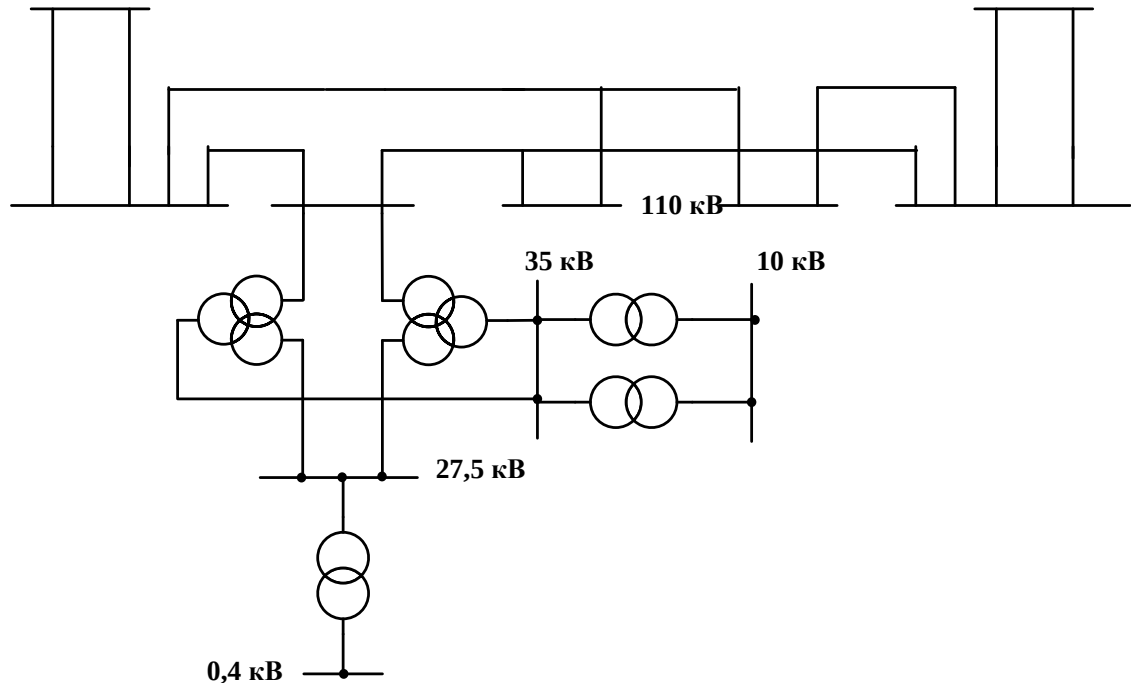


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

Максимальна потужність на шинах 27,5 кВ:

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

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

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

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

Потужність тягового навантаження:

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

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

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

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

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

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

Або перетворивши формулу (2.2) отримаємо:

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

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

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

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

Відповідно до (2.1) отримаємо:

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

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

$$S_{\text{max 35}} = 0,2 \cdot 18530 = 3706 \text{ кВА};$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		32

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

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

Тоді отримаємо:

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

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

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_k , %			Схема з'єднання
						В- С	В-Н	С- Н	
1	ТДТНЖ 25000/110 У1	2	115	38,5	27,5	18	10,5	6,8	$Y_0 / Y_H / \Delta_0 - 11$
2	ТМ - 2500/35 У1	2	35		10,5		6,5		$Y / \Delta - 11$
3	ТМ-400/10 У1	2	10		0,4		4,5		$Y / Y_0 - 0$

Потужність підстанції:

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

2.2 Розрахунок струмів к.з.

Схема заміщення представлена на рис.2.2.

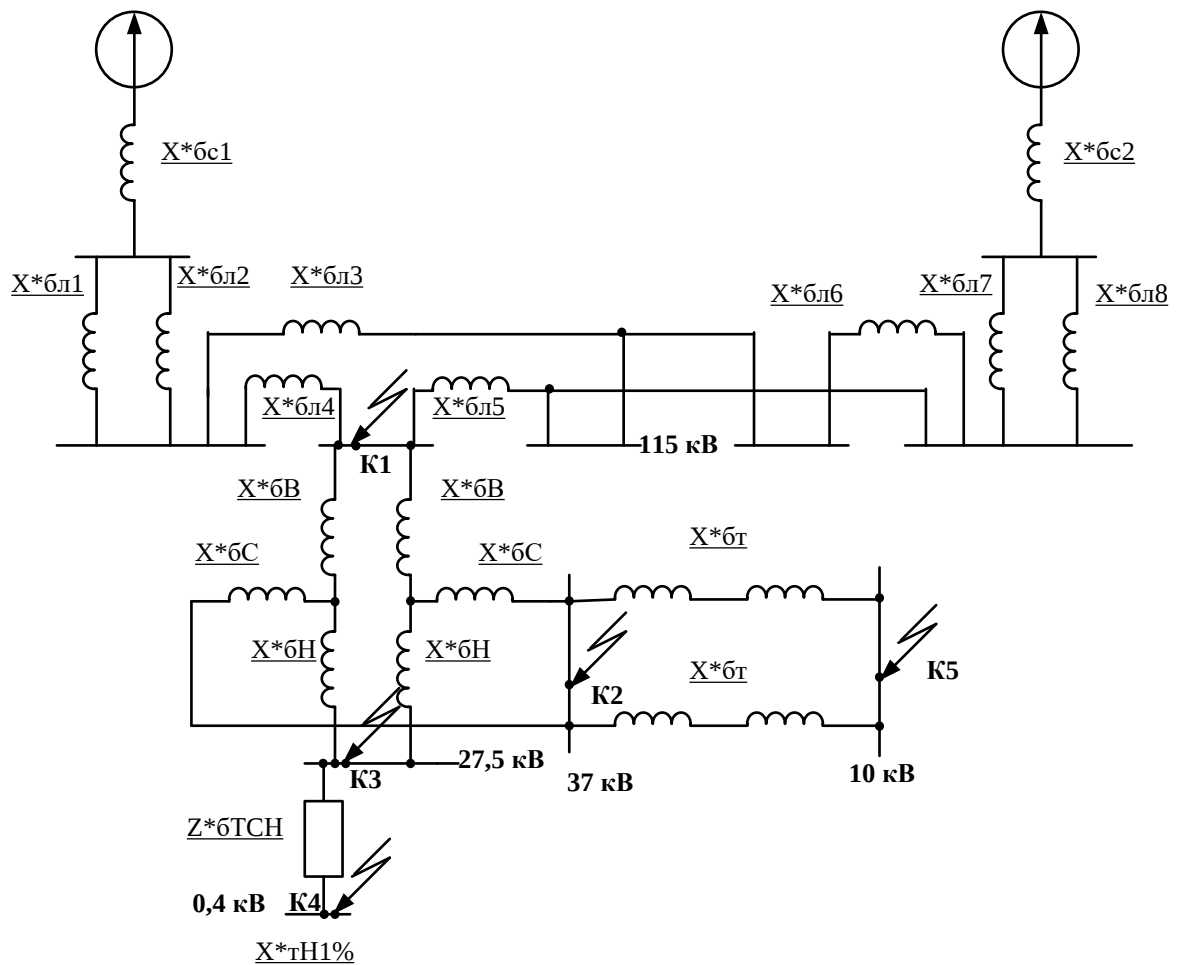


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

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

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

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

Базисний струм знаходимо за формулою:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} \quad (2.3)$$

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_k = \frac{I_{\phi}}{X_{* \phi}}. \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$X_{* \phi_{сист}} = \frac{S_{\phi}}{S_k}. \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис.2.3.

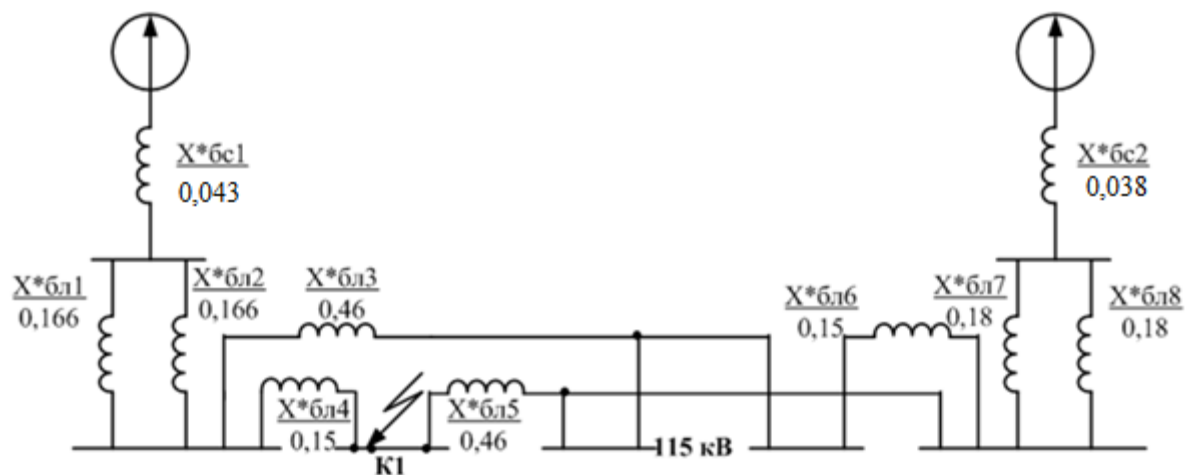


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$X_{* \phi_{сист1}} = \frac{100}{2300} = 0,043.$$

Базисний опір системи 2:

$$X_{* \phi_{сист2}} = \frac{100}{2600} = 0,038.$$

Базисний струм:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.ш.110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Опори ліній:

$$X_{*\delta 11} = X_{*\delta 12} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,166;$$

$$X_{*\delta 13} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46;$$

$$X_{*\delta 14} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15;$$

$$X_{*\delta 15} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46;$$

$$X_{*\delta 16} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15;$$

$$X_{*\delta 17} = X_{*\delta 18} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18.$$

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

$$X_{*\delta 19} = 0,5X_{*\delta 11} = 0,5 \cdot 0,166 = 0,083;$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		36

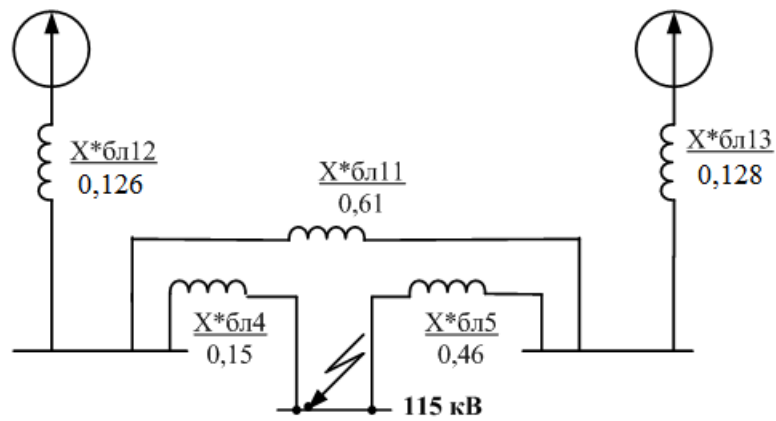


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

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

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

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

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

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис.2.5.

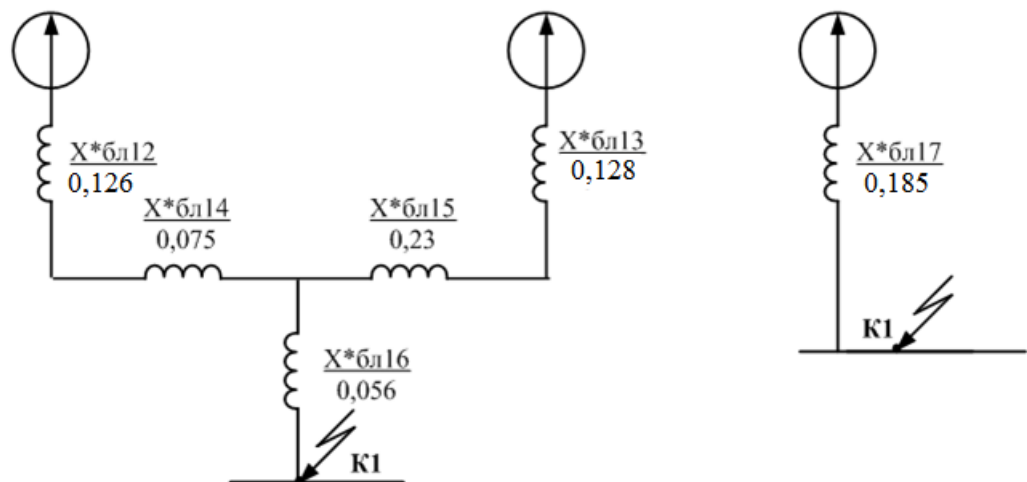


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

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

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

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

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

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

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

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{\kappa 1} = 2,55 \cdot 2,71 = 6,91 \text{ кА.}$$

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

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

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

$$u_{\kappa B} = 0,5 \cdot (u_{\kappa B C} + u_{\kappa B H} - u_{\kappa C H}) = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 6,5) = 10,75;$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		38

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

$$u_{KC} = 0,5 \cdot (u_{KBC} + u_{KCH} - u_{KBH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 18) = -0,25.$$

Визначимо опір обмоток трансформатора:

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

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

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

Схема заміщення до точки к2 представлена на рис. 2.6.

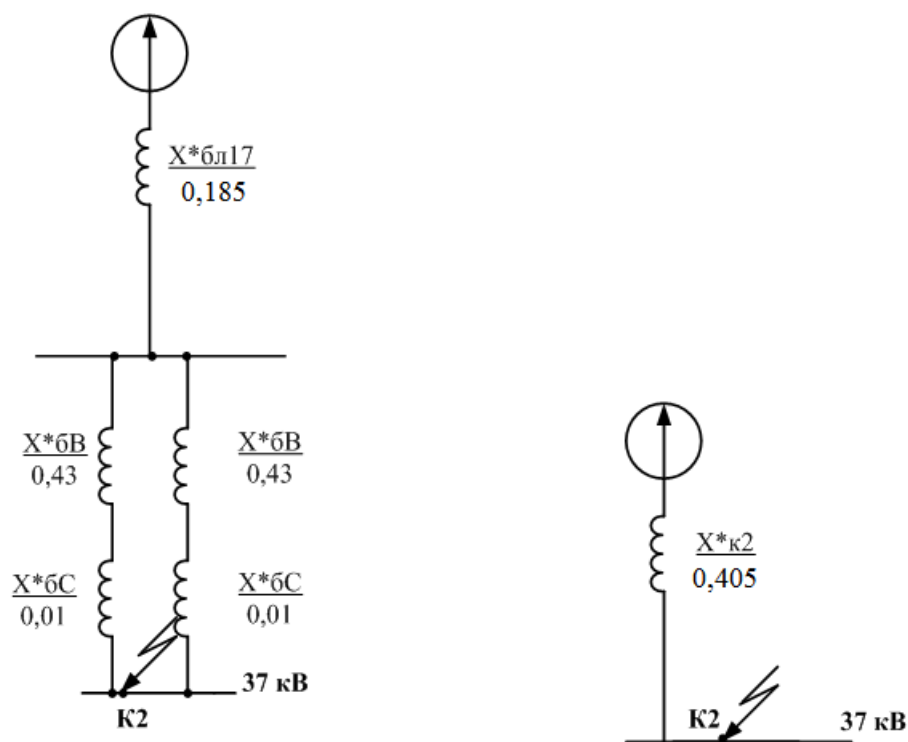


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

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

Знайдемо ударний струм в точці к2:

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

$$I_{Kycm2} = 1,52 \cdot I_{к2} = 1,52 \cdot 3,85 = 5,85 \text{ кА}.$$

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

Схема заміщення до точки к3 представлена на рис. 2.7.

Загальний опір визначається:

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

Визначимо базисний струм для точки К3:

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		40

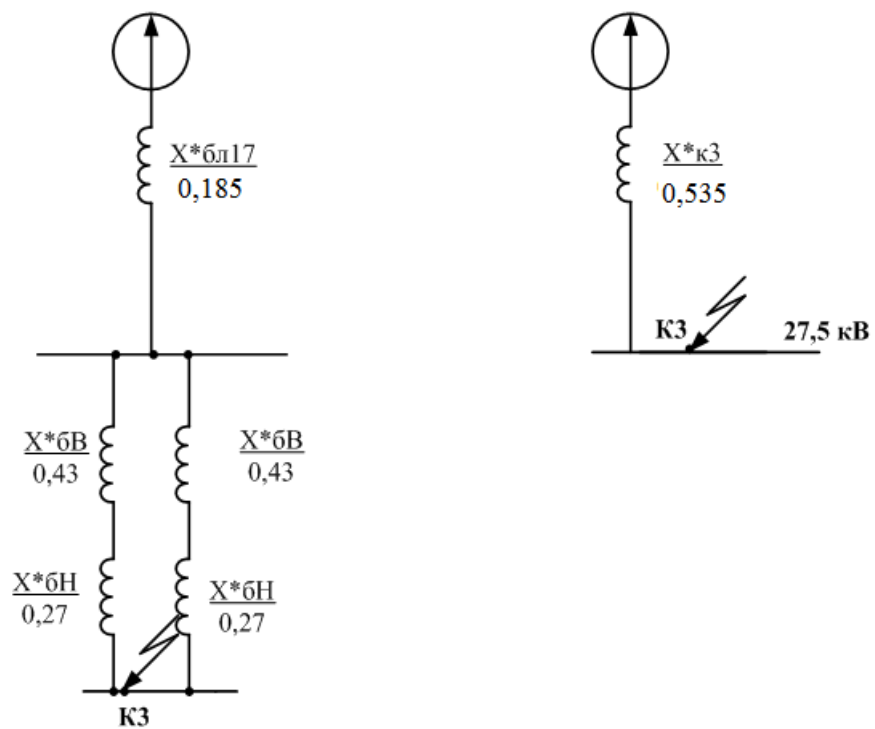


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки К3

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{к3} = \frac{I_{63}}{X_{*6K3}} = \frac{2}{0,535} = 3,74 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

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

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

Розрахунок струмів К3 до точки К4, на ТВП сторона 0.4 кВ.

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

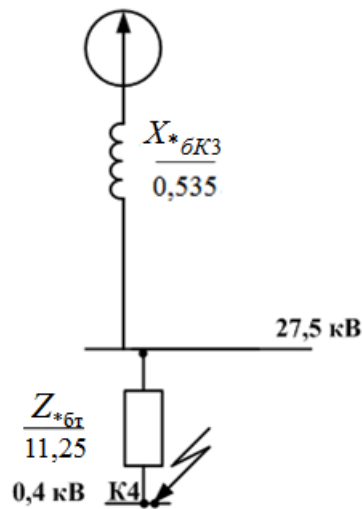


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

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

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

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

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

Визначимо базисний струм для точки К4:

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці К4:

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		42

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

Знайдемо ударний струм в точці К4:

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

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

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

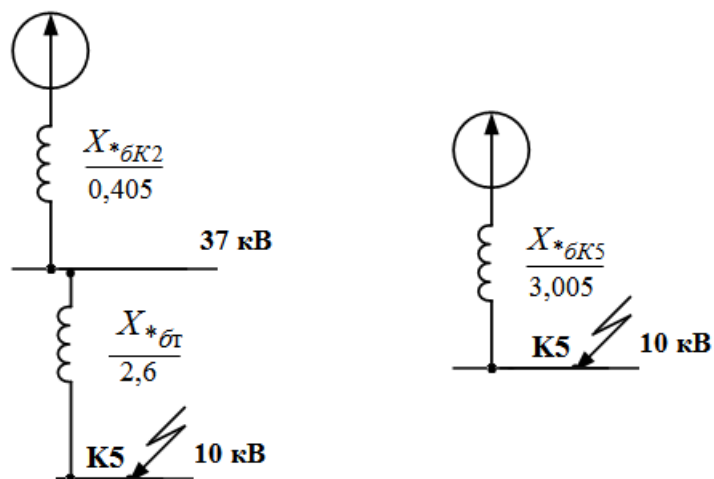


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

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

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

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

Визначимо базисний струм для точки к5:

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці к5:

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

Знайдемо ударний струм в точці к2:

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

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

Обчислимо теплові імпульси:

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		44

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

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

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків точок к. з.

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

2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Розрахунок максимальних робочих струмів зведемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Максимальні робочі струми приєднань

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

Закінчення таблиці 2.3

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

2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

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

$$I_{відкл. \max} \geq I_k ,$$

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

I_k - струм к.з., кА.

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

$$1) U_{ном} \geq U_p;$$

$$2) I_{ном} \geq I_p;$$

$$3) I_{номвідкл} \geq I_K;$$

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

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

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{відкл} + T_a).$$

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ:

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

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

Подальші розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

Вибір роз'єднувачів.

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

$$1) U_{ном} \geq U_p;$$

$$2) I_{ном} \geq I_p;$$

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

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

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{відкл} + T_a).$$

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		47

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

Таблиця 2.4 – Вибрані вимикачі

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

Таблиця 2.5 – Вибрані роз'єднувачі

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

2.5 Проектування сонячної електростанції

Проектування сонячної електростанції виконуємо за допомогою програми PVsyst. Результати представлені на рис.2.10-рис.2.19.



Version 7.3.3

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Савченко Сергій

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 2799 kWp

Kozinka - Ukraine

Sergey Savchenko
Signature

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		49



PVsyst V7.3.3

VCO, Simulation date:
28/04/23 10:35
with v7.3.3

Project: Савченко Сергій

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 5598 units
Pnom total 2799 kWp

Inverters

Nb. of units 50 units
Pnom total 2500 kWac
Pnom ratio 1.120

Results summary

Produced Energy 3484.34 MWh/year Specific production 1245 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 85.86 %

Table of contents

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

28/04/23

PVsyst Evaluation mode

Page 2/10

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ

Лист

50



PVsyst V7.3.3
VCO, Simulation date:
28/04/23 10:35
with v7.3.3

Project: Савченко Сергій

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 5598 units
Nominal (STC) 2799 kWp
Modules 311 Strings x 18 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 2548 kWp
U mpp 701 V
I mpp 3633 A

Total PV power

Nominal (STC) 2799 kWp
Total 5598 modules
Module area 13375 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model SUN2000-50KTL-ZHM3-400V
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 50.0 kWac
Number of inverters 50 units
Total power 2500 kWac
Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>35°C) 55.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.12
Power sharing within this inverter

Total inverter power

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

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.0 %

Thermal Loss factor

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

DC wiring losses

Global array res. 4.3 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

28/04/23

PVsyst Evaluation mode

Page 3/10

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ

Лист

51



PVsyst V7.3.3

VCO, Simulation date:
28/04/23 10:35
with v7.3.3

Project: Савченко Сергій

Variant: New simulation variant

UDUNT

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo
Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 1.35 % at STC
Inverter: SUN2000-50KTL-ZHM3-400V
Wire section (50 Inv.) Alu 50 x 3 x 120 mm²
Average wires length 150 m

MV line up to Injection
MV Voltage 35 kV
Wires Alu 3 x 25 mm²
Length 300 m
Loss Fraction 0.08 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo
Medium voltage 35 kV
Transformer parameters
Nominal power at STC 2.74 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 2.77 kVA
Iron loss fraction 0.10 % at STC
Copper loss 54.49 kVA
Copper loss fraction 1.99 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.16 mΩ

28/04/23

PVsyst Evaluation mode

Page 4/10

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		52



PVsyst V7.3.3
VC0. Simulation date:
28/04/23 10:35
with v7.3.3

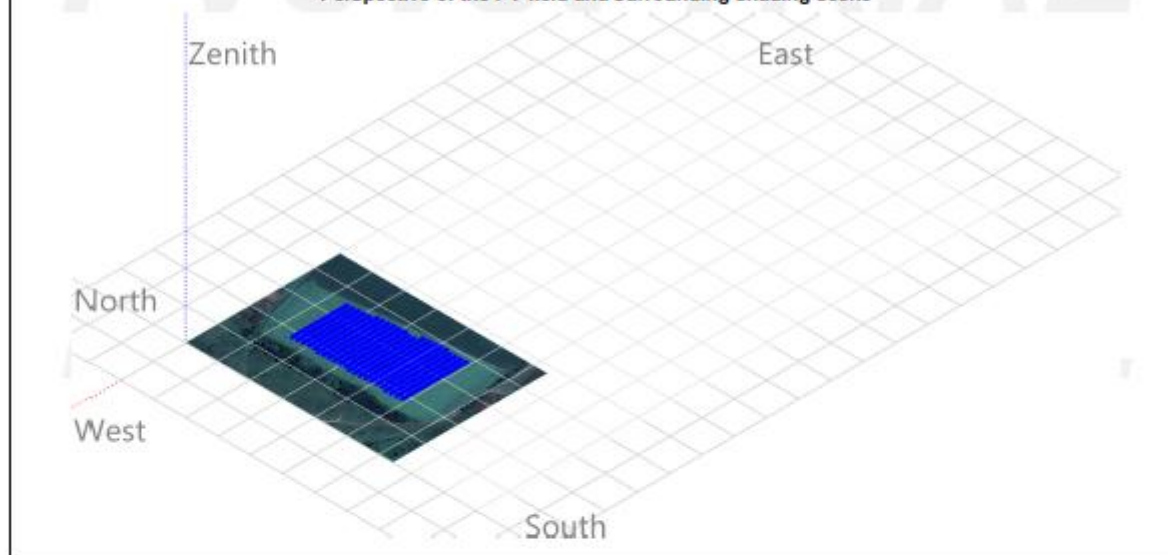
Project: Савченко Сергій

Variant: New simulation variant

UDUNT

Near shadings parameter

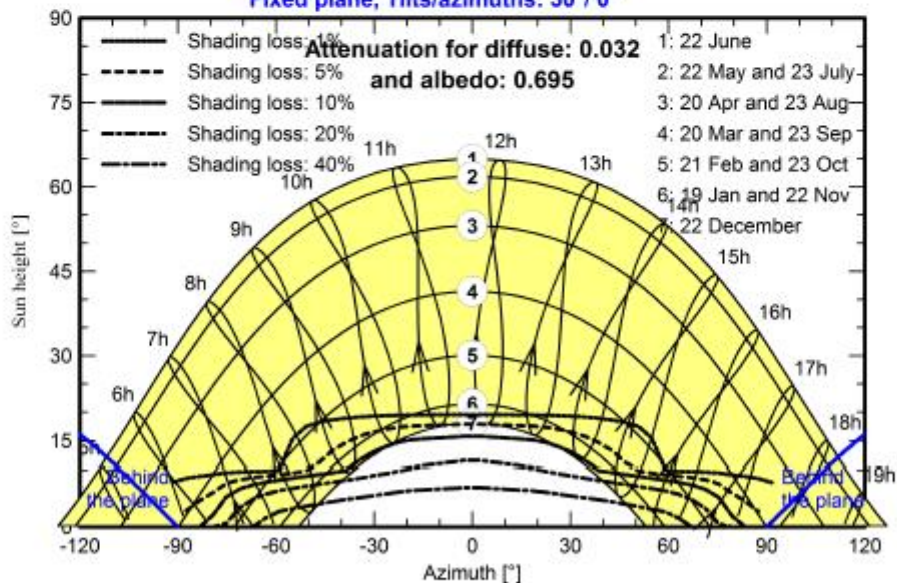
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°



28/04/23

PVsyst Evaluation mode

Page 5/10

Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ

Лист

53



PVsyst V7.3.3

VCO, Simulation date:
28/04/23 10:35
with v7.3.3

Project: Савченко Сергій

Variant: New simulation variant

UDUNT

Main results

System Production

Produced Energy

3484.34 MWh/year

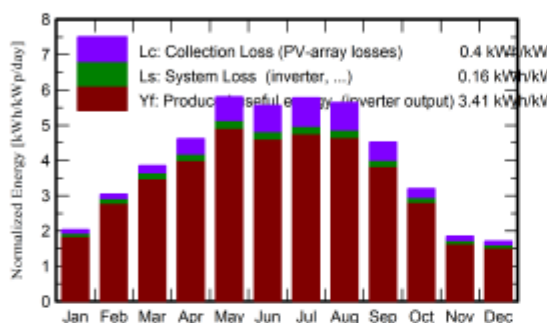
Specific production

1245 kWh/kWp/year

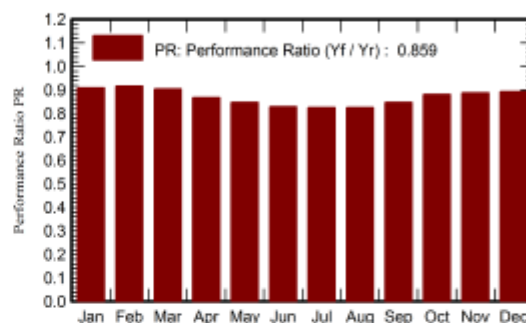
Perf. Ratio PR

85.86 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	37.5	24.10	-3.87	62.9	58.6	168.1	160.1	0.909
February	55.7	30.18	-3.31	85.2	80.8	229.0	218.4	0.916
March	92.4	51.15	2.00	119.5	113.9	316.8	302.4	0.904
April	121.8	61.81	10.78	138.4	131.6	351.6	335.9	0.867
May	172.1	83.54	17.59	179.9	171.0	445.7	426.6	0.847
June	167.1	73.14	20.99	166.9	158.5	405.0	387.4	0.829
July	176.7	82.54	23.46	179.1	170.0	431.7	413.4	0.825
August	157.5	65.87	22.97	174.8	166.6	422.3	403.9	0.825
September	109.8	53.40	17.40	135.5	128.8	336.3	321.5	0.848
October	70.4	37.59	10.36	99.3	94.7	256.2	244.6	0.880
November	36.0	23.76	1.91	55.5	52.0	145.0	137.8	0.887
December	29.8	18.91	-3.05	52.9	48.7	139.5	132.4	0.893
Year	1226.7	605.99	9.84	1449.9	1375.2	3647.4	3484.3	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

28/04/23

PVsyst Evaluation mode

Page 6/10

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ

Лист

54



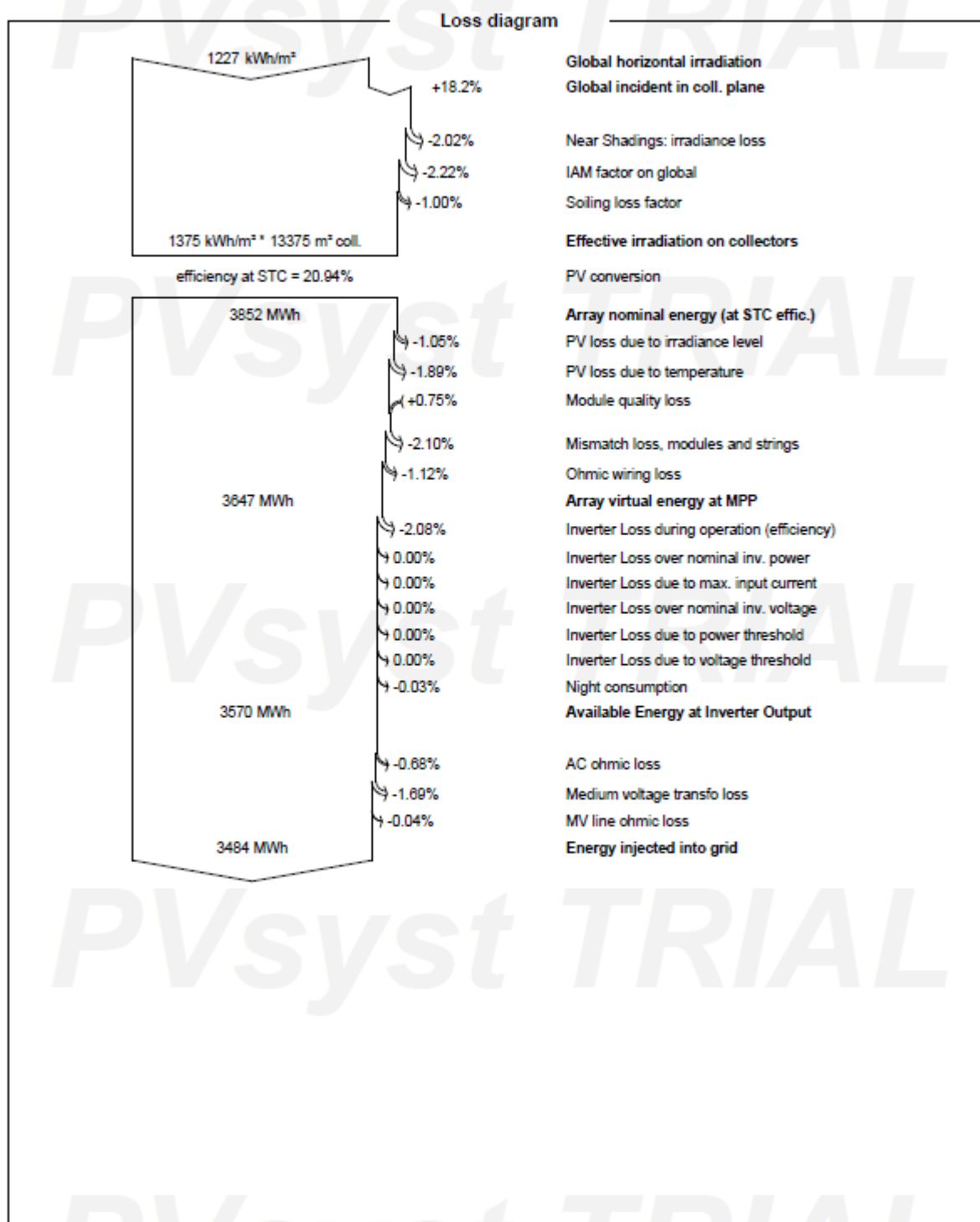
PVsyst V7.3.3

VCO, Simulation date:
28/04/23 10:35
with v7.3.3

Project: Савченко Сергій

Variant: New simulation variant

UDUNT



28/04/23

PVsyst Evaluation mode

Page 7/10

Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		55



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
28/04/23 10:35
with v7.3.3

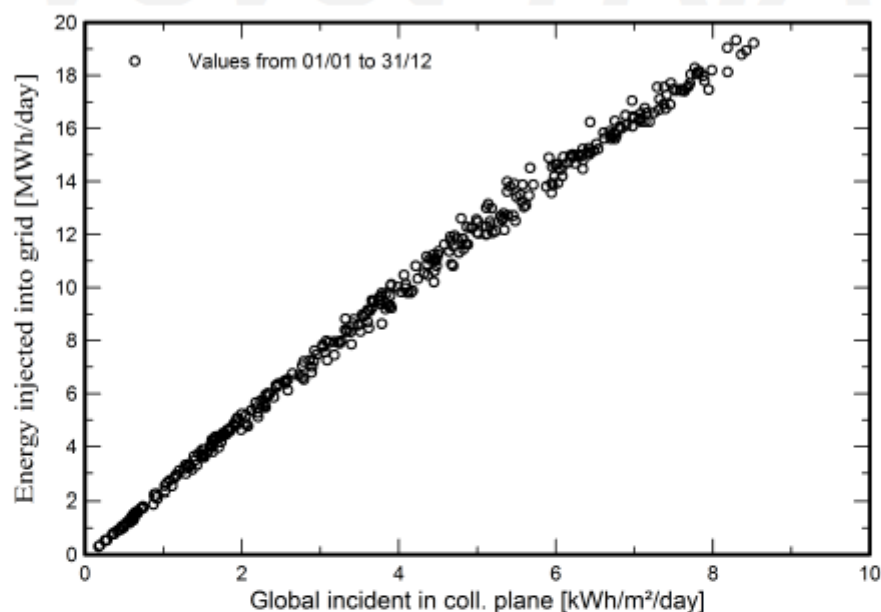
Project: Савченко Сергій

Variant: New simulation variant

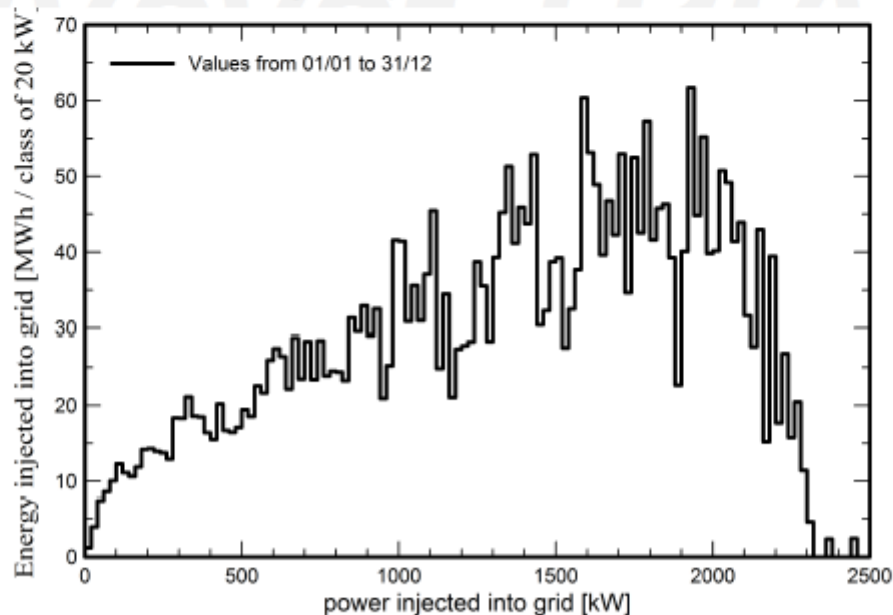
UDUNT

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



28/04/23

PVsyst Evaluation mode

Page 8/10

Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ

Лист

56



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
28/04/23 10:35
with v7.3.3

Project: Савченко Сергій

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) -1.0 %
Specified Deviation
Climate change 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 2.1 %

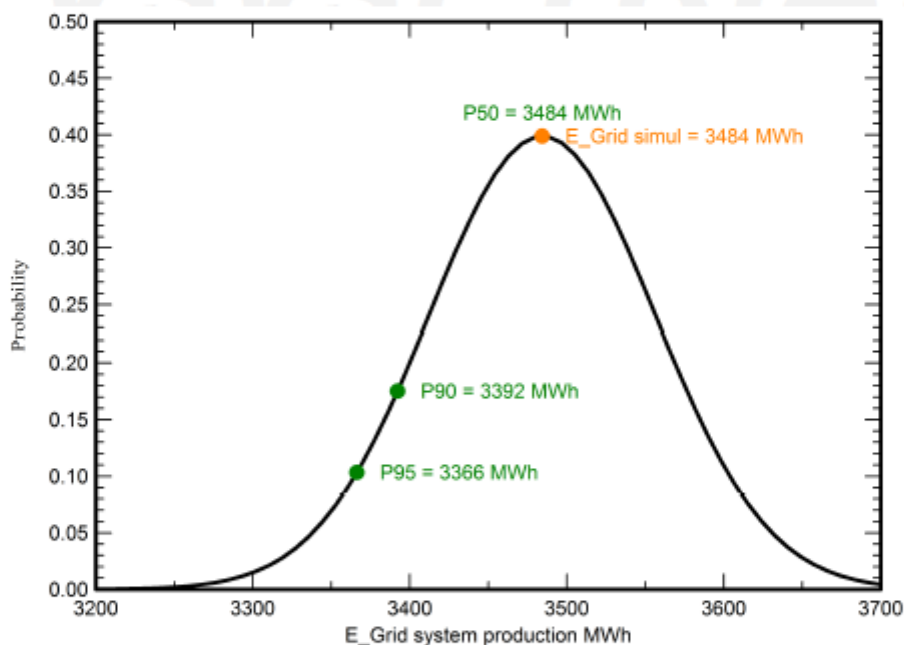
Simulation and parameters uncertainties

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

Annual production probability

Variability 72 MWh
P50 3484 MWh
P90 3392 MWh
P95 3366 MWh

Probability distribution



28/04/23

PVsyst Evaluation mode

Page 9/10

Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ

Лист

57

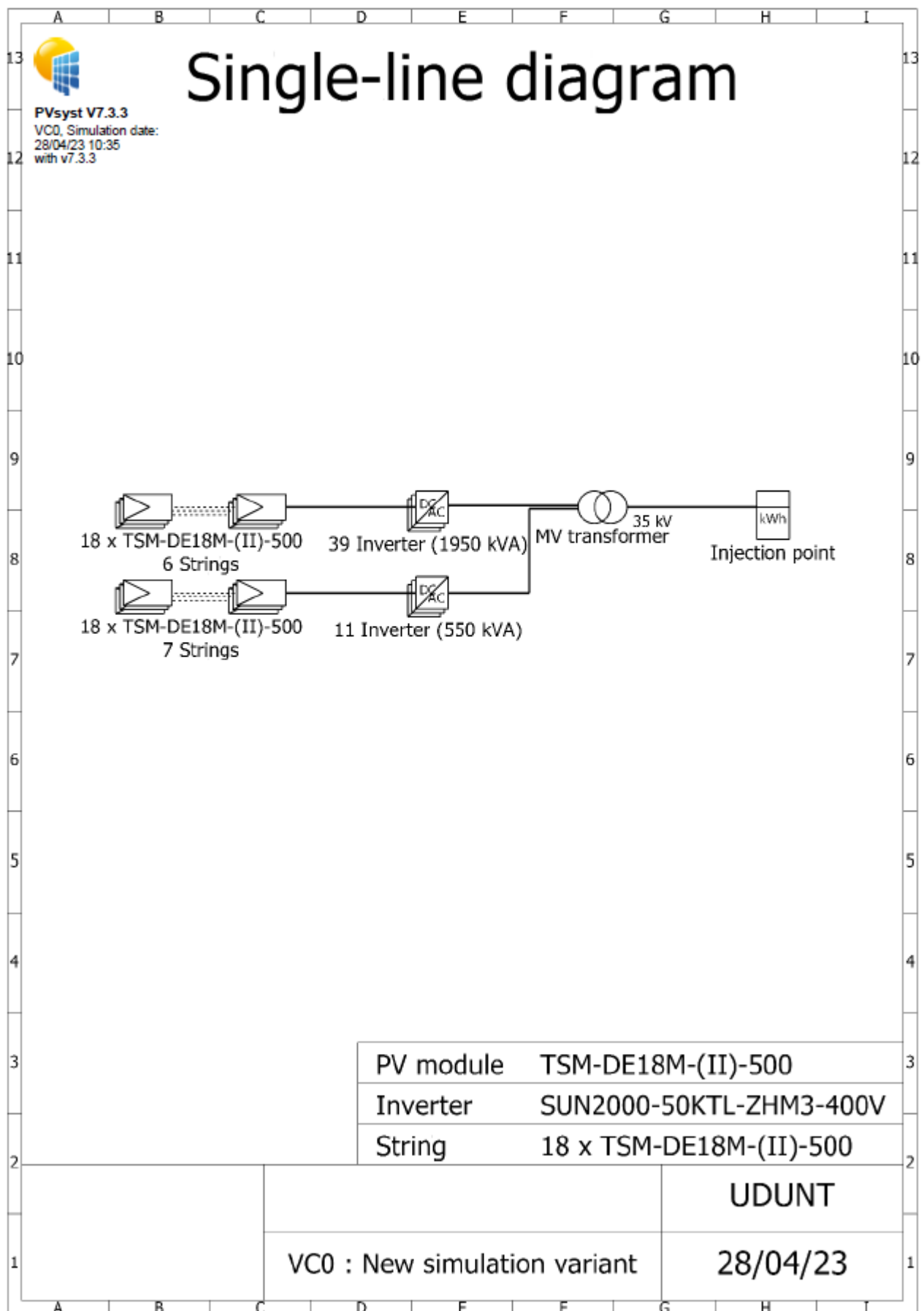


Рисунок 2.19 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання

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

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

Інші вихідні данні представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані

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

Розрахунок за тривалим струмом навантаження.

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

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

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

U_g - напруга мережі, кВ;

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		59

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

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

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

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

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	$I_c, \text{А}$	k_2	$k_{3з}$	k_4	k_5	$I_0, \text{А}$	$I_{cg}, \text{А}$	Виконання умови
1	152	0,98	1	1,16	1	145	172,8	виконується

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

За допустимим тривалим струмом навантаження кабель перевірку проходить.

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по жилі кабелю.

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

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

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

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

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

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

t - час спрацювання захисту, с.

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

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

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

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю.

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

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

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

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

де t - час спрацювання захисту, с;

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		62

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

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

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

Розрахунок за падінням напруги в кінці КЛ.

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

Граничне падіння напруги в максимальному режимі розраховується за формулою:

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

де P - максимальна розрахункова потужність, кВт;

L - довжина лінії, км;

r_0 - активна складова опору лінії, Ом/км;

x_0 - індуктивна складова опору лінії, Ом/км;

U_g - напруга мережі, В.

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

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку падіння напруги в кінці КЛ

№ КЛ	U_g , В	L , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %
1	10000	1	0,82	0,14	207,9	2,01

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:

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

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.

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.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		65

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

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

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

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

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

Таблиця 3.9 – Результати розрахунку вибору способу заземлення екрану кабелю

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

Для захисту оболонки кабелю при заземленні з одного кінця оберемо ОПН за розрахунком наведеної напруги на кінці екрану кабелю, з урахуванням тривалості режиму зовнішнього КЗ. ОПН обирають за умовою, що наведена напруга на незаземленому кінці екрану не повинна перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, що становить 70% значення випробувальної напруги постійного струму для оболонки кабелю.

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66

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. Довжина кабельної лінії – 1 км.
5. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - 1,83 кА.
6. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проектованої СЕС прийнято 3хСП-3-20 1х50 мм² та кабель 3хАПвЕгаПу-12/20 1х120/25 мм², прокладка в трикутник.

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи.

Опір системи:

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

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

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

Реактивна складова:

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		67

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

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

Опір трансформатора:

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

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

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

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

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

$z_C, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3,313	0,82	0,148	3,45	5,513	8,963

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

Розрахункова точка К1.

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

Розрахункова точка К2.

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		68

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 в точці КЗ – на шинах 0,4 кВ СЕС, приведений до сторони 10 кВ:

$$I_{KЗПС}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{KЗ}} \quad (3.29)$$

Сумарний струм КЗ в точці К3:

$$I_{KЗ}^{(3)} = I_{KЗПС}^{(3)} + I_{KCEC}^{(3)} \quad (3.30)$$

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

$I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2ПС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{KЗПС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{KЗ}^{(3)}, \text{кА}$
1,83	1,757	0,137	1,894	0,676	0,813

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

$I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2ЛС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3ЛС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
1,592	1,529	0,119	1,648	0,588	0,708

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

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

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:

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

Струм спрацювання захисту:

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		70

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

$I_{ном}, А$	$I_{сз min}, А$	$I_{сз max}, А$	$I_{сз}, А$ для відстроювання
54,99	198	329,9	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:

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

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

$I_{с.з.}, А$	$I_y, А$	k_q
975,6	32,52	1,938

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:

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

де k_n - коефіцієнт надійності (1,1);

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

k_n - коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки:

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

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		72

$I_{с.з.}, A$	I_y, A	$I_{сз}, A$ для відстроювання	k_{ψ}
76,41	7,64	80	8,85

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

Таблиця 3.16 – Зведена інформація про уставки

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

Розрахунок ємнісних струмів.

Ємнісний погонний струм замикання на землю в місці пошкодження:

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

де ω - кутова швидкість вектору напруги, с;

C_{ϕ} - ємність фази мережі, мкФ;

U_{ϕ} - фазна напруга мережі, В.

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

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

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

Таблиця 3.17 – Результати розрахунку ємнісних струмів

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

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

Функціонування інверторного обладнання.

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

- моніторинг параметрів вхідної напруги постійного струму та вихідної напруги змінного струму;
- контроль технологічних параметрів інвертора;
- контроль реактивної потужності;
- контроль активної потужності;
- інтерфейс заземлення;
- відхилення напруги/частоти;
- максимальний струмовий захист;
- захист від min/max частоти;
- захист від перенапруги (при перевищенні напруги змінного струму (значення встановленої уставки) інверторне обладнання блокує видачу потужності в мережу. Уставку спрацювання захисту від підвищення напруги обираємо виходячи з умови недопущення підвищення напруги більш ніж на 10 %;
- відключення від електророзподільної мережі протягом 2 с в разі переривання напруги в електророзподільній мережі;

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

- 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.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

Вимикачі тягових підстанцій змінного струму

Вимикачі високої напруги (ВВ) є основними комутаційними апаратами в електричних установках тягових підстанцій змінного струму. Вони призначені для оперативних і аварійних комутацій в електричних мережах, виконання операцій ввімкнення і відключення окремих ланцюгів при ручному або автоматичному керуванні. У ввімкненому положенні вимикач повинен тривалий час пропускати струми навантаження і короткочасно - аварійні.

Робота високовольтних вимикачів відрізняється рядом особливостей:

- нормальним для них вважається як ввімкнене положення, коли по ним проходить струм навантаження, так і відключене, при якому вони забезпечують необхідну електричну ізоляцію між розімкнутими ділянками ланцюга;
- комутації ланцюга при перемиканні ВВ з одного положення в інше не регулярні, а включення і відключення ланцюга при наявному в ній короткого замикання (КЗ) укрив рідкісні.

Вимикачі повинні надійно виконувати свої функції, перебуваючи у будь-якому із зазначених положень, і одночасно бути завжди готовими до миттєвого виконання будь-яких комутаційних операцій, часто після тривалого перебування в нерухомому стані. Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення струмів КЗ і включення на існуюче коротке замикання.

Масляні вимикачі.

Масляні вимикачі – одні з перших комутаційних апаратів в електроустановках високої напруги 6...220 кВ.

Розрізняють вимикачі масляні бакові - з великим обсягом масла, масло служить і як дугогасне середовище, і як ізоляція, і маломасляні вимикачі - з малим об'ємом масла, масло служить тільки дугогасним середовищем.

На напруги 35...220 кВ застосовуються переважно бакові вимикачі. Маломасляні вимикачі є основними напругою до 10 кВ. Починають все більш

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		76

широко застосовуватися маломасляні вимикачі в зовнішніх установках на 110 і 220 кВ за умови їх достатньої відключаючої здатності (серія ВМТ).

Переваги масляних вимикачів - відносна простота конструкції, велика здатність, що відключає, і незалежність від атмосферних явищ. Недоліком, особливо бакових вимикачів, є наявність великої кількості масла, що призводить до великих габаритів та мас як самих вимикачів, так і розподільчих пристроїв, підвищеної пожежо- та вибухонебезпечності, необхідності спеціального масляного господарства.

Вимикачі масляні бакові на напругу до 20 кВ і відносно малі струми відключення виконуються переважно однобаковими (три полюси в одному баку), на напругу 35 кВ і вище - трибаковими (кожна фаза в окремому баку) із загальним або індивідуальними приводами. Вимикачі можуть мати електромагнітні або пневматичні приводи і працюють з автоматичним повторним включенням (АПВ).

Масляні бакові вимикачі на напругу 35 кВ та вище мають вбудовані трансформатори струму. На внутрішню частину прохідного ізолятора надіті та укріплені під кришкою вимикача осердя з вторинними обмотками (один або два на ізолятор). Струмопровідний стрижень прохідного ізолятора є первинною обмоткою. Вимикачі на напругу 110 кВ і вище можуть мати ємнісні трансформатори напруги, для виконання яких використовуються обкладки маслонаполнених введів конденсаторного типу, і трансформатори напруги з індуктивною котушкою.

У вимикачах маломасляних, на відміну від масляних бакових вимикачів, масло служить тут лише дугогасним середовищем, а ізоляція струмопровідних частин і дугогасного пристрою щодо землі здійснюється за допомогою твердих ізоляційних матеріалів (кераміка, текстоліт, епоксидні смоли тощо).

Маломасляні вимикачі мають суттєво менші габарити та масу, меншу вибухо- та пожежонебезпечність та вимагають менших та більш дешевих розподільчих пристроїв у порівнянні з масляними баковими вимикачами. Наявність у маломасляних вимикачах вбудованих трансформаторів струму та

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		77

емнісних трансформаторів напруги значно ускладнює конструкцію вимикачів та збільшує їх габарити, тому маломасляні вимикачі виконуються без органічного зв'язку з такими трансформаторами.

Вимикачі компонування виконуються з дугогасними камерами вниз (хід рухомого контакту зверху вниз) і з камерами, розташованими зверху (хід рухомого контакту знизу вгору). Останні більш перспективні щодо підвищення здатності, що відключає. Застосовуються вимикачі внутрішньої установки як розподільні та генераторні та для зовнішньої установки як розподільні та підстанційні. Типи таких вимикачів, наприклад – ВМП-10 з пружинним приводом, ВМПЕ-10 – з електромагнітним приводом.

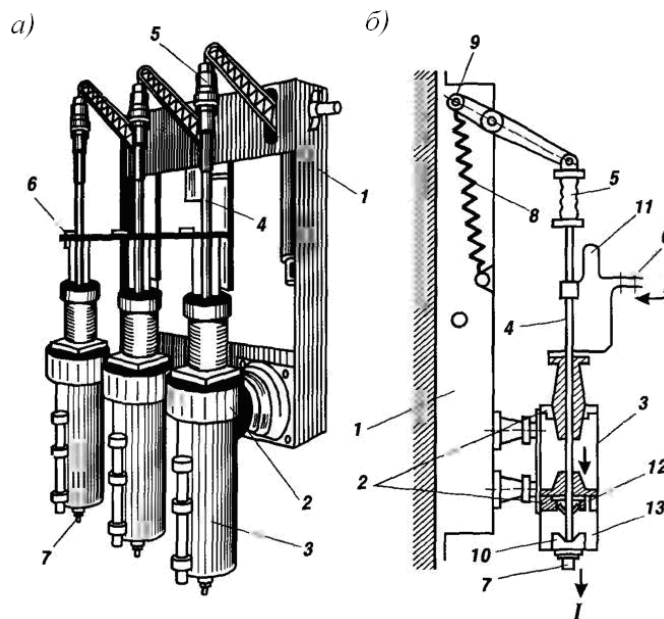
Вимикач серії ВМПЕ-10 може мати вбудовані елементи захисту та управління, такі, як реле максимального струму миттєвої дії та з витримкою часу, реле мінімальної напруги, електромагніти, що відключають, допоміжні контакти тощо.

Вимикач маломасляний для зовнішньої установки складається з трьох основних частин: гасних пристроїв, поміщених у фарфорові сорочки; фарфорових опорних колонок та основи (рами). Ізоляційний циліндр, що охоплює дугогасний пристрій, захищає фарфорову сорочку від великих тисків, що виникають при відключенні. Число розривів на фазу може бути один, два і більше. Розташування камери зверху більш перспективне для підвищення відключаючої здатності.

Прикладом маломасляного вимикача є ВМГ-10 (рис. 4.1), застосовуваний на напругу 6...10 кВ при номінальних токах 630 і 1000 А, розроблений для комплектних стаціонарних пристроїв. Вимикачі серії ВМГ - 10 маломасляні мають металевий бак, який для вимикачів на номінальний струм 1000 А виконаний з латуні, а для вимикачів на номінальний струм 630 А - із сталі і має поздовжній немагнітний шов. Вимикач має знімне дно з нерухомим розетковим контактом. Вимикачі на 630 і 1000 А мають однакові струмоведучі стрижні і розеткові контакти та відрізняються розмірами колодки і кількістю гнучких

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		78

зв'язків (одна на полюс 630 А і дві на 1000 А). Застосовані важелі зі склопластику замість порцелянових тяг. Вимикачі ВМГП - 10 призначені для роботи з пружинним приводом типу ППВ -10.



1 – рама; 2 – ізолятори; 3 – циліндри; 4 – контактні стрижні; 5 – порцелянові тяги;
6 – контактна колодка; 7 – вихідний затискач; 8 – пружина ; 9 – валик, пов'язаний з приводом; 10 – нерухомий контакт ; 11 – металева шина; 12 – поперечний канал; 13 – простір циліндра, заповнений маслом

Рисунок 4.1 – Масляний вимикач ВМГ- 10: загальний вигляд (а) і схема (б) вимикача горшкового типу

Вимикач має дугогасну камеру поздовжньо-поперечного дуття. Ізоляція між нижнім струмоведучим фланцем, на якому встановлений нерухомий розетковий контакт, і верхнім струмоведучим фланцем здійснюється склопоксидним циліндром. Рухомий контакт - стрижневий. Наконечники стрижня і сегментів розеточного контакту облицьовані для дугостійкості металокерамікою. Струмознімання зі стрижня рухомого контакту на верхній струмоведучий фланець - роликовий. Місця контактування рухомого і нерухомого контактів покриваються сріблом.

Повітряні вимикачі.

Повітряні вимикачі, в яких гасіння дуги здійснюється потоком стисненого

повітря, набули дуже широкого поширення і в багатьох випадках витіснили масляні. Вони дозволили перейти до класів напруги 750 і 1150 кВ і переважно застосовуються:

- як мережеві на напругу 6...1150 кВ з номінальними струмами до 4000 А та струмами відключення до 63 кА;
- як генераторні на напругу 6...20 кВ з номінальними струмами до 20 кА та струмами відключення до 160 кА;
- як вимикачі навантаження на 6...220 кВ та 110...500 кВ та вимикачі комплектних розподільчих пристроїв на напругу до 35 кВ.

Очікується, що найближчим часом з'являться мережні вимикачі на напругу 1500...2000 кВ з номінальними струмами 10...15 кА та струмами відключення: 100...120 кА.

Вимикачі випускаються різного кліматичного виконання, для різних категорій розміщення та різного виду установки (опорні, підвісні, настінні, викочування та ін.).

Незалежно від типу та конструкції повітряний вимикач складається з трьох основних частин: дугогасного пристрою з відокремлювачем або без нього, системи постачання стисненим повітрям та системи керування. Система керування виконується з одним пневматичним приводом з механічною передачею, з індивідуальною пневматичною передачею, з пневмомеханічною передачею, з пневмогідролічною передачею та пневмосвітловою передачею.

Гасіння дуги у вимикачах здійснюється стисненим повітрям номінальним тиском 0.6...5 МПа в різних камерах поздовжнього та поперечного, одностороннього та двостороннього дуття з відповідною напругою числом послідовно включених розривів.

У вимикачах з відокремлювачем розмикання дугогасних контактів і гасіння дуги здійснюються тим самим потоком стисненого повітря, що надходить з окремого резервуара. Контакти (один або обидва) виконані у вигляді контактно-поршневих механізмів. У включеному положенні вимикача у дугогасному пристрої та у відокремлювачі всі контакти замкнуті. При подачі

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		80

команди на відключення стиснене повітря з резервуара подається в дугогасну камеру, розмикає контакти та гасить дугу. Зазвичай паралельно контактам включається шунтуючий резистор, що полегшує гасіння дуги. Після згасання дуги на основних дугогасних контактах розмикається відокремлювач, який відключає струм, що залишився. Відокремлювач може виконуватися відкритим (до 35 кВ) або у вигляді повітрянаповнюваних камер. Після згасання дуги на відокремлювачі подача повітря в дугогасні камери припиняється і контакти під дією пружин замикаються. Контакти ж відокремлювача залишаються розімкненими, забезпечивши необхідну ізоляційну відстань для розімкнутого ланцюга.

У вимикачах без відокремлювача широко застосовуються повітрянаповнені металеві камери (резервуари), в яких розміщені дугогасні пристрої. Привід контактів відокремлений від середовища, що гасить. При розмиканні контактів відкриваються вихлопні клапани камер і стиснене повітря, витікаючи з камер через відповідні сопла контактів, гасить дугу. Контакти можуть виконуватися одно- та двоступінчастими. Число послідовно включених дугогасних пристроїв визначається номінальною напругою вимикача. Ізоляційний проміжок у відключеному положенні забезпечується розбіжністю цих контактів на відповідну відстань.

Елегазові вимикачі.

Найбільш поширеними ізоляційними, дугогасильними і охолоджуючими середовищами, які застосовуються в електротехнічному устаткуванні, є мінеральне масло і повітря. Гази в порівнянні з маслом і твердими ізоляційними матеріалами мають певні переваги, головні з яких – нікчемна провідність і практична відсутність діелектричних втрат, незалежність в однорідному полі електричної міцності від частоти, неушкодженість газової ізоляції помітним залишковим змінам і мала забрудненість під дією дуги і корони.

Електрична міцність газової ізоляції в однорідних або слабо неоднорідних полях збільшується з ростом тиску і за певних умов може перевищити електричну міцність трансформаторного масла, фарфору і високого вакууму.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		81

Для спрощення конструкцій устаткування з газовою ізоляцією бажано, щоб необхідна електрична міцність була забезпечена при порівняно невеликому надмірному тиску.

Проте при застосуванні газу в електротехнічному устаткуванні, окрім ізоляційних, необхідно враховувати і інші властивості газів, а саме: сам газ і продукти його розкладання не мають бути токсичними; газ має бути хімічно нейтральний по відношенню до застосованих в пристрої матеріалів; газ повинен мати низьку температуру зріджування, щоб його можна було використовувати при підвищених тисках і потрібних за умовами експлуатації температурах; газ повинен мати хорошу тепловідвідну здатність; дисоціація газу має бути незначною; газ має бути пожежо- і вибухобезпечним; газ має бути легкодоступним і недорогим.

При використанні газу в комутаційних апаратах необхідно, крім того, щоб газ мав хорошу дугогасильну здатність. З точки зору доступності повітря має безперечну перевагу в порівнянні з усіма іншими газами, проте по сукупності вимог воно не завжди прийнятне. Деякі гази і пари мають значно вищу електричну міцність, ніж повітря. Проте лише деякі з них задовольняють вимогам, що пред'являються до електричної ізоляції. Так, багато речовин в звичайних умовах знаходяться в рідкому стані. Багатьом речовинам, крім того, властиве більш менш інтенсивне розкладання в умовах електричного розряду. Нарешті, деякі речовини при розкладанні виділяють вільний вуглець, який, осідаючи на поверхні твердих ізоляційних елементів конструкції, робить їх провідними.

Єдиним газом, найбільш повно задовольняючим поставленим вимогам, являється елегаз. Чистий газоподібний елегаз абсолютно нешкідливий, хімічно не активний, тому в звичайних експлуатаційних умовах він не діє ні на які матеріали, вживані в апаратобудуванні, має підвищену тепловідвідну здатність і є дуже хорошим дугогасильним середовищем, що дозволяє робити відключення дуже великих струмів при великих швидкостях відновлення напруги. У однорідному полі електрична міцність елегазу в 2,3...2,5 рази вище

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		82

за міцність повітря.

Низькі температури зріджування і сублімації дають можливість за звичайних умов експлуатувати елегазові апарати без спеціального підігрівання. Елегаз не горить і не підтримує горіння, отже, елегазові апарати являються вибухо- і пожежобезпечними.

Вартість елегазу істотно залежить від обсягу його виробництва. При великому його споживанні вартість одиниці об'єму елегазу, що має таку щільність, при якій досягається рівна з маслом електрична міцність, трохи буде відрізнятися від вартості одиниці об'єму масла. Але при правильній експлуатації елегаз не старіє і не вимагає такого ретельного догляду за собою, як масло.

Однією з необхідних умов можливості використання того або іншого з'єднання в електричних апаратах є його хімічна інертність. Воно не повинне вступати в реакцію ні з яким матеріалом, вживаним в електроапаратобудуванні. Чистий елегаз за звичайних умов задовольняє цій вимозі, не дивлячись на те, що до складу його молекули входить фтор, що є одним з найбільш активних хімічних елементів. По хімічній інертності чистий елегаз за нормальних умов ідентичний з азотом або навіть інертними газами. Будова молекули і її енергетичний стан визначають високу стабільність елегазу. При атмосферному тиску елегаз, як і вуглекислий газ, може знаходитися тільки в газоподібному стані.

Елегазові вимикачі, які на теперішній час складають основу ринку в сегменті високовольтних вимикачів, відрізняються від маслонаповнених та повітряних вимикачів своєю компактністю, нескладністю кінематики, а також не вимагають частих профілактичних робіт упродовж періоду експлуатації (рис. 4.2). В сучасних конструкціях елегазових вимикачів застосовуються герметичні та заповнені елегазом комутаційні модулі з контактною системою коаксіального типу, яка містить головні та дугогасильні контакти, та з дугогасильною системою автокомпресійного типу. Для забезпечення високої електричної міцності міжконтактного проміжку в корпусі комутаційного

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		83

модуля створюється тиск, який автоматично підвищується в міжконтактному проміжку під час горіння дуги (ефект автокомпресії). Елегазовий вимикач типів HGI-3 складається з трьох дугогасильних камер (три полюса вимикача), гідравлічного пружинного привода, керуючих та контролюючих пристроїв, які змонтовано на спільній рамі. У вимикачах типу HGI з елегазом (SF₆) дугогасильне середовище обирається за автокомпресійним принципом: енергія самої дуги використовується для нагріву елегазу в дугогасильній камері, що створює необхідну різницю тисків для потоку газу, який охолоджує і перериває дугу. В результаті зменшується необхідне зусилля від привода під час комутацій. За рахунок конструкції вимикача з роздільними контактними системами практично відсутнє зношування (ерозія) основних контактів, що забезпечує надійну роботу вимикача навіть після значної кількості відключень. Полюси вимикача заповнені елегазом та механічно пов'язані між собою за допомогою приводних валів. Основна функція дугогасильних камер полягає у забезпеченні розмикання електричного кола, а також зменшення шкідливої дії електричної дуги на вимикач та його складові елементи (у першу чергу, термічного впливу, тому що температура електричної дуги може досягати значень біля 10000 °C).



Рисунок 4.2 – Елегазовий вимикач типу HGI-3 з приводом вертикального розміщення

Переваги елегазових вимикачів:

- вибухо- і пожежобезпечність;
- швидкодія і придатність для роботи у будь-якому циклі АПВ;
- можливість здійснення синхронного розмикання контактів безпосередньо перед переходом струму через нуль;
- висока відключаюча здатність за особливо важких умов відключення (відключення невіддалених коротких замикань та ін.);
- надійне відключення ємкісних струмів холостих ліній;
- малий знос дугогасильних контактів;
- легкий доступ до дугогасильних пристроїв і простота їх ревізії;
- відносно мала вага (в порівнянні з баковими масляними вимикачами);
- можливість створення серії з уніфікацією великих вузлів;
- придатність для зовнішньої і внутрішньої установки.

Недоліки елегазових вимикачів:

- необхідність в наявності пристроїв для наповнення, перекачування і очищення шестифтористої сірки (SF_6);
- відносна складність конструкції ряду деталей і вузлів, а також необхідність застосування високонадійних ущільнень;
- відносно висока вартість дугогасного середовища і вимикача в цілому.

Що стосується вимикачів високої, надвисокої і ультрависокої напруги (від 110 до 1150 кВ), елегазові вимикачі в технічно розвинених країнах практично витіснили усі інші типи апаратів.

Основні переваги елегазового устаткування визначаються унікальними фізико-хімічними властивостями елегазу: при атмосферному тиску електрична міцність елегазу в 3 рази вища, ніж у повітря, а вже при тиску елегазу 0,3...0,4 МПа його електрична міцність вища, ніж у трансформаторного масла, вимикаюча здатність елегазових комутаційних апаратів за однакових умов на 2 порядки вище, ніж у повітряних вимикачів.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		85

Вакуумні вимикачі.

Разом з тим тенденції розвитку високовольтних вимикачів 6...35 кВ, наведені на рис. 4.3, показують стійке зростання застосування в світі вакуумних вимикачів.

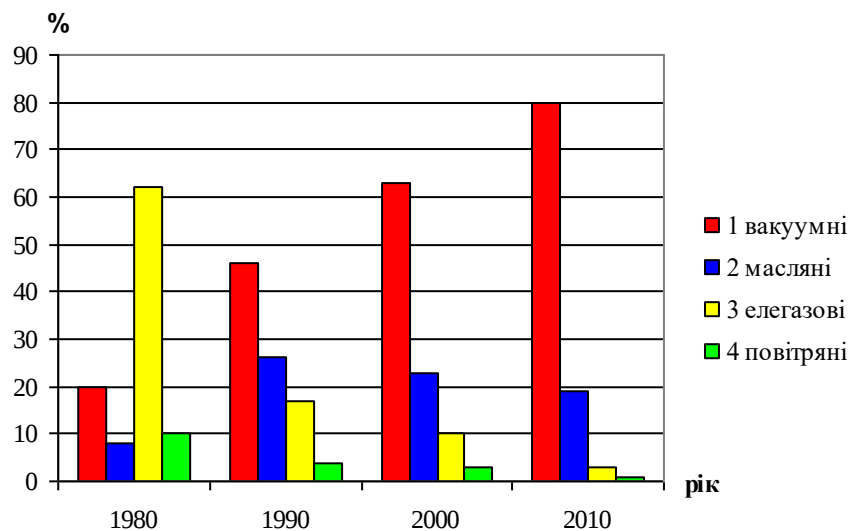
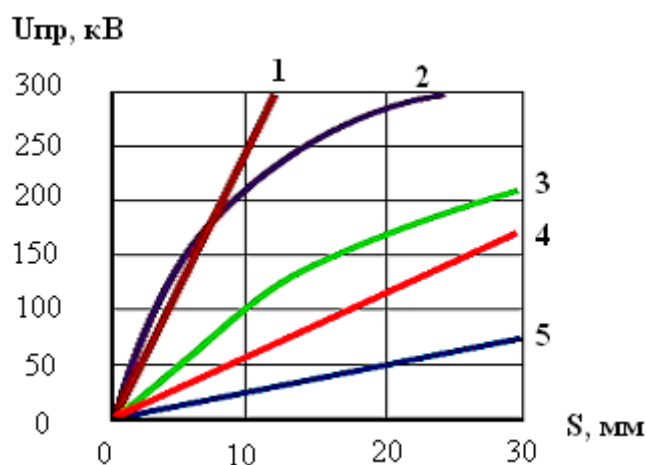


Рисунок 4.3 – Розвиток високовольтних вимикачів 6...35 кВ

Вакуумні комутаційні апарати – передова технологія в апаратобудуванні. У вимикачах старого покоління для охолодження і деіонізації дуги, що утворюється після розведення контактів, як дугогасне середовище застосовують масло, повітря або елегаз. Вакуумні вимикачі вигідно відрізняються від цих вимикачів тим, що таким середовищем є просто вакуум.

Розвиток вакуумних вимикачів пов'язаний з тим, що вакуум є ідеальним ізоляційним середовищем, так як іонізація молекул газу шляхом зіткнення з ними електронів надзвичайно мала, а значить, практично виключено лавиноподібне наростання кількості заряджених частинок через вельми низьку щільність газу. Тому електрична міцність ізоляційного міжконтактного проміжку у вакуумі значно вище, а довжина дуги значно менше, ніж у масляних, елегазових і повітряних вимикачах. Це дозволяє істотно знизити габарити дугогасильної камери вакуумного вимикача.

Порівняння розрядної імпульсної пробивної напруги U_{np} залежно від величини міжконтактного проміжку S в різних дугогасних середовищах представлено на рис. 4.4.



1 – елегаз (5 бар); 2 – вакуум; 3 – масло; 4 – елегаз (1 бар); 5 – повітря

Рисунок 4.4 – Розрядна імпульсна напруга U_{np} в залежності від величини міжконтактного проміжку S в різних дугогасних середовищах

У мережах середнього класу напруги 6...35 кВ в найближчі роки домінуючим типом комутаційного апарата стане вакуумний вимикач. Так, частка вакуумних вимикачів в загальній кількості випущених апаратів в Європі та США перевищує 70 %, в Японії - 100 %. В Україні в останні роки ця частка має постійну тенденцію до зростання.

Елегазові вимикачі на напругу 6...35 кВ за своїми технічними характеристиками рівноцінні вакуумним і можуть скласти їм конкуренцію. Однак елегазові вимикачі в 1,5 рази дорожче, а в електроустановках з частими комутаціями вакуумні вимикачі надійніші.

Широкому застосуванню вакуумних вимикачів сприяють наведені нижче конструктивні та експлуатаційні переваги перед традиційними комутаційними апаратами на напругу 6...35 кВ (маломасляними, електромагнітними, повітряними).

Конструктивні переваги вакуумних вимикачів:

- висока швидкодія, відключення струму при першому переході його через нуль після розведення контактів;
- висока швидкість відновлення електричної міцності міжконтактного проміжку у вакуумі після згасання дуги;
- високий комутаційний і механічний ресурс, який визначається високою зносостійкістю контактів при комутації номінальних струмів і струмів короткого замикання;
- вибухо- і пожежобезпечність, навіть при роботі в агресивних середовищах;
- широкий діапазон робочих температур;
- підвищена стійкість до ударних і вібраційних навантажень;
- малі габарити та маса дають перевагу при виконанні монтажу;
- можливість довільного просторового розташування ВДК без погіршення якісних параметрів вимикача, що створює додаткові зручності при монтажі.

Експлуатаційні переваги вакуумних вимикачів:

- висока надійність – менше інтенсивність відмов, час відновлення, частота і тривалість ремонтів;
- безшумність, відсутність викидів, продуктів горіння дуги і зовнішніх ефектів при відключенні струмів короткого замикання, відсутність забруднення навколишнього середовища (екологічність);
- малообслуговуваність при експлуатації дозволяє скоротити перерви в електропостачанні, пов'язані з виконанням регламентних робіт;
- відсутність необхідності в проведенні поточного, середнього та капітального ремонту;
- низькі експлуатаційні витрати визначаються відсутністю необхідності утримання масляного і компресорного господарств, крім того, вакуумні дугогасильні камери не вимагають поповнення дугогасного середовища;
- живлення від мережі постійного, випрямленого і змінного оперативного струму в широкому діапазоні напруг;
- мале споживання потужності з кола оперативного живлення;

- сумісність з будь-якими існуючими типами комірок КРУ і КСО.

Недоліками вакуумних вимикачів є:

- проблеми розробки та виготовлення, пов'язані зі створенням вакуумоміцних матеріалів та спеціальних контактних матеріалів, складністю вакуумного виробництва;
- великі капітальні вкладення, необхідні організації масового виробництва.

До найбільш серйозних дефектів у роботі вакуумних вимикачів відносяться збільшення перехідного опору контактів і розгерметизація ВДК. З досвіду експлуатації відомо, що це події малоймовірні. Так, за даними кращих виробників, надійність ВДК при сучасній технології виробництва дуже висока – декларована напрацювання на відмову складає 2000 років.

Поточний ремонт вакуумних вимикачів повністю залежить від вбудованого в них приводу, так як ерозія контактів самого вимикача під дією дуги незначна, проблема погіршення вакууму протягом тривалого часу експлуатації вирішена, термін служби вакуумних вимикачів практично необмежений і необхідність ревізій та ремонту його на весь термін служби відсутня.

Хоча ремонт проводиться не рідше одного разу на рік, він практично повторює роботи, що виконуються при оглядах, лише при необхідності виконують регулювання моменту спрацьовування допоміжних контактів і зазорів в механізмі блокування. Так само, як і масляні вимикачі, вакуумні мають свій механічний і комутаційний ресурс, з вироблення якого обладнання вимагає позачергового ремонту.

В даний час до вакуумних вимикачів нового покоління пред'являються вимоги мінімізації робіт з технічного обслуговування і можливості експлуатації без ремонту протягом усього терміну служби (25 років).

Комутаційний ресурс сучасних вакуумних вимикачів становить 20 000...50 000 циклів «Вкл-Відкл» номінального струму та 50...150 циклів «Вкл-Відкл» номінального струму відключення. При таких значеннях комутаційного ресурсу та відповідного механічного ресурсу, очевидно, що повністю ресурс

вакуумних вимикачів не може бути вичерпаний протягом 25 років. Отже, протягом цього терміну відпадає необхідність у ремонтах вакуумних вимикачів, встановлених на приєднаннях з нормальним числом комутацій. У ланцюгах з частими комутаціями повинні застосовуватися вакуумні вимикачі спеціального виконання, комутаційний ресурс яких повинен становити не менше 120 000 циклів «Вкл-Відкл» номінального струму. Таким чином, необхідно контролювати ресурс вимикачів різних приєднань.

Одними з сучасних вакуумних вимикачів є вимикачі серії ВР призначені для комутації електричних ланцюгів при нормальних і аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму частоти 50 Гц з номінальною напругою 6...35 кВ. Вимикачі використовуються для реконструкції і модернізації КРУ, що знаходяться в експлуатації, а також для установки в нових комірках 6...35 кВ.

Гасіння дуги відбувається в обмеженому просторі вакуумної дугогасної камери (ВДК). У спрощеному вигляді ВДК представляє собою керамічний циліндр, закритий з торців металевими фланцями. Нерухомий торцевий контакт з'єднаний з одним фланцем, рухливий за допомогою сильфона - з іншим.

При розведенні контактів єдиним провідним середовищем для появи дуги є пари що випаровуються з поверхні контактів електродного матеріалу. Дуга горить у середовищі парів металу до першого переходу струму через нуль, і при переході через нуль м'яко гаситься. Мала щільність парів металу у вакуумі сприяє винятково високу швидкість дифузії зарядів згаслої дуги. Вже через 10мкс після проходження струму через нуль між контактами відновлюється електрична міцність вакууму, яка досягає 100 МВт/м. Таким чином, вакуумний вимикач при всій своїй простоті відмінно працює при високих швидкостях відновлення напруги і успішно використовується при вимкненні ємнісного навантаження.

В даний час для виготовлення контактів вакуумних камер використовуються сучасні сплави з додаванням легуючих добавок. Сучасні ВДК мають струм зрізу який не перевищує 1,5...3 А, тому рівень перенапруг, які можуть

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
						90
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

виникнути при використанні вакуумних вимикачів, не вище рівня перенапруг, створюваних комутаційними апаратами з іншим принципом гасіння дуги. Використання в комплекті з вакуумними вимикачами сучасних обмежувачів перенапруг повністю знімає актуальність цієї проблеми.

Характерною особливістю конструкції вакуумних камер є те, що вони мають прості торцеві контакти. Вимикачі з іншими способами дугогасіння вимагають застосування більш складних ковзних та інших типів контактів з використанням контактних пружин, які не надійні і піддаються небажаному високотемпературному відпалу при комутаціях. Крім того, у вакуумі виключена можливість окислення і забруднення контактів, а мінімальне їх вигорання гарантує довговічність використання і високу комутаційну зносостійкість.

Ці умови є гарантією тривалої експлуатації вакуумних комутаційних апаратів без догляду за вакуумними камерами.

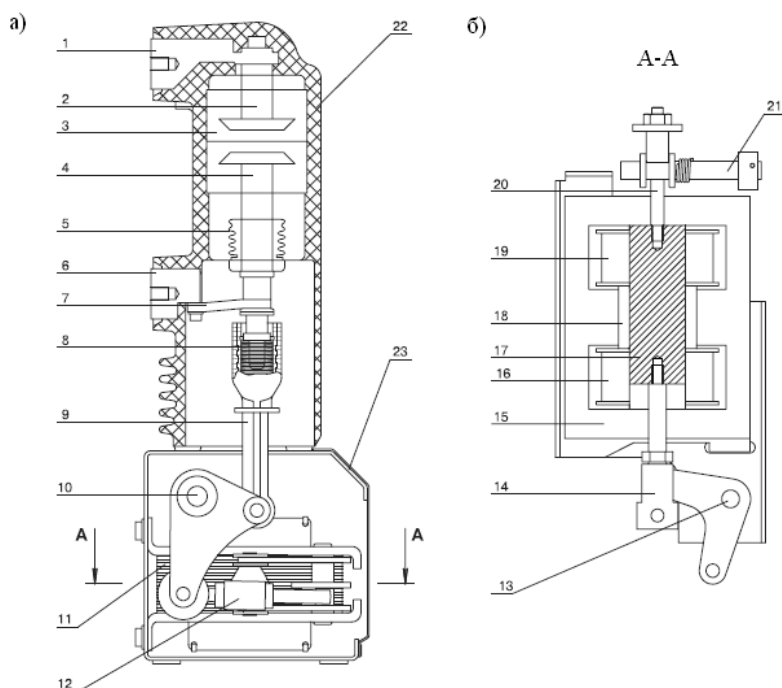
Всі вакуумні вимикачі серії ВР виконані на основі єдиних конструктивних принципів, а саме: використання литих з епоксидного компаунда полюсів; використання універсального електромагнітного приводу, який працює на основі принципу "магнітної засувки" і управляється електронним блоком, розташованому в корпусі вимикача.

Конструкція вимикача ВР показана на рис.4.5. Вимикач складається із трьох полюсів (22), розміщених на загальних підставах (23), основного валу (10), тяги (12), електромагнітного приводу (11) і блоку управління.

Електромагнітний привід (11) розміщений в корпусі вимикача. Сердечник електромагніту (17) через проміжний вал (13) і тягу (12) механічно пов'язаний з основним валом (10) вимикача. При обертанні основний вал через ізоляційну тягу (9) приводить в рух рухливий контакт ВДК. З основним валом пов'язані так само допоміжні блок-контакти положення вимикача, які видають сигнали в блок управління вимикача і у вторинні схеми розподільного пристрою. Схеми блоку управління реалізовані на друкованих платах (плата ланцюгів керування, плата ланцюгів захисту і плата конденсаторів), встановлених у корпусі

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
						91
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

вимикача. Різночасності замикання контактів вимикача регулюється на заводі-виробника і в процесі експлуатації не вимагає додаткових регулювань.



1 – верхній контакт полюса вимикача; 2 – нерухомий контакт ВДК; 3 – вакуумна дугогасильна камера (ВДК); 4 – рухомий контакт ВДК; 5 – сильфон; 6 – нижній контакт полюса вимикача; 7 – гнучкий зв'язок; 8 – пружини стиснуті; 9 – ізоляційна тяга; 10 – основний вал вимикача; 11 – електромагніт; 12 – регулююча тяга; 13 – проміжний вал; 14 – вставка включення; 15 – магнітопровід; 16 – котушка включення; 17 – сердечник якоря; 18 – постійний магніт; 19 – котушка відключення; 20 – шток відключення; 21 – вал ручного відключення; 22 – полюс вимикача; 23 – підстава (корпус) вимикача

а) полюс вимикача; б) привід вимикача;

Рисунок 4.5 – Конструкція вимикача ВР

Полюс вимикача складається з (див. рис.4.5):

- ізоляційного корпусу;
- вакуумної дугогасної камери (3), має нерухомий (2) і рухливий (4) контакти;
- верхнього і нижнього (6) контактів полюса;
- гнучкого зв'язку (7), який електрично пов'язує рухливий контакт вакуумної камери з нижнім контактом полюса;

- ізоляційної тяги (9), що механічно пов'язує рухливий контакт ВДК з основним валом вимикача;

Тяга (9) складається з ізоляційної частини і вставки з набором тарілчастих стиснутих пружин (8). Пружини тарілчасті забезпечують додаткове підтиснення торцевих контактів ВДК у включеному положенні, а так само створюють додаткове прискорення при русі рухомого контакту ВДК та ізоляційної тяги при відключенні вимикача.

Корпус полюса вимикача виготовляється методом лиття під тиском епоксидного компаунда, заздалегідь підготовленого у вакуумі.

Привід вимикача (див. рис. 4.5) складається з: котушки включення (16), котушки відключення (19), шихтованого магнітопроводу (15), сердечника якоря (17), потужних постійних магнітів (18), вставки включення (14) і відключення (20), проміжного валу (13) і механізму ручного відключення (21).

Постійні магніти утримують вимикач в крайніх положеннях "Включено" і "Вимкнено" за рахунок енергії постійних магнітів ("магнітна застібка"), а саме за рахунок замикання магнітного ланцюга включення і відключення серцевиною (17) електромагніту. Привід вимикача має механізм блокування.

Аналіз основних переваг застосування вакуумних вимикачів на підстанціях, а також в системах електропостачання промислових підприємств та системах електричної тяги, дозволяє зробити наступні висновки.

1. Стратегічно правильним варіантом вирішення проблеми забезпечення надійності комутаційних апаратів напругою 6...35 кВ є повномасштабне комплексне технічне переозброєння, засноване на впровадженні високонадійних вакуумних вимикачів нового покоління. При цьому повинні застосовуватися такі вимикачі які мало обслуговуються, і по можливості, що не потребують проведення будь-яких планових ремонтів протягом усього терміну експлуатації.

2. Конструктивні переваги вакуумних вимикачів в порівнянні з традиційними комутаційними апаратами сприяють підвищенню ефективності

функціонування енергооб'єктів, зниженню витрат на експлуатацію розподільних мереж, електростанцій і підстанцій.

3. Експлуатаційні переваги вакуумних вимикачів забезпечують:

- надійну роботу без ремонту до відпрацювання встановленого ресурсу по механічній і комутаційній зносостійкості;
- обґрунтоване спрощення та полегшення конструкцій і схем енергооб'єктів при обов'язковому підвищенні їх елементної надійності;
- мінімум тривалості відключення споживачів;
- низький рівень комутаційних перенапруг;
- оптимізацію резервних запасів електрообладнання за умовами надійності та ризику виникнення відмови;
- електричну та екологічну безпеку функціонування енергооб'єктів;
- мінімум обслуговування і перехід до нової стратегії ремонтів по технічному стану.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		94

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 Нижньодніпровськ-Вузол – Синельниково.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		95

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сиченко В.Г. Енергетика тягових мереж: монографія / В.Г. Сиченко, В.Г. Кузнецов, Д.О. Босий, О.І. Саблін. – Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. – 210 с.
2. Дьяков В.О. Контактна мережа електрифікованих залізниць. Улаштування контактної мережі / В. О. Дьяков, Д. О. Босий, А. В. Антонов. – Дніпро, Україна: Видво ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. – 220 с.
3. Друбецька Т.І. Тягові підстанції електрифікованих залізниць / Т.І. Друбецька, А.М. Бойко. – Київ: Каравела, 2022. – 338 с.
4. Бондар І. Л. Електричні системи та мережі нетягових споживачів залізничного транспорту: Навч.посібник./ І. Л. Бондар, О. І. Бондар, В. Г. Сиченко. – Д.: Вид-во, 2009. – 180 с.
5. Кирик В.В. Електричні системи та мережі: навчальний посібник / В.В. Кирик. – К: Видавництво «Політехніка», 2014. – 131.
6. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. / В. П. Кідиба. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. – 533 с. С. В. Панченко
7. Панченко С. В. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.
8. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. / Загальний курс: навчальний посібник. – Харків: Вид. «Точка», 2012. – 340 с.
9. Журахівський А. В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух; – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. – 457 с.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		96