

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
ж підстанціями 110 кВ Ім. Т. Шевченка-Сугоклея. Системи аварійного
влення

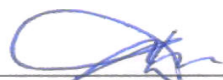
ю програмою Електротехнічні системи електроспоживання
ності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

(шифр і назва спеціальності)

студент групи ЕС20160:


(підпис студента)

/ Андрій ДОМАШЕНКО /
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)


(підпис)

/ зав.каф. Дмитро БОСІЙ /
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

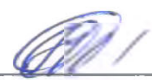
контролер:


(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 part of the power system between 110 kV substations named after T. Shevchenko-Sugokleya. Emergency power supply systems
according to educational curriculum Electrical power consumption systems
in the Speciality: 141 Electric power, electrical engineering and electromechanics.
(speciality and its code)

Done by the student of the group EC20160:

(student's signature) / Andrii DOMASHENKO /
(name, surname)

Scientific Supervisor: _____
(signature) / head of dep. Dmytro BOSYI /
(position, name, surname)

Normative controller: _____
(signature) / ass.prof. Oleksandr ZHEVZHYK /
(position, name, surname)

I certify that in this work there are no borrowings
from the works of other authors without
appropriate references.

Student: _____
(signature)

Dnipro – 2023

Міністерство освіти і науки України

Дніпровський державний університет науки і технологій

Управління енергетичними процесами

Інтелектуальні системи електропостачання

Навчальна програма: Бакалавр

Навчальна програма: Електротехнічні системи електроспоживання

Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(ШИФР ТА НАЗВА)

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри ІСЕ



(підпис)

Дмитро БОСИЙ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата: 06.02.23

ЗАВДАННЯ

Навчальну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

Домашенку Андрію Степановичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини
аварійної системи між підстанціями 110 кВ Ім. Т. Шевченка-Сугоклея.
аварійного електроживлення.

Виконав роботи: Босий Дмитро Олексійович, д.т.н., доцент

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

Від імені наказом від

06.02.2023 р.

№ 145ст

Завдання студентом роботи: 12.06.2023

Вихідні дані для роботи: вихідні дані для кваліфікаційної роботи відповідно
до вимог, дані відкритих джерел інформації

Тематична роз'яснювальна записка (перелік питань, які потрібно опрацювати):

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

Тема роботи: вибір основного обладнання тягової

Тема роботи: розрахунок струмів короткого замикання, проектування сонячної

Тема роботи: розрахунок кабельної лінії

Тема роботи: вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Тема роботи: Системи аварійного електроживлення

Тема роботи: графічний матеріал (з точним значенням обов'язкових креслень):

Тема роботи: графік руху поїздів, графік руху фідерів

Тема роботи: монтажні криві для контактної підвіски, однолінійна

Тема роботи: схема тягових підстанцій, схеми заміщення при розрахунку

Тема роботи: звіт проекту сонячної електростанції з програми

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
гове електропостачання	18.04.2023	
ектричні підстанції та станції	02.05.2023	
ектромагнітні та релейний захист	15.05.2023	
дивідуальне завдання	30.05.2023	
дання кваліфікаційної роботи до кафедри	12.06.2023	
хист кваліфікаційної роботи на засіданні аменаційної комісії	27.06.2023	

Студент _____
(підпис)

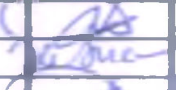
вик роботи _____
(підпис)

Андрій ДОМАШЕНКО
(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Дмитро БОСИЙ
(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

ЗМІСТ

1	7
2	8
3	9
4	10
5	16
6	19
7	20
8	23
9	25
10	32
11	32
12	34
13	46
14	47
15	51
16	60
17	60
18	68
19	77
20	77
21	79
22	81
23	83
24	88
25	89

№ докум.	Підпис	Дата					
							
							
		2023					
			Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ м. Т. Шевченка-Сутоклес. Системи аварійного електроживлення		Лім.	Арк.	Акрушів
					6	89	
			МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС20160				

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра: 89 с., 25 рис., 27 табл., 6 джерел.

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

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями 110 кВ ім. Т. Шевченка-Сугоклея.

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

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між станціями ім. Т. Шевченка-Сугоклея.

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

ВСТУП

Сукупність електротехнічних пристроїв від генераторів електростанцій до тягової мережі складає систему електропостачання електрифікованих залізниць. Системи тягового 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.

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Розрахункові дані задані в таблиці 1.1 та на рисунках 1.1 і 1.2:

Таблиця 1.1 – Вхідні дані

Варіант	Розташування тягових підстанцій	Розміри руху, пар/доба	Графік руху	Графіки струму
1	20-70	70	2	2

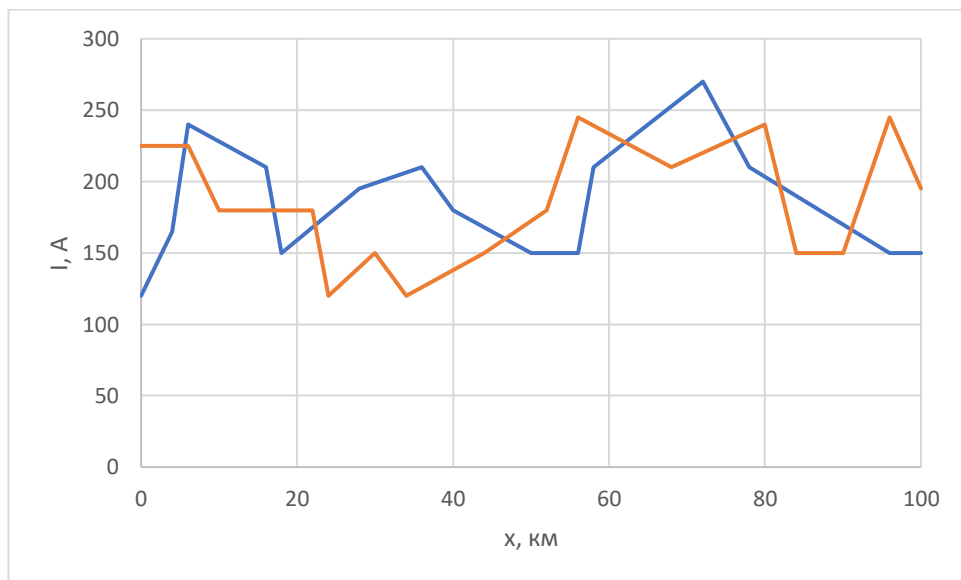


Рисунок 1.1 – Струмові навантаження потягів

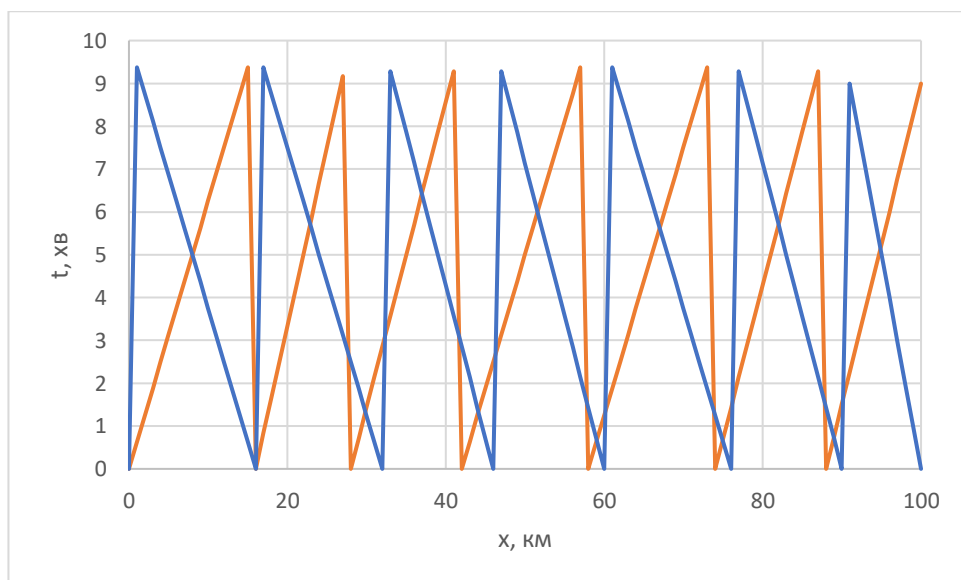


Рисунок 1.2 – Графік руху поїздів

1.1 Струморозподіл у тяговій мережі

Знаходження струмів фідерів виконується для другої тягової підстанції від одного поїзда. Для розрахунку рекомендується використовувати наведений графоаналітичний метод.

Кожна точка перегину заданої кривої струму проектується на вісь розрахункової підстанції. Отримана проекція точки з'єднується лінією з нульовою точкою суміжної підстанції. Із вихідної точки опускається перпендикуляр відносно осі абсцис до перетину з проведеною лінією. Для двосторонньої роздільної схеми живлення ордината отриманої точки відповідає струму фідера розрахункової підстанції, коли в абсцисі цієї точки знаходиться поїзд.

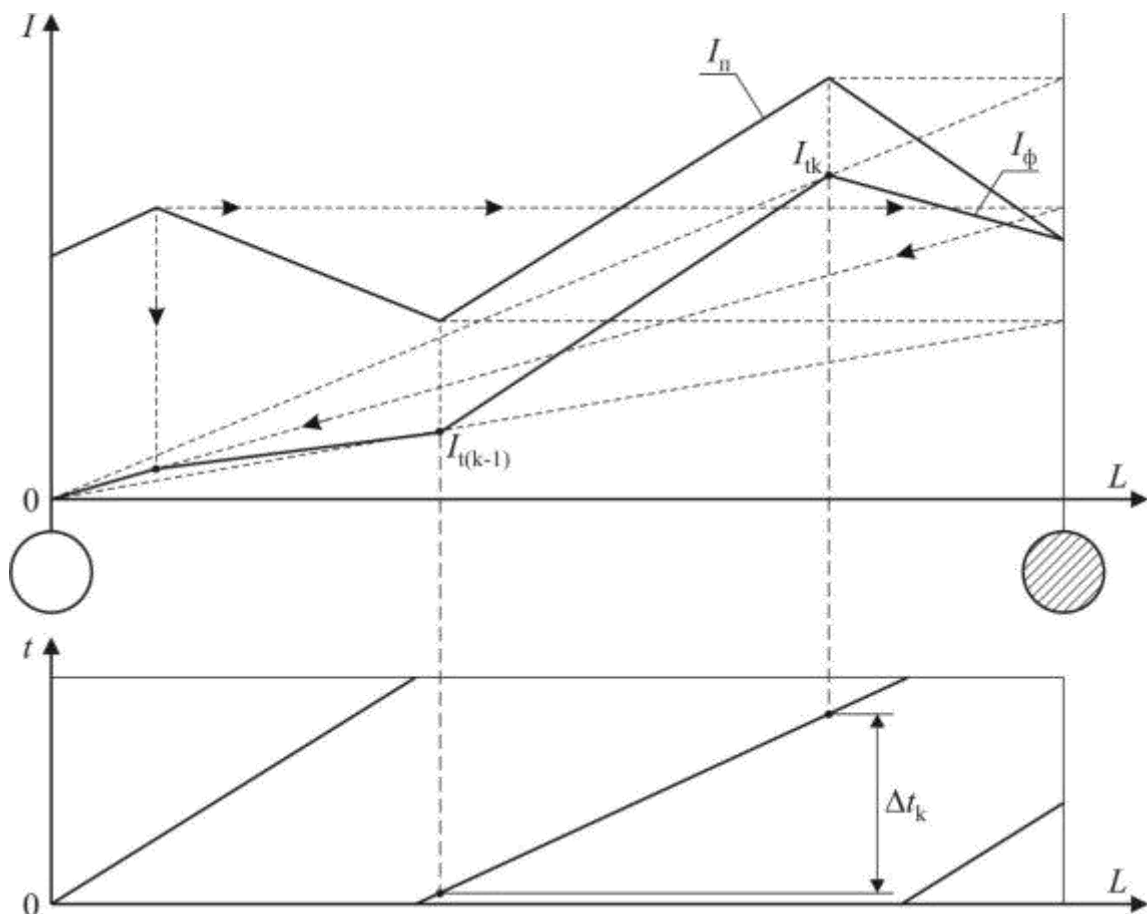


Рисунок 1.3 – Методика визначення струмів фідерів розрахункової підстанції

Числові характеристики отриманих кривих струмів фідерів розраховуються з урахуванням відрізка часу між двома послідовними точками, який визначається за графіком руху поїзда (рисунок 1.3).

1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

Середній струм фідера за час руху поїзда розрахунковою МПЗ:

$$I_1 = 170,0 \text{ А}, I_2 = 406,1 \text{ А}, I_3 = 91,4 \text{ А}, I_4 = 213,7 \text{ А}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 215,6 \text{ А}, I_{e2} = 408,7 \text{ А}, I_{e3} = 17,2 \text{ А}, I_{e4} = 197,6 \text{ А}.$$

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

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

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$n_{01} = \frac{34,4}{10} = 3,44;$$

$$n_{02} = \frac{22,1}{10} = 2,21;$$

$$n_{03} = \frac{33,8}{10} = 3,38;$$

$$n_{04} = \frac{24,4}{10} = 2,44.$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення:

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

2) для двостороннього живлення:

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

$$I_{\phi 1} = \frac{3,44 \cdot 70 \cdot 170}{144} = 284,3 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,21 \cdot 70 \cdot 406,1}{144} = 436,3 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,38 \cdot 70 \cdot 91,4}{144} = 150,2 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,44 \cdot 70 \cdot 213,7}{144} = 253,5 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,44 \cdot 70}{3 \cdot 144} \cdot 215,6^2 + \frac{3,44 \cdot \left(3,44 - \frac{4}{3}\right) \cdot 70^2}{144^2} \cdot 170^2} = 391,4 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,21 \cdot 70}{3 \cdot 144} \cdot 408,7^2 + \frac{2,21 \cdot \left(2,21 - \frac{4}{3}\right) \cdot 70^2}{144^2} \cdot 406,1^2} = 561,3 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 70}{3 \cdot 144} \cdot 117,2^2 + \frac{3,38 \cdot \left(3,38 - \frac{4}{3}\right) \cdot 70^2}{144^2} \cdot 91,4^2} = 209,2 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,44 \cdot 70}{3 \cdot 144} \cdot 197,6^2 + \frac{2,44 \cdot \left(2,44 - \frac{4}{3}\right) \cdot 70^2}{144^2} \cdot 213,7^2} = 301,6 \text{ A}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,44 \cdot 130 \cdot 170}{144} = 527,9 \text{ A};$$

					02.05.EC20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

$$I_{\phi 2} = \frac{2,21 \cdot 130 \cdot 406,1}{144} = 810,2 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,38 \cdot 130 \cdot 91,4}{144} = 278,9 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,44 \cdot 130 \cdot 213,7}{144} = 470,7 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,44 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 215,6^2 + \frac{3,44 \cdot \left(3,44 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 170^2} = 602,9 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,21 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 408,7^2 + \frac{2,21 \cdot \left(2,21 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 406,1^2} = 840,1 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 117,2^2 + \frac{3,38 \cdot \left(3,38 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 91,4^2} = 321,0 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,44 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 197,6^2 + \frac{2,44 \cdot \left(2,44 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 213,7^2} = 464,2 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,44 \cdot 144 \cdot 170}{144} = 584,8 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,21 \cdot 144 \cdot 406,1}{144} = 897,5 \text{ A};$$

					02.05.EC20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

$$I_{\phi 3} = \frac{3,38 \cdot 144 \cdot 91,4}{144} = 308,9 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,44 \cdot 144 \cdot 213,7}{144} = 521,4 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,44 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 215,6^2 + \frac{3,44 \cdot \left(3,44 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 170^2} = 650,4 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,21 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 408,7^2 + \frac{2,21 \cdot \left(2,21 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 406,1^2} = 901,6 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 117,2^2 + \frac{3,38 \cdot \left(3,38 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 91,4^2} = 346,1 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,44 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 197,6^2 + \frac{2,44 \cdot \left(2,44 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 213,7^2} = 500,7 \text{ A}.$$

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

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

де v – кількість фідерів даного плеча живлення, шт.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

$$I_{\text{пл е}}^2 = \left(\sum_1^v I_{\phi i} \right)^2 + \sum_1^v I_{\phi e i}^2 - \sum_1^v I_{\phi i}^2. \quad (1.7)$$

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{\text{лів}} = 284,3 + 436,3 = 720,6 \text{ A};$$

$$I_{\text{пр}} = 150,2 + 253,5 = 403,7 \text{ A};$$

$$I_{\text{елів}} = \sqrt{720,6^2 + (391,4^2 + 561,3^2) - (284,3^2 + 436,3^2)} = 846,4 \text{ A};$$

$$I_{\text{епр}} = \sqrt{403,7^2 + (209,2^2 + 31,6^2) - (150,2^2 + 253,5^2)} = 459,2 \text{ A}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{\text{лів}} = 527,9 + 810,2 = 1338,1 \text{ A};$$

$$I_{\text{пр}} = 278,9 + 470,7 = 749,6 \text{ A};$$

$$I_{\text{елів}} = \sqrt{1338,1^2 + (602,9^2 + 840,1^2) - (527,9^2 + 810,2^2)} = 1387,3 \text{ A};$$

$$I_{\text{епр}} = \sqrt{749,6^2 + (321^2 + 464,2^2) - (278,9^2 + 470,7^2)} = 762,3 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{\text{лів}} = 584,8 + 897,5 = 1486 \text{ A};$$

$$I_{\text{пр}} = 308,9 + 521,4 = 830,3 \text{ A};$$

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

$$I_{\text{елів}} = \sqrt{1482,3^2 + (650,4^2 + 901,6^2) - (584,8^2 + 897,5^2)} = 1511,8 \text{ A};$$

$$I_{\text{епр}} = \sqrt{830,3^2 + (346,1^2 + 500,7^2) - (308,9^2 + 521,4^2)} = 832,2 \text{ A}.$$

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 :

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

– 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;

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

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:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 720,6^2 + 403,7^2 + 2 \cdot 720,6 \cdot 403,7} = 559,9 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{720,6^2 + 403,7^2 - 720,6 \cdot 403,7} = 208,7 \text{ А};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 403,7^2 + 720,6^2 + 2 \cdot 720,6 \cdot 403,7} = 441,3 \text{ А};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 846,4^2 + 459,2^2 + 2 \cdot 720,6 \cdot 403,7} = 637,6 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{846,4^2 + 459,2^2 - 720,6 \cdot 403,7} = 265,9 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 459,2^2 + 846,4^2 + 2 \cdot 720,6 \cdot 403,7} = 487,8 \text{ А}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1338,1^2 + 749,6^2 + 2 \cdot 1338,1 \cdot 749,6} = 1039,8 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1338,1^2 + 749,6^2 - 1338,1 \cdot 749,6} = 387,2 \text{ А};$$

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 749,6^2 + 1338,1^2 + 2 \cdot 1338,1 \cdot 749,6} = 819,5 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1387,3^2 + 762,3^2 + 2 \cdot 1338,1 \cdot 749,6} = 1069,1 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1387,3^2 + 762,3^2 - 1338,1 \cdot 749,6} = 408,6 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 762,3^2 + 1387,3^2 + 2 \cdot 1338,1 \cdot 749,6} = 833,7 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1482,3^2 + 830,3^2 + 2 \cdot 1482,3 \cdot 830,3} = 1151,8 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1482,3^2 + 830,3^2 - 1482,3 \cdot 830,3} = 428,9 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 830,3^2 + 1482,3^2 + 2 \cdot 1482,3 \cdot 830,3} = 907,8 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1511,8^2 + 832,2^2 + 2 \cdot 1482,3 \cdot 830,3} = 1168,9 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1511,8^2 + 832,2^2 - 1482,3 \cdot 830,3} = 440,6 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 832,2^2 + 1511,8^2 + 2 \cdot 1482,3 \cdot 830,3} = 913,9 \text{ A}.$$

Результати розрахунку струмозподілу заносимо в таблицю 1.2.

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Таблиця 1.2 – Результати розрахунку струмозподілу

Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
Фідер 1	284,3	391,4	527,9	602,9	584,8	650,4
Фідер 2	436,3	561,3	810,2	840,1	897,5	901,6
Фідер 3	150,2	209,2	278,9	321	308,9	346,1
Фідер 4	253,5	301,6	470,7	464,2	521,4	500,7
Ліве плече	720,6	846,4	1338,1	1387,3	1482,3	1511,8
Праве плече	403,7	459,2	749,6	762,3	830,3	832,2
Фаза «а»	559,9	637,6	1039,8	1069,1	1151,8	1168,9
Фаза «b»	208,5	265,9	387,2	408,6	428,9	1440,6
Фаза «С»	441,3	487,8	819,5	833,7	907,8	913,9

1.1.3 Переріз контактної мережі

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

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

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

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

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

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:

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

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

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

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

T – розрахунковий період, год;

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

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$I_{\text{неп}} = \frac{1}{2 \cdot 34,2} [(180 + 180) \cdot 1,7 + (180 + 120) \cdot 1,7 + (120 + 150) \cdot 4,7 + (150 + 120) \cdot 2,9 + (120 + 150) \cdot 7 + (150 + 180) \cdot 5 + (180 + 245) \cdot 2,5 + (245 + 210) \cdot 7,5 + (210 + 210) \cdot 1,2];$$

$$I_{\text{неп}} = 170,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{пар}} = \frac{1}{2 \cdot 33,7} [(150 + 195) \cdot 5 + (195 + 210) \cdot 5,4 + (210 + 180) \cdot 2,8 + (180 + 150) \cdot 7,2 + (150 + 150) \cdot 4,2 + (150 + 210) \cdot 1,5 + (210 + 210) \cdot 7,6];$$

$$I_{\text{пар}} = 183,1 \text{ А.}$$

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

$$W_{\text{неп}} = 170,7 \cdot 27,5 \cdot 0,57 = 2675,7 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$W_{\text{пар}} = 183,1 \cdot 27,5 \cdot 0,563 = 2834,8 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_T = 2675,72 \cdot 70 + 2834,8 \cdot 70 = 385736 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Тоді для вузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 385736^2}{24 \cdot 27,5^2} \left\{ 2,95 \cdot \left[\frac{24}{70 \cdot 0,563 + 70 \cdot 0,57} + 0,46 \cdot \left(0,25 - \frac{0,167}{0,563 + 0,57} \right) \right] + \frac{4}{3} \cdot \frac{0,167}{0,563 + 0,57} \cdot \left(1,1 \cdot \frac{144 \cdot 0,563 + 144 \cdot 0,57}{70 \cdot 0,563 + 70 \cdot 0,57} - 1 \right) + 1 \right\};$$

$$B_0 = 426348 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

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

$$F_{\text{ме}} = 0,46\sqrt{426348} = 300,4 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{\text{ме}} = \frac{300,4}{2} = 150,2 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

Для трьохвузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 385736^2}{24 \cdot 27,5^2} \cdot \left[\frac{24}{70 \cdot 0,563 + 70 \cdot 0,57} + 0,46 \left(1 - \frac{0,167}{0,563 + 0,57} \right) \right];$$

$$B_0 = 381736 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

$$F_{\text{ме}} = 0,46\sqrt{381736} = 284,2 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{\text{ме}} = \frac{284,2}{2} = 142,1 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

Згідно з отриманим перерізом, обирається тип контактної підвіски М95+МФ-100. Дані обраної підвіски заносяться до таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Параметри контактної мережі

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

1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

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:

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

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

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

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

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

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

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

$$\alpha = 1;$$

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

$$k_{\phi} = \frac{0,36 \cdot 1^2}{3,44} + 1 = 1,104;$$

$$I_{\text{роз}} = 527,9 \cdot 2,2 \cdot 1,104 = 1282,2 > 1060 \text{ А.}$$

Умова перерізу контактної підвіски за нагрівом не виконується, тому приймаємо тип контактної підвіски М95+МФ-100+А185, для якої тривалий допустимий струм при 15 % зношенні контактного проводу - 1440 А.

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

Довжина еквівалентного прогону

$$l_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n l_i^3}{l_a}}, \quad (1.21)$$

де l – довжина i -го прогону, м;

l – довжина анкерної ділянки, м.

Підставляючи значення у формулу (1.21) отримаємо:

$$l_e = \sqrt{\frac{5 \cdot 45^3 + 8 \cdot 70^3 + 11 \cdot 55^3 + 2 \cdot 50^3}{5 \cdot 45 + 8 \cdot 70 + 11 \cdot 55 + 2 \cdot 50}} = 59,5 \text{ м.}$$

Розрахунковий режим визначається за формулою:

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

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

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

$$l_{\text{кр}} = 1600 \cdot \sqrt{\frac{408 \cdot 10^{-6} \cdot [-5 - (-35)]}{2,855^2 - 1,807^2}} = 80,1 \text{ м.}$$

Так як $l_{\text{кр}} > l_e$ отже розрахунковим буде режим мінімальної температури.

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

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

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

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

$$A = -35 - \frac{1,807^2 \cdot 59,5^2}{408 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{1600}{20,37} = 32,48 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$B = \frac{1,807^2 \cdot 59,5^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,833 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}.$$

Змінюючи натяг несучого тросу від максимального до 400 даН з кроком 200 даН заповнюємо таблицю 1.4.

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.4 – Результати розрахунків

$T_x, \text{даН}$	1600	1400	1200	1000	800	600	400
$t_x, ^\circ\text{C}$	-35	-21,8	-6,8	11,7	37,5	81,7	189,9

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину

$$t_0 = t_{\text{сеп}} - \Delta t, \quad (1.26)$$

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

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

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

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

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

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу:

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

Значення T_0 підбираємо ітераційним методом: $T_0 = 1273$ даН.

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

$$t_r = A + \frac{B_r}{T_r^2} - \frac{T_r}{\alpha ES}; \quad (1.29)$$

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_{\Gamma} = \frac{q_{\text{нГ}}^2 l_e^2}{24\alpha}. \quad (1.30)$$

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

$$B_{\Gamma} = \frac{2,855^2 \cdot 59,5^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 7,073 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{С};$$

$$T_{\Gamma} = 1450 \text{ даН.}$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

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

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

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

$$B_v = \frac{2,162^2 \cdot 59,5^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 4,056 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{С};$$

$$T_v = 1167 \text{ даН.}$$

Стріла прогину контактного проводу:

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

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

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

Підставляючи значення у формулу (1.33) отримаємо:

$$f_{xi} = \frac{1,807 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1600 + 1 \cdot 1000)} \cdot \left(1 - \frac{1600}{1273}\right) = -0,056 \text{ м.}$$

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

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

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

H – натяг ресорного троса, даН.

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

$$F_{xn} = \frac{1}{1600} \left[\frac{1,807 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,056) \cdot 1 \cdot 1000 \right] = 0,792 \text{ м.}$$

Натяг ненавантаженого несучого троса:

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

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

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

$$B_p = \frac{0,834^2 \cdot 59,5^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 6,035 \cdot 10^6 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{С}.$$

$$\text{При } t_{px} = 35 ^\circ\text{С} \quad T_{px} = 1435 \text{ даН}.$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса:

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

Підставляючи значення у формулу (1.37) отримаємо:

$$F_{pxn} = \frac{0,834 \cdot 70^2}{8 \cdot 1435} = 0,356 \text{ м}.$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Монтажна таблиця

$t_x, ^\circ\text{С}$	-35	-30	-20	-10	0	10	20	30
$T_x, \text{даН}$	1600	1520	1382	1248	1125	1017	925	850
$f_x, \text{м}$	-0,056	-0,043	-0,02	0,005	0,031	0,056	0,08	0,101
$F_{xn}, \text{м}$	0,792	0,826	0,892	0,967	1,05	1,136	1,223	1,306
$T_{px}, \text{даН}$	1435	1342	1164	992	840	705	598	515
$F_{px}, \text{м}$	0,356	0,381	0,439	0,515	0,608	0,725	0,854	0,992

По результатам таблиці 1.5 будуюмо монтажні криві рисунок 1.4.

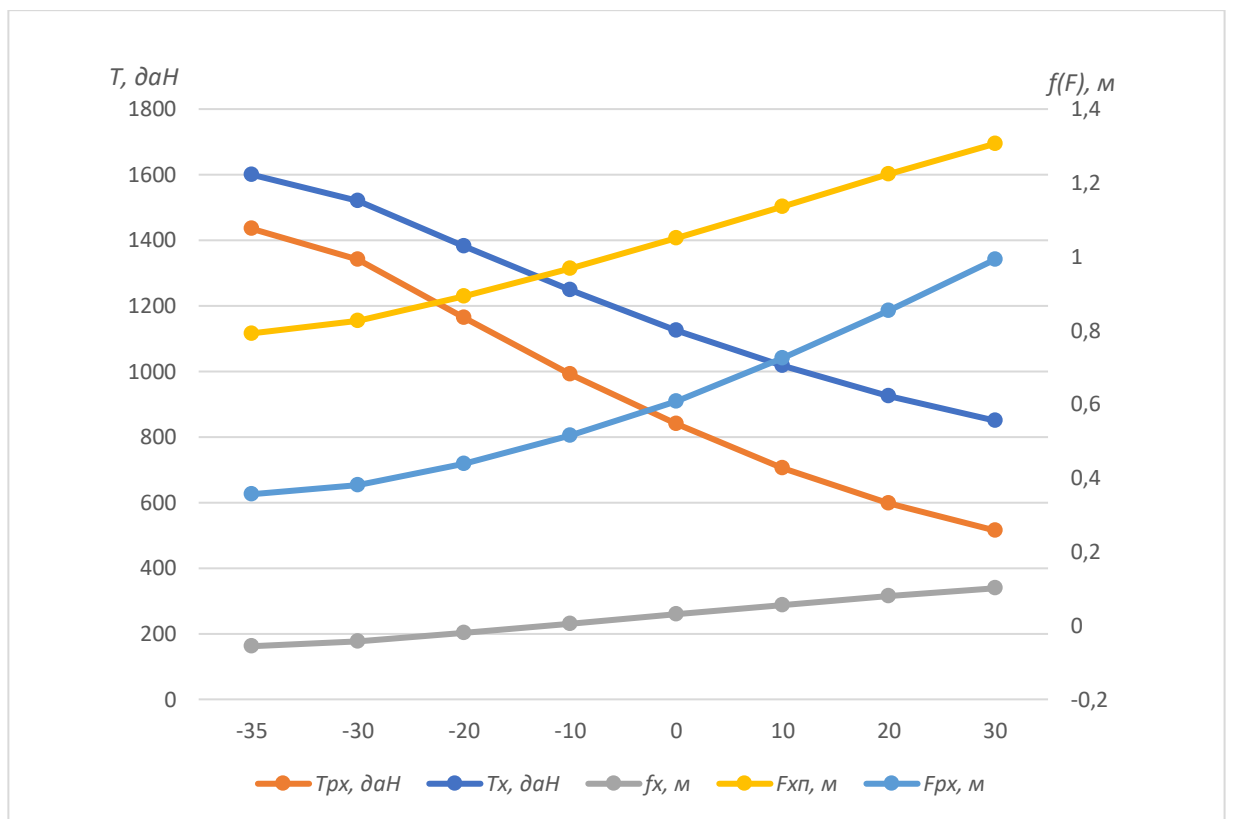


Рисунок 1.4 – Монтажні криві

2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

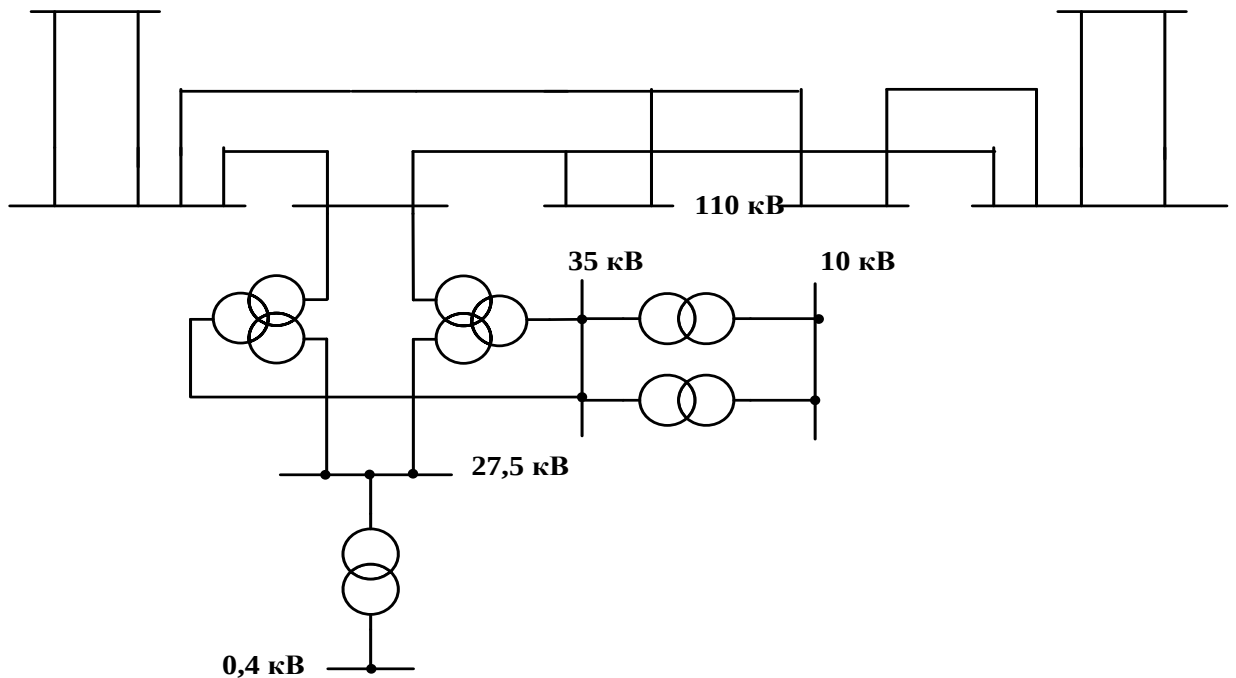


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

Максимальна потужність на шинах 27,5 кВ:

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

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

$S_{ТСН}$ – потужність трансформаторів власних потреб, кВА;

$S_{ДПР}$ – потужність не тягових споживачів, які живляться від шин 27,5 кВ (кВА).

Потужність тягового навантаження:

$$S_T = U_{ш}(2I'_д + 0,651''_д)k_{нр}k_{ку} , \quad (2.2)$$

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

I_{ϕ}' – ефективний струм найбільш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

I_{ϕ}'' – ефективний струм найменш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

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

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

Або, перетворивши формулу (2.2), отримаємо:

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

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

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

$$S_{ДПР} = S_{ДПР 1} \cdot L = 25 \cdot 10 = 250 \text{ кВА}.$$

Відповідно до (2.1) отримаємо:

$$S_{max 27,5} = 18530 + 400 + 250 = 19180 \text{ кВА}.$$

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

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

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Тоді маємо:

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

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

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

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

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:

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

2.2 Розрахунок струмів к.з.

Схема заміщення представлена на рис.2.2

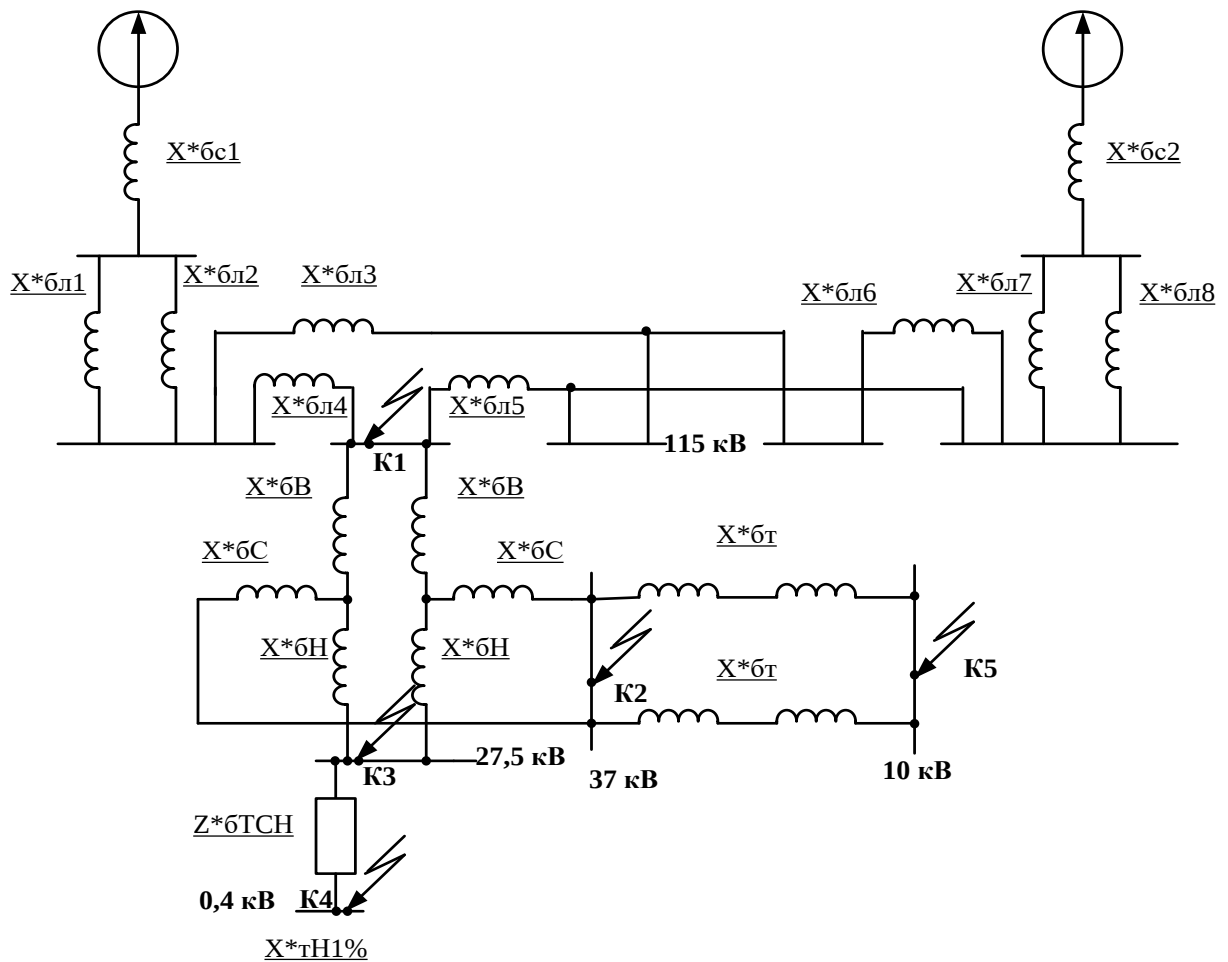


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

Приймаємо базисну потужність $S_6 = 100$ МВА.

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

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

Базисний струм знаходимо за формулою :

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}. \quad (2.3)$$

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_K = \frac{I_{\text{б}}}{x_{* \text{б}}} \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{* \text{бсист}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_K} \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки К1 представлена на рис. 2.3.

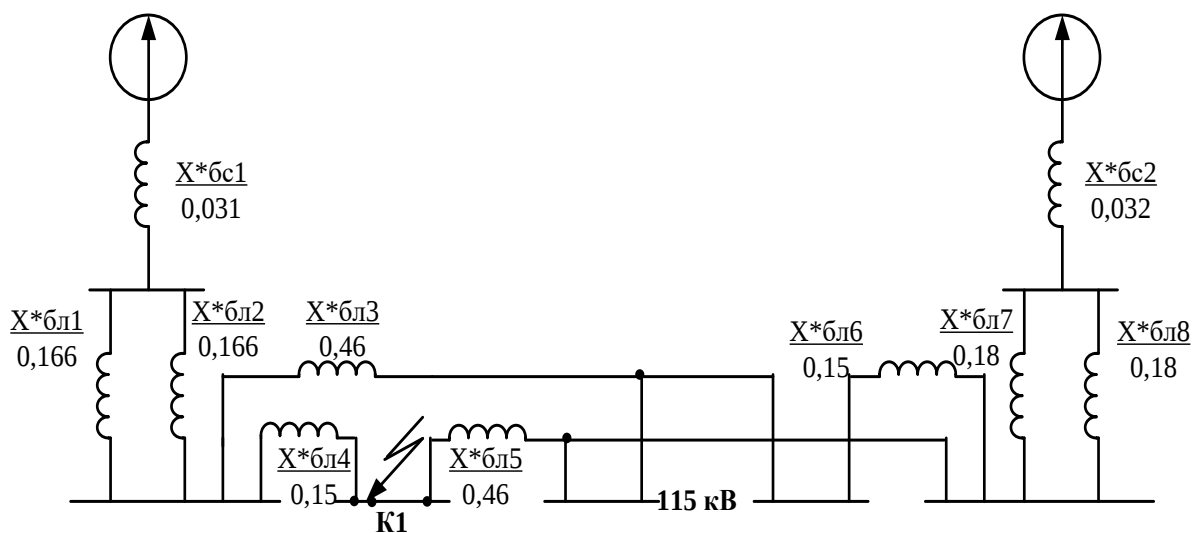


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки К1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$x_{* \text{бсист } 1} = \frac{100}{2500} = 0,04.$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{* \text{бсист } 2} = \frac{100}{2800} = 0,036.$$

Базисний струм:

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ш.110}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Опори ліній:

$$X_{*6л1} = X_{*6л2} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,166;$$

$$X_{*6л3} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46;$$

$$X_{*6л4} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15;$$

$$X_{*6л5} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46;$$

$$X_{*6л6} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15;$$

$$X_{*6л7} = X_{*6л8} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18.$$

Будемо поступово згортати схему до точки К1 (рис. 2.4).

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

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

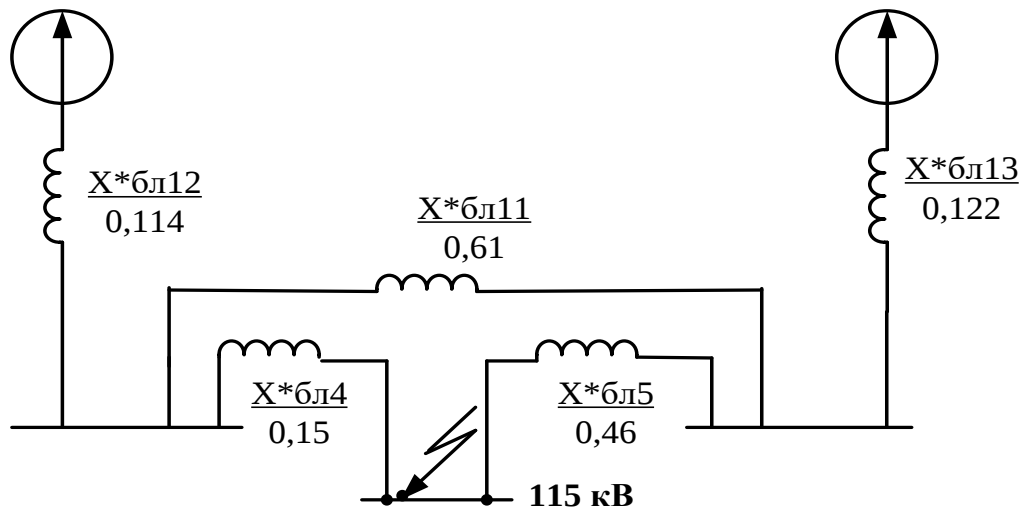


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки К1

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

$$X_{*бл12} = X_{*бс1} + X_{*бл9} = 0,04 + 0,083 = 0,123;$$

$$X_{*бл13} = X_{*бс2} + X_{*бл10} = 0,036 + 0,09 = 0,126.$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис. 2.5.

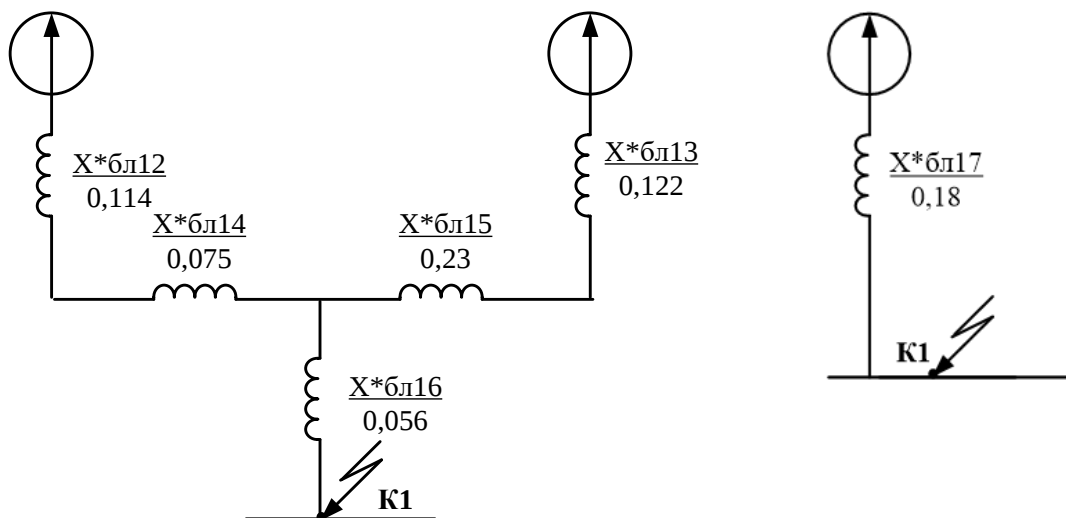


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки К1

$$X_{*_{бл14}} = \frac{X_{*_{бл4}} \cdot X_{*_{бл11}}}{X_{*_{бл4}} + X_{*_{бл5}} + X_{*_{бл11}}} = \frac{0,15 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,075;$$

$$X_{*_{бл15}} = \frac{X_{*_{бл5}} \cdot X_{*_{бл11}}}{X_{*_{бл4}} + X_{*_{бл5}} + X_{*_{бл11}}} = \frac{0,46 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,23;$$

$$X_{*_{бл16}} = \frac{X_{*_{бл4}} \cdot X_{*_{бл5}}}{X_{*_{бл4}} + X_{*_{бл5}} + X_{*_{бл11}}} = \frac{0,15 \cdot 0,46}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,056;$$

$$X_{*_{бл17}} = X_{*_{бл16}} + \frac{(X_{*_{бл12}} + X_{*_{бл14}}) \cdot (X_{*_{бл13}} + X_{*_{бл15}})}{X_{*_{бл12}} + X_{*_{бл14}} + X_{*_{бл13}} + X_{*_{бл15}}} =$$

$$= 0,056 + \frac{(0,123 + 0,075) \cdot (0,126 + 0,23)}{0,123 + 0,075 + 0,126 + 0,23} = 0,183.$$

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

$$I_{K1} = \frac{I_{б1}}{X_{*_{бК1}}} = \frac{0,502}{0,183} = 2,74 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{K1} = 2,55 \cdot 2,74 = 6,99 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{Куст1}} = 1,52 \cdot I_{K1} = 1,52 \cdot 2,74 = 4,16 \text{ кА.}$$

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

$$S_{\text{номтр.}} = 25 \text{ МВА,} \quad u_{\text{квс}} = 10,5 \%, \quad u_{\text{квн}} = 6,5 \%.$$

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

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

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

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

Визначимо опір обмоток трансформатора:

$$X_{*6B} = \frac{u_{KB}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{номтр.}}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43;$$

$$X_{*6H} = \frac{u_{KH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{номтр.}}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27;$$

$$X_{*6C} = \frac{u_{KC}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{номтр.}}} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,01.$$

Схема заміщення до точки К2 представлена на рис. 2.6.

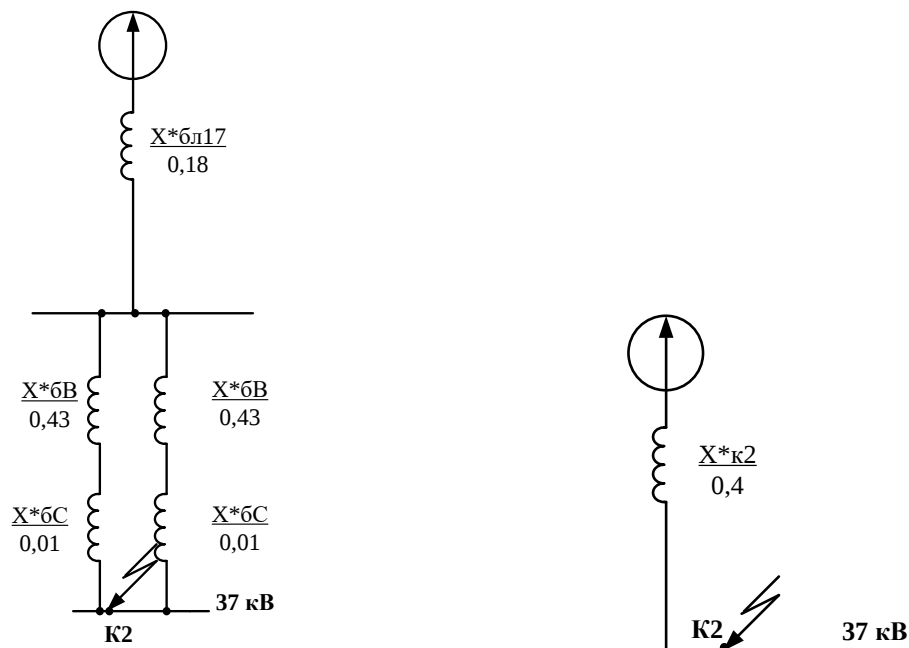


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки К2

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Визначимо базисний струм для точки К2:

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

$$X_{*\delta K2} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta C}}{2} = 0,183 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,403.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К2:

$$I_{K2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{*\delta K2}} = \frac{1,56}{0,403} = 3,87 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці К2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{K2} = 2,55 \cdot 3,87 = 9,87 \text{ кА};$$

$$I_{\text{куст}2} = 1,52 \cdot I_{K2} = 1,52 \cdot 3,87 = 5,88 \text{ кА}.$$

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

Схема заміщення до точки К3 представлена на рис. 2.7.

Загальний опір визначається:

$$X_{*\delta K3} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta H}}{2} = 0,183 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,533 .$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

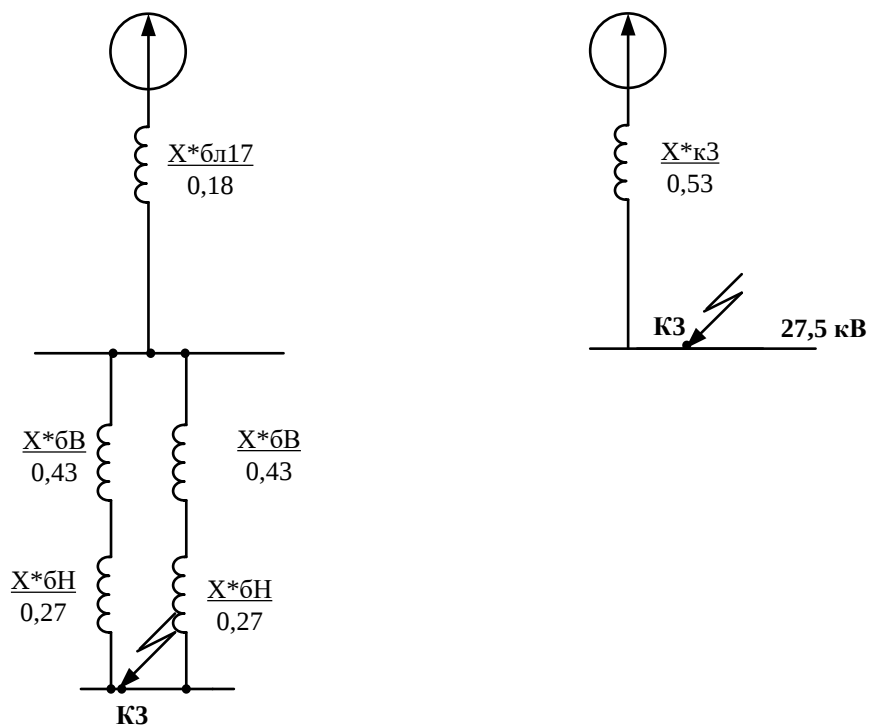


Рисунок 2.7 - Схема заміщення до точки КЗ

Знайдемо струм короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{кз} = \frac{I_{63}}{X_{*кз}} = \frac{2}{0,533} = 3,75 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці КЗ:

$$i_{уз} = 2,55 \cdot I_{кз} = 2,55 \cdot 3,75 = 9,56 \text{ кА;}$$

$$I_{кустз} = 1,52 \cdot I_{кз} = 1,52 \cdot 3,75 = 5,70 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К4, на ТВП сторона 0,4 кВ.

Схема заміщення до точки К4 представлена на рис. 2.8.

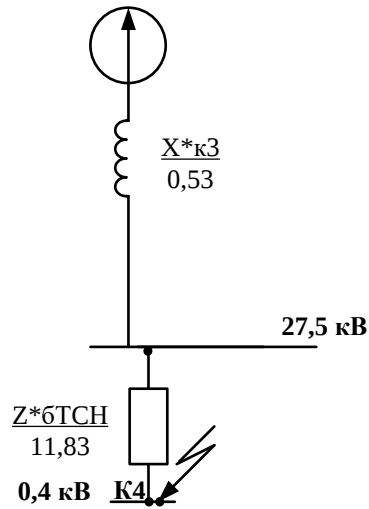


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки К4

Для трансформатора власних потреб маємо такі параметри:

ТМ – 400/10: $u_k = 4,5 \%$ $\Delta P_{кЗ} = 5,5 \text{ кВт.}$

У ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{*бТ} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМТ}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,25} = 11,25;$$

$$R_{*бТ} = \frac{\Delta P_{кЗ}}{S_{НОМТ}} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМТ}} = \frac{5,5}{250} \cdot \frac{100}{0,25} = 3,44;$$

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

$$Z_{*бТ\Sigma} = \sqrt{(X_{*бКЗ} + X_{*бТ})^2 + R_{*бТ}^2} = \sqrt{(0,533 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 11,75.$$

Визначимо базисний струм для точки К4:

$$I_{б4} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,34 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К4:

$$I_{K4} = \frac{I_{\delta 4}}{Z_{* \delta T \Sigma}} = \frac{144,34}{11,75} = 12,32 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К4:

$$i_{y4} = 1,84 \cdot I_{K4} = 1,84 \cdot 12,32 = 22,67 \text{ кА;}$$

$$I_{Kуст4} = 1,52 \cdot I_{K4} = 1,52 \cdot 12,32 = 18,73 \text{ кА.}$$

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

Схема заміщення представлена на рис 2.9.

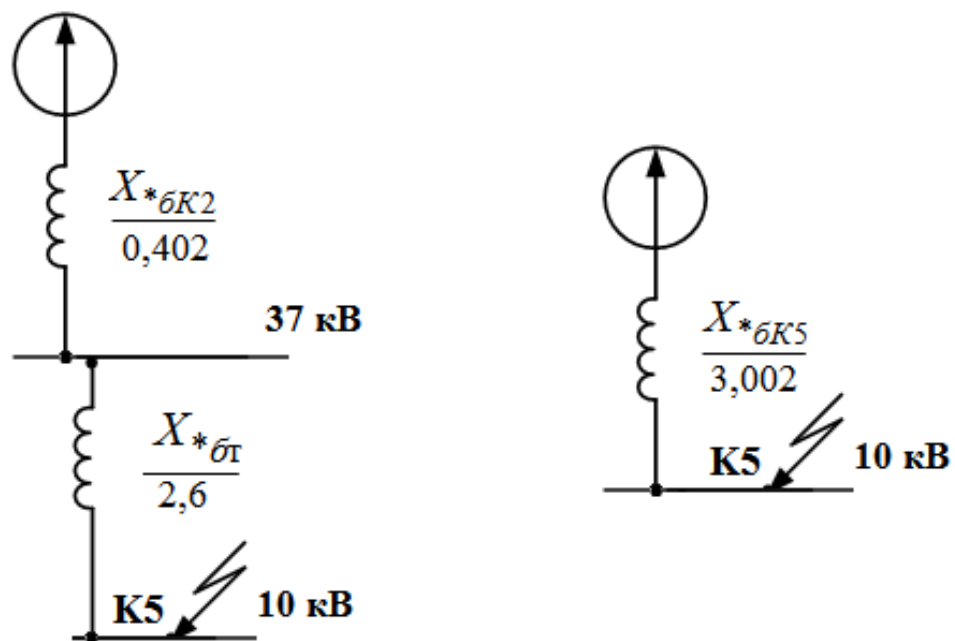


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки К5

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:

$$X_{*_{6K5}} = X_{*_{6K2}} + X_{*_{6T}} = 0,403 + 2,6 = 3,003.$$

Визначимо базисний струм для точки К5:

$$I_{65} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К5:

$$I_{K5} = \frac{I_{65}}{X_{*_{6K5}}} = \frac{5,5}{3,003} = 1,832 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К5:

$$i_{y5} = 2,55 \cdot I_{K5} = 2,55 \cdot 1,832 = 4,67 \text{ кА;}$$

$$I_{Kуст5} = 1,52 \cdot I_{K5} = 1,52 \cdot 1,832 = 2,78 \text{ кА.}$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_K = I_K^2 (t_{откл} + T_a). \quad (2.6)$$

$$K1: B_K = 2,74^2 (2 + 0,05) = 15,39 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K2: B_K = 3,87^2 (1,5 + 0,05) = 23,21 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K3: B_K = 3,75^2 (0,5 + 0,05) = 7,73 \text{ кА}^2\text{с;}$$

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

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

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

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

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку точок к.з.

Точки короткого замикання	Струми короткого замикання при $S_0 = 100 \text{ МВА}$				
	$I_0, \text{кА}$	$I_k, \text{кА}$	$I_{куст}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2\text{с}$
K1	0,502	2,74	4,16	6,99	15,39
K2	1,56	3,87	5,88	9,87	23,21
K3	2	3,75	5,70	9,56	7,73
K4	144,34	12,32	18,73	22,67	83,48
K5	5,5	1,832	2,78	4,67	5,2

2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Розрахунок максимальних робочих струмів зведемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Максимальні робочі струми приєднань

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

Завершення таблиці 2.3

1	2	3	4
7	Сторона НН РТ 35/10	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{пер} \cdot k_{рн} \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 0,7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10}$	141,6
8	Сторона ВН ТВП	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10}$	32,33
9	Сторона НН ТВП	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4}$	808,3
10	Збірні шини 35 кВ	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	412
11	Збірні шини 10 кВ	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 5000}{\sqrt{3} \cdot 10}$	202,3
12	Лінії ДПР	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ном.ДПР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 250}{2\sqrt{3} \cdot 27,5}$	7,3
13	Фідер К.М. праве плече	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{пер} \cdot P_{ПР}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 8500}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	121,17
14	Фідер К.М ліве плече	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{пер} \cdot P_{ЛВ}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 7900}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	117,7

2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

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

$$I_{відкл.мах} \geq I_{к},$$

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

$I_{к}$ - струм к.з., кА.

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

$$1) U_{ном} \geq U_p;$$

$$2) I_n \geq I_p;$$

$$3) I_{ном откл} \geq I_k;$$

$$4) i_d \geq i_{yd};$$

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

$$B_k = I_k^2 (t_{откл} + T_a).$$

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ:

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

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

Подальші розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибрані вимикачі

№	Найменування приєднань	Тип вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних				
			$\frac{U_{ном}}{U_{раб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{раб.мах}}$	$\frac{I_d}{I_y}$	$\frac{I_{ном.відк}}{I_k}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вводи в РУ-110 кВ	ВГТ-110 П*-40/2500 У1	110	2500	102	40	3550
			110	367,8	6,99	2,74	15,39
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35- 20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578,05	9,87	3,87	23,21
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5- 20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	735,7	9,56	3,75	7,73
4	Споживачі 35 кВ	ВР-35-35- 20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	18	9,87	3,87	23,21
5	Споживачі 10 кВ	ВР1-10- 20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	37,4	4,67	1,832	5,2
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35- 20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	57,8	9,87	3,87	23,21

Завершення таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5- 20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	121,7	9,56	3,75	7,73
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР1-10- 20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	141,6	4,67	1,832	5,2
9	Сторона ВН ТВП	ВР1-10- 20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	32,4	4,67	1,832	5,2

Вибір роз'єднувачів.

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

$$1) U_{\text{ном}} \geq U_p;$$

$$2) I_n \geq I_p;$$

$$3) i_d \geq i_{yd};$$

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

$$B_K = I_K^2 (t_{\text{откл}} + T_a).$$

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

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

де I_T – струм термічної стійкості за паспортом.

Подальші розрахунки зведемо до таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибрані роз'єднувачі

№	Найменування приєднань	Тип роз'єднувача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних			
			$\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{раб}}}$	$\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб.мах}}}$	$\frac{I_d}{I_y}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$
1	2	3	4	5	6	7
1	Вводи РУ-110 кВ	РДЗ.2-110Б-1000У1	110	1000	80	2201
			110	367,8	6,99	15,39
2	Сторона НН ГПТ	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27,5	735,7	9,56	7,73

Завершення таблиці 2.5

1	2	3	4	5	6	7
3	Споживачі 35 кВ	РДЗ.1- 35/1000У1	35	1000	50	1200
			35	18	9,87	23,21
4	Споживачі 10 кВ	РДЗ- 10/1000У1	10	1000	80	1200
			10	37,4	4,67	5,2
5	Сторона НН РТ-35/10	РДЗ.2- 35/1000У1	35	1000	50	1200
			10	141,6	9,56	7,73
6	Фідер к.м. 27,5 кВ	РДЗ.1- 35/1000У1	35	1000	80	1200
			27,5	121,7	9,56	7,73
7	Сторона ВН РТ-35/10	РДЗ.1- 35/1000У1	35	1000	50	1200
			35	57,8	9,87	23,21

2.5. Проектування сонячної електростанції

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



Version 7.3.4

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Проект Домашенко Андрій

Variant: New simulation variant

Sheds system

System power: 2309 kWp

Pidhirne - Ukraine

Andrii Domashenko
Signature

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.05.EC20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
24/05/23 20:08
with v7.3.4

Project: Проект Домашенко Андрій

Variant: New simulation variant

Project summary			
Geographical Site Pidhirne Ukraine	Situation		
	Latitude	48.49 °N	
	Longitude	34.34 °E	
	Altitude	147 m	
	Time zone	UTC+2	
		Project settings	
		Albedo	0.20
Meteo data Pidhirne Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic			

System summary			
Grid-Connected System		Sheds system	
PV Field Orientation		Near Shadings	
Fixed plane		Linear shadings	
Tilt/Azimuth 30 / 0 °		User's needs	
		Unlimited load (grid)	
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules	3608 units	Nb. of units	40 units
Pnom total	2309 kWp	Pnom total	2000 kWac
		Grid power limit	1900 kWac
		Grid lim. Pnom ratio	1.215

Results summary			
Produced Energy	3070600 kWh/year	Specific production	1330 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	89.23 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
P50 - P90 evaluation	8
Single-line diagram	9

24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 2/9

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.05.EC20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
24/05/23 20:08
with v7.3.4

Project: Проект Домашенко Андрій

Variant: New simulation variant

General parameters				
Grid-Connected System		Sheds system		
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used
Orientation		Nb. of sheds	164 units	Transposition Perez
Fixed plane		Sizes		Diffuse Perez, Meteonom
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Sheds spacing	30.0 m	Circumsolar separate
		Collector width	4.79 m	
		Ground Cov. Ratio (GCR)	16.0 %	
		Shading limit angle		
		Limit profile angle	5.3 °	
Horizon		Near Shadings		User's needs
Free Horizon		Linear shadings		Unlimited load (grid)
Grid power limitation				
Active power	1900 kWac			
Pnom ratio	1.215			

PV Array Characteristics				
PV module		Inverter		
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic	
Model	TSM-DEG21C-20-640Wp Vertex	Model	SUN2000-50KTL-M3-400V	
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)		
Unit Nom. Power	640 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac	
Number of PV modules	3608 units	Number of inverters	40 units	
Nominal (STC)	2309 kWp	Total power	2000 kWac	
Modules	164 Strings x 22 In series	Operating voltage	200-1000 V	
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>35°C)	55.0 kWac	
Pmpp	2116 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.15	
U mpp	746 V	Power sharing within this inverter		
I mpp	2835 A			
Total PV power		Total inverter power		
Nominal (STC)	2309 kWp	Total power	2000 kWac	
Total	3608 modules	Max. power	2200 kWac	
Module area	11208 m²	Number of inverters	40 units	
		Pnom ratio	1.15	

Array losses								
Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	4.3 mΩ	Loss Fraction				
Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC	-0.4 %				
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 3/9

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.05.EC20160.КРБ.2023-ПЗ				Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					53



PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
24/05/23 20:08
with v7.3.4

Project: Проект Домашенко Андрій

Variant: New simulation variant

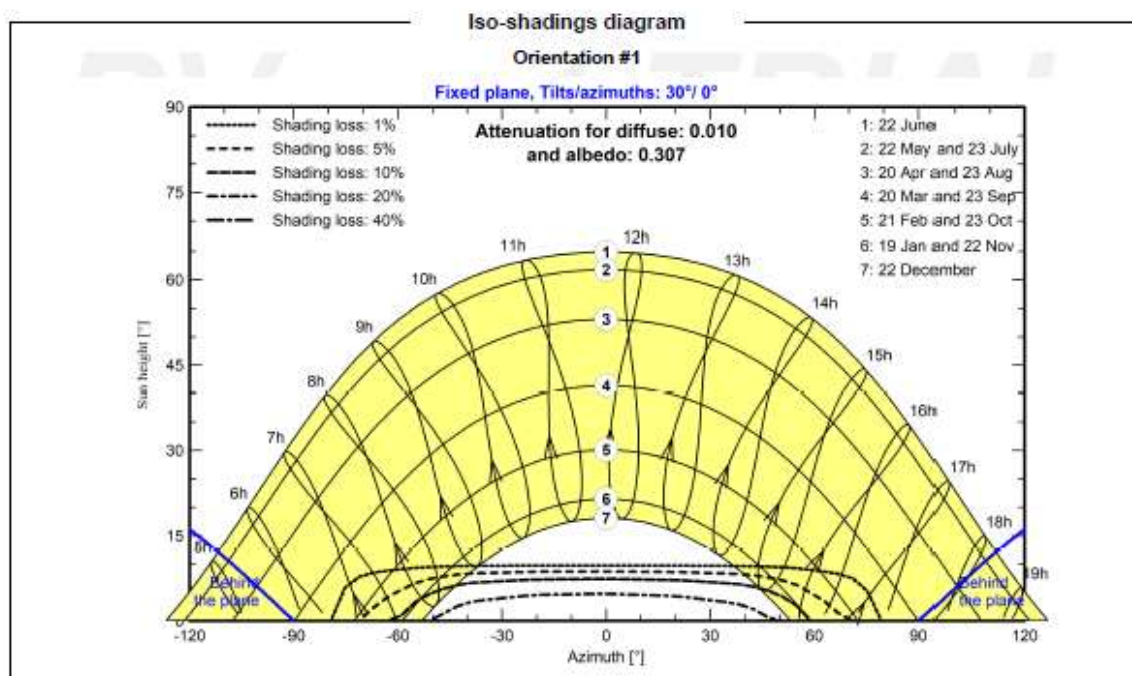
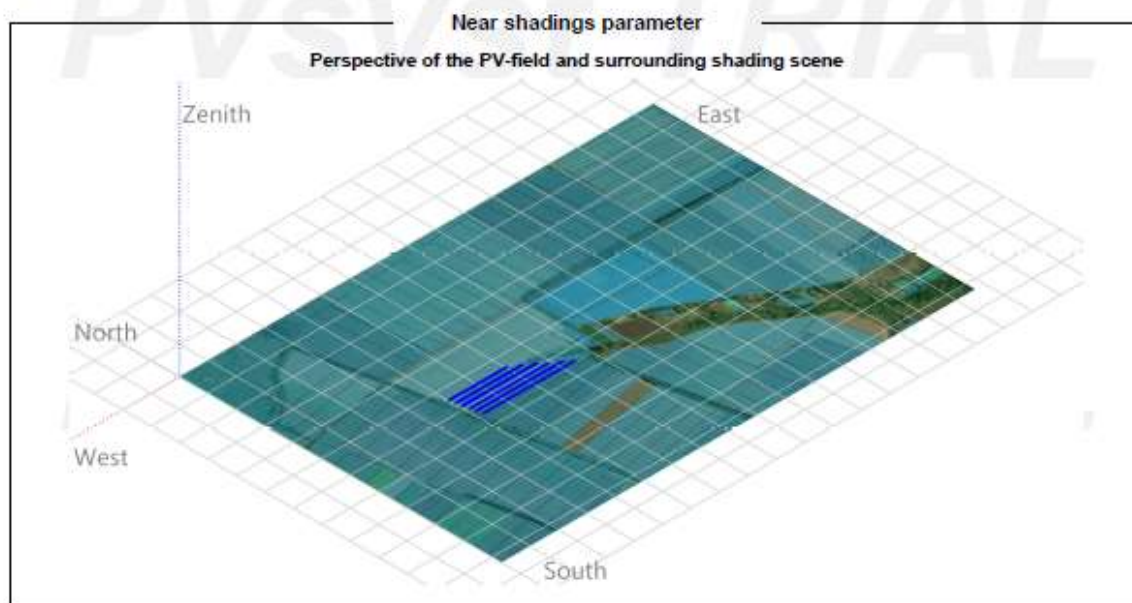


Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.05.EC20160.КРБ.2023-ПЗ

Арк.

54



Project: Проект Домашенко Андрій

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
24/05/23 20:08
with v7.3.4

Main results

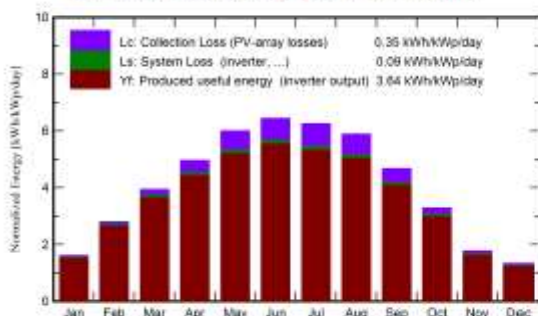
System Production
Produced Energy

3070600 kWh/year

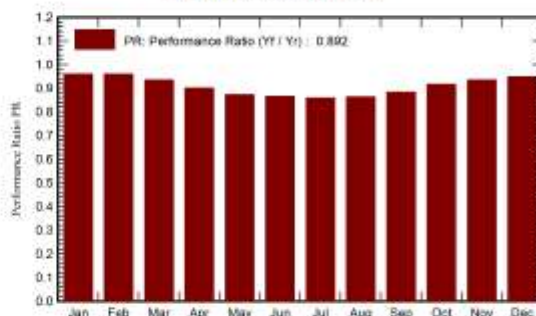
Specific production
Perf. Ratio PR

1330 kWh/kWp/year
89.23 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	29.7	18.09	-3.48	50.0	48.7	113803	110727	0.959
February	50.7	24.25	-2.63	78.4	76.5	178350	173641	0.960
March	93.4	47.82	2.74	122.0	118.8	270438	263498	0.935
April	132.1	68.26	10.35	148.7	144.0	317300	309275	0.901
May	179.3	82.51	16.92	185.9	180.2	384212	374567	0.873
June	194.3	83.10	20.17	193.2	187.2	395841	386055	0.885
July	191.1	80.71	22.76	193.7	187.8	393485	383856	0.858
August	165.1	73.04	22.35	182.2	177.0	372171	363161	0.863
September	112.9	51.71	16.03	140.0	136.0	292586	285281	0.883
October	71.3	37.23	9.19	101.8	99.1	221053	215456	0.917
November	33.8	21.45	3.48	53.2	51.7	117872	114721	0.935
December	24.4	15.71	-1.00	41.3	40.2	92958	90363	0.948
Year	1278.0	603.88	9.81	1490.2	1447.1	3150068	3070600	0.892

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

24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 5/9

Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.05.EC20160.КРБ.2023-ПЗ

Арк.

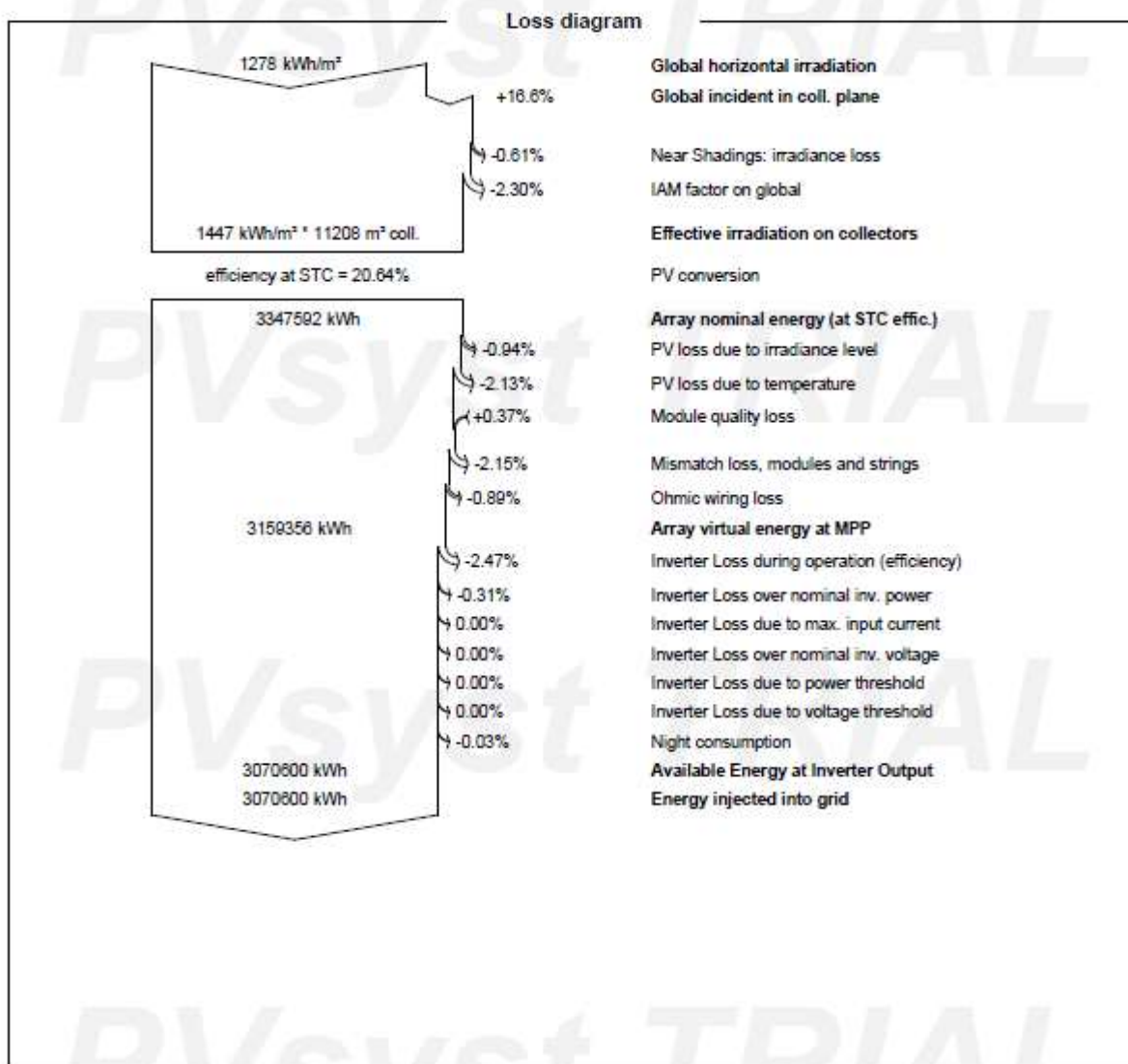
55



PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
24/05/23 20:08
with v7.3.4

Project: Проект Домашенко Андрій

Variant: New simulation variant



24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 6/9

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.05.EC20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56



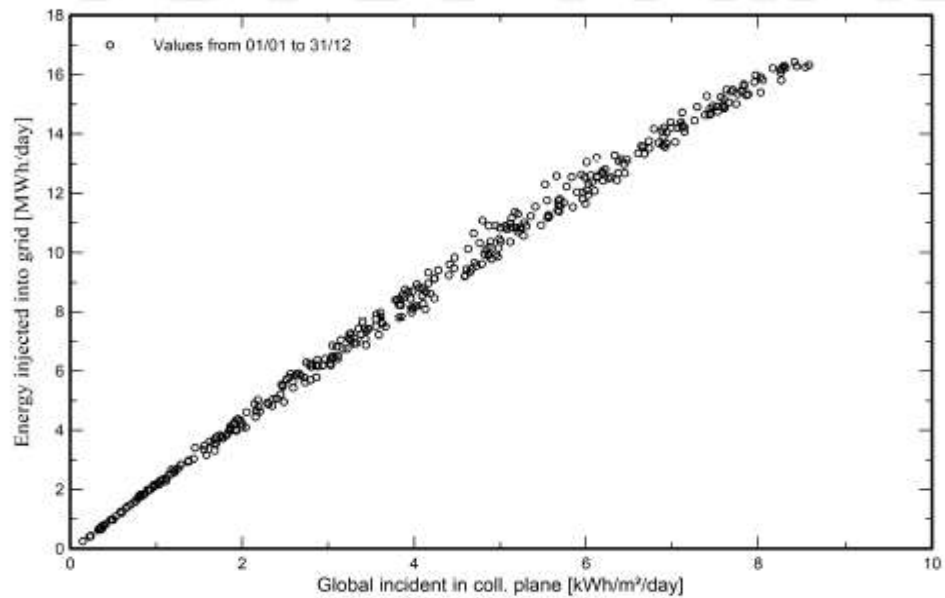
PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
24/05/23 20:08
with v7.3.4

Project: Проект Домашенко Андрій

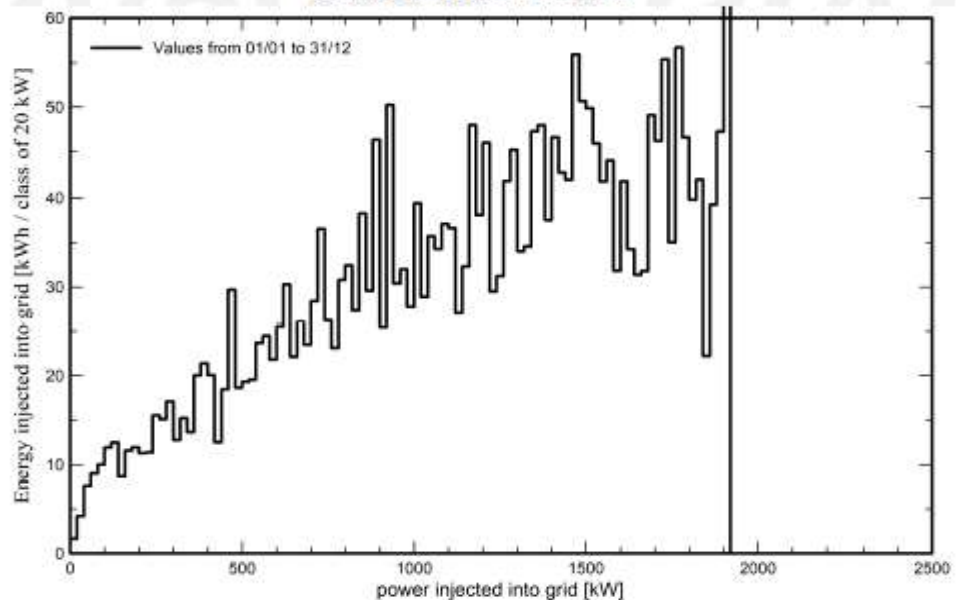
Variant: New simulation variant

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 7/9

Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.05.EC20160.КРБ.2023-ПЗ

Арк.

57



Project: Проект Домашенко Андрій

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
24/05/23 20:08
with v7.3.4

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100%
Kind Monthly averages
Synthetic - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance) 8.3 %
Specified Deviation
Climate change 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 8.4 %

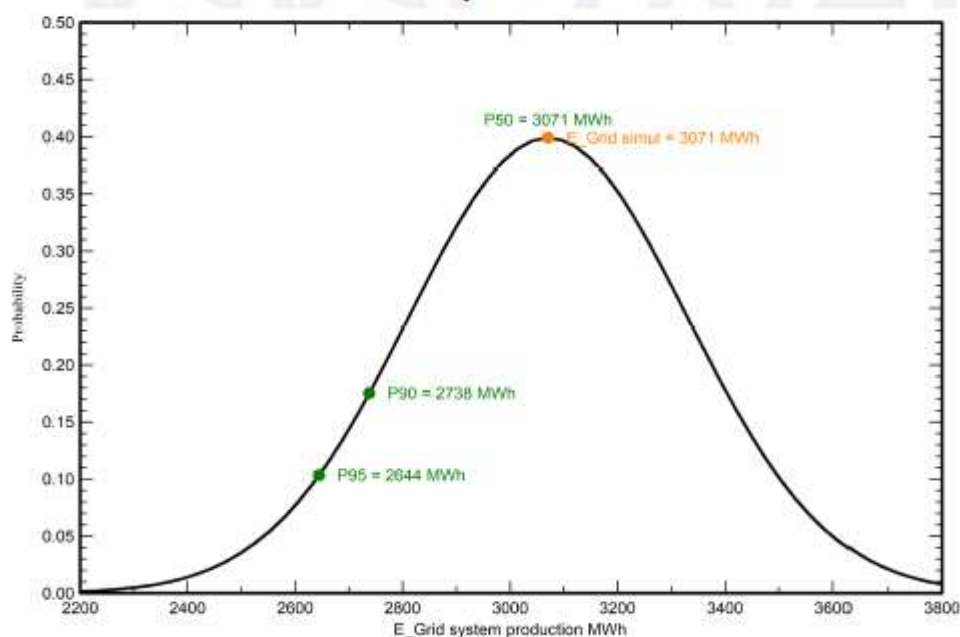
Simulation and parameters uncertainties

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 259 MWh
P50 3071 MWh
P90 2738 MWh
P95 2644 MWh

Probability distribution



24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 8/9

Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.05.EC20160.КРБ.2023-ПЗ

Арк.

58

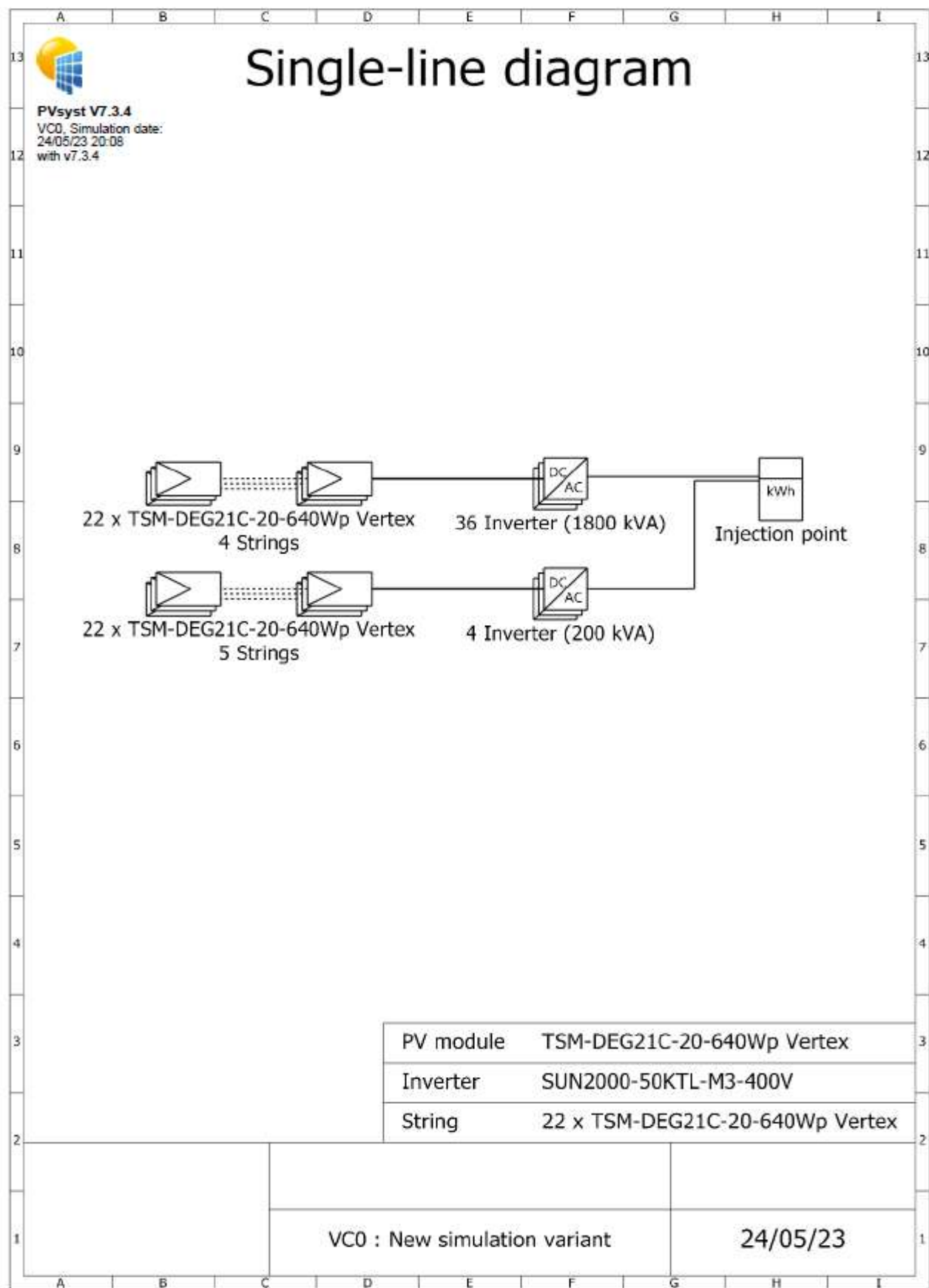


Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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 екрана кабелю.

Інші вихідні дані 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
1	10	1,832	0,4	2000	2,2

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».

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

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

№ КЛ	$P_{max.c}$, кВт	U_g , кВ	$\cos \varphi$	I_0 , А	S , мм ²	I_c , А
1	2000	10	0,99	116,6	35	129

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

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

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

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

№ КЛ	I_c , А	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_0 , А	I_{cg} , А	Виконання умови
1	129	0,98	1	1,16	1	116,6	146,6	виконується

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

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

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

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

№ КЛ	I_c , А	k_1	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_0 , А	I_{cg} , А	Виконання умови
1	122	0,918	0,98	1	1,12	1	116,6	122,9	виконується

Для кабелів, прокладених у повітрі (на драбинах) тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць $k_{3п}$ (таблиця 8.9), k_7 (таблиця 8.21) за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_{3п} \cdot k_7 . \quad (3.4)$$

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	$k_{3п}$	k_7	I_0 , А	I_{cg} , А	Виконання умови
1	157	1,08	1	116,6	169,6	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:

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

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:

$$I_{csc} = \frac{I_{tsc}}{\sqrt{t}}, \quad (3.5)$$

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

t – час спрацювання захисту, с.

Результати розрахунку по формулі (3.5) 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	3,3	0,4	5,22	1,832	виконується

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю.

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

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

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

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

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:

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

$$I_{sc}^{(2)} = I_{sc}^{(3)} \cdot 0,87. \quad (3.7)$$

Результати розрахунку по формулам (3.6)-(3.7) 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	0,4	5,22	1,594	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:

$$\Delta U\% = \frac{10^5 \cdot P \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_g^2}, \quad (3.8)$$

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 (3.8) 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	2,2	1,113	0,15	414,13	4,14

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ		Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			64

Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.

Для унеможливлення значних витрат електроенергії в струмопровідних екранах кабелів під час експлуатації КЛ в якості способу заземлення екрану кабулю 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:

$$U_1^{(3)} = I_0 \cdot L \cdot X_{m1} , \quad (3.9)$$

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

$$X_{m1} = 0,0628 \cdot \gamma_1 , \quad (3.10)$$

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

$$\gamma_1 = 0,5 \cdot \ln \left(\beta^2 \cdot \sqrt{\left(1 + \left(\sqrt{3} + \frac{1}{\beta} \right)^2 \right) \cdot \left(1 + \frac{1}{\beta^2} \right)} \right) , \quad (3.11)$$

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

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:

$$U_2 = I_{sc} \cdot L \cdot X_{m2} , \quad (3.12)$$

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

$$X_{m2} = 0,0628 \cdot \gamma_2 , \quad (3.13)$$

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

$$\gamma_2 = 4,725 + 0,5 \cdot \ln \rho - \ln (0,5 \cdot D) , \quad (3.14)$$

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:

$$U_3 = I_0 \cdot L \cdot X_{m3} , \quad (3.15)$$

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

$$X_{m3} = 0,0628 \cdot \gamma_3 , \quad (3.16)$$

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

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

$$\gamma_3 = \ln \left(\frac{0,87 \cdot \beta + \alpha + 0,5}{0,25 \cdot \beta^2 + (0,5 + \alpha)^2} \right), \quad (3.17)$$

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

Результати розрахунку по формулам (3.9)-(3.17) 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	116,6	2,2	0,7	1,03	12,5	3,18	0,2	3,33	виконується

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

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

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

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

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

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

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 6 кВ.

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
						67
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС ($P=2$ МВт);
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ – 10,5 кВ;
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ($u_k = 4,5$ %);
4. Повна потужність інверторного обладнання – 2 МВА;
5. Довжина кабельної лінії – 2,2 км;
6. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ «Придорожня» - 1,832 кА;
7. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проектованої СЕС прийнято 3хСПІ-3-20 1х50 мм та кабель 3хАПвЕгаПУ-12/20 1х120/25 мм, прокладка в трикутник;
8. Довжина КЛ-10 кВ – 2200 м.

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи.

Опір системи:

$$z_c \approx x_c = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)}}, \text{ Ом.} \quad (3.18)$$

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

$$r_l = r_0 \cdot l_l, \text{ Ом.} \quad (3.19)$$

Реактивна складова:

$$x_l = x_0 \cdot l_l, \text{ Ом.} \quad (3.20)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

$$z_{K2} = \sqrt{z_c^2 + (r_l + r_l)^2}, \text{ Ом.} \quad (3.21)$$

Опір трансформатора:

$$z_m \approx x_m = \frac{u_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}, \text{ Ом.} \quad (3.22)$$

Сумарний опір до розрахункової точки КЗ:

$$z_{K3} = z_{K2} + z_m, \text{ Ом.} \quad (3.23)$$

Результати розрахунку по формулам (3.18)-(3.23) зводимо в таблицю 3.10.

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

$z_c, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3,309	1,81	0,33	3,941	4,961	8,902

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

Розрахункова точка К1.

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

Розрахункова точка К2.

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

$$I_{K2\text{ПС}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{K2}}. \quad (3.24)$$

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

$$I_{\text{КЕС}}^{(3)} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} . \quad (3.25)$$

Сумарний струм КЗ в точці К2:

$$I_{\text{К2}}^{(3)} = I_{\text{К2ПС}}^{(3)} + I_{\text{КЕС}}^{(3)} . \quad (3.26)$$

Розрахункова точка КЗ.

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

$$I_{\text{КЗПС}}^{(3)} = \frac{U_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{КЗ}}} . \quad (3.27)$$

Сумарний струм КЗ в точці КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = I_{\text{КЗПС}}^{(3)} + I_{\text{КЕС}}^{(3)} \quad (3.28)$$

Результати розрахунку по формулам (3.24)-(3.28) зводимо в таблицю 3.11 та таблицю 3.12.

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

$I_{\text{К1}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\text{К2ПС}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\text{КЕС}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\text{К2}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\text{КЗПС}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \text{кА}$
1,832	1,538	0,11	1,648	0,681	0,791

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

$I_{\text{К1}}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{\text{К2ПС}}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{\text{КЕС}}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{\text{К2}}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{\text{КЗПС}}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{\text{КЗ}}^{(2)}, \text{кА}$
1,594	1,339	0,096	1,434	0,593	0,688

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

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

2. Струми короткого замикання.

I ст. СВ (струмова відсічка).

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

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

Максимальна величина струму при включенні може скласти:

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

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

Номінальний струм трансформатору:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} . \quad (3.29)$$

Струм спрацювання захисту:

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{від}} \cdot I_{\text{БТН}} \cdot I_{\text{ном}} . \quad (3.30)$$

Результати розрахунку по формулам (3.29)-(3.30) зводимо в таблицю 3.13.

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

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

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

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з.} = k_{від} \cdot I_{КЗ}^{(3)} . \quad (3.31)$$

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{сх} \cdot I_{с.з.}}{k_{ТА}} . \quad (3.32)$$

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

$$k_q = \frac{k_{сх} \cdot I_{К2}^{(3)}}{I_{с.з.}} . \quad (3.33)$$

Результати розрахунку по формулам (3.31)-(3.33) зводимо в таблицю 3.14.

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

$I_{с.з.}, A$	I_y, A	k_q
950	31,6	1,74

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.

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист).

Струм спрацьовування захисту:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_{від} \cdot I_{доп}}{k_n}, \quad (3.34)$$

де k_n – коефіцієнт надійності (1,1);

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

k_n – коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки:

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

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

$$k_{ч} = \frac{I_{К2}^{(3)}}{I_{с.з.}}. \quad (3.36)$$

Результати розрахунку по формулам (3.34)-(3.36) зводимо в таблицю 3.15.

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

$I_{с.з.}, A$	I_y, A	$I_{сз}, A$ для відстоювання	$k_{ч}$
76,4	7,64	80	9,8

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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:

$$I_C = 3 \cdot \omega \cdot C_\phi \cdot U_\phi \cdot 10^{-6}, \quad (3.37)$$

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:

$$I_{СКЛ} = I_C \cdot l_{КЛ}, \text{ А.} \quad (3.38)$$

Результати розрахунку по формулам (3.37)-(3.38) зводимо в таблицю 3.17.

Таблиця 3.17 – Результати розрахунку ємнісних струмів

$C_{\phi КЛ}$, мкФ	ω , с ⁻¹	U_ϕ , В	I_C , А/км	$I_{СКЛ}$, А
0,229	314	6062,18	1,308	2,878

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

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

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 в СЕС інверторне обладнання запобігає несинхронному відключенню в мережу.

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

4 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

Системи аварійного електроживлення

Сучасне життя неможливе без електроенергії, оскільки вона живить практично все – від дрібних побутових приладів до складного промислового обладнання. Однак перебої в подачі енергії відбуваються досить часто. Якщо в приватних домашніх господарствах це викликає певні незручності, то для виробничих із безперервним циклом роботи та важливих соціальних об'єктів, таких як лікарні, наслідки відсутності електроенергії можуть бути критичними. В таких випадках застосовують системи аварійного електропостачання, завданням яких є забезпечення мінімальних зручностей і функціонування найважливіших систем життєзабезпечення об'єкту.

В якості аварійних джерел електропостачання можна використовувати дизельні, бензинові або газові електростанції, джерела безперебійного живлення, сонячні та вітрові електростанції.

Принцип роботи дизельних, бензинових та газових електростанцій приблизно однаковий. Тому даний тип електростанцій розглянемо на прикладі дизель-генераторної установки.

4.1 Дизельна електростанція

Дизельна електростанція – це джерело електроенергії, що є установкою, яка перетворює механічну енергію обертання колінчатого валу дизельного двигуна внутрішнього згорання в електричну енергію, що виробляється генератором змінного струму. Енергія розширення газів, що утворюються при згоранні запаленого від стиснення палива, в дизельному двигуні внутрішнього згорання перетворюється за допомогою кривошипно-шатунного механізму в механічну енергію обертання колінчатого валу. Ротор генератора змінного струму, що приводиться у обертання від двигуна, обертає електромагнітне поле, яке створює змінний струм в обмотці статора генератора.

Дизельна електростанція призначена для автономного енергопостачання різних приладів і пристроїв та може бути використана в якості основного або

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

аварійного джерела електроживлення приватних будинків, офісних приміщень і виробничих об'єктів.

Енергетична станція включає наступні конструктивні елементи:

- Силова установка. На електростанції встановлюються чотиритактні двигуни внутрішнього згорання. Залежно від видаваної потужності і типу агрегату вони можуть мати різну кількість циліндрів та їх розташування, систему подачі повітря та різну систему охолодження. Так за способом охолодження розрізняють двигуни: повітряного охолодження (застосовуються в дизель генераторах малої потужності); рідинного охолодження (вживані рідини - вода, тосол і т.п.) За способом подачі повітря розрізняють двигуни: без турбонаддування; з турбонаддуванням (турбокомпресор нагнітає повітря в камеру згорання двигуна, використовуючи привід від вихлопних газів дизеля); з турбонаддуванням і проміжним охолодженням наддувного повітря. Повітря нагнітається за допомогою турбокомпресора або атмосферним тиском і через впускний колектор надходить у циліндр силової установки. Пальне за допомогою паливного насоса впорскується в камеру згорання через форсунки. У процесі стиснення, повітря нагрівається до такого рівня, що паливо запалюється самостійно.

- Система охолодження. Може бути повітряною або рідинною. Вона призначена для відводу тепла від нагрітих деталей двигуна, а також для підтримки необхідного температурного режиму. В рідинній системі в якості охолоджуючої рідини використовується вода або антифриз.

- Генератор. Синхронного або асинхронного типу, який відповідає за вироблення електричного струму і за своєю конструкцією може бути однофазним або трифазним.

- Комплекс автоматичного управління. Електроустановки, які призначені для аварійного електроживлення, оснащуються системою АВР - автоматичним введенням резерву. Такий пристрій самостійно здійснює запуск генератора і не вимагає присутності оператора станції.

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

- Рама. Каркас, на якому встановлені всі робочі елементи. Він обладнаний демпферними прокладками, що захищають обладнання від впливу вібрації силової установки.

4.2 Джерело безперебійного живлення

Джерело безперебійного живлення (ДБЖ) – це система, яка забезпечує стабільне безперервне живлення електроприладів при відключенні зовнішньої електромережі. За допомогою цих пристроїв можна підтримувати роботу як окремих споживачів (персональний комп'ютер, система сигналізації, освітлення тощо), так і об'єкта в цілому (приватний будинок з усіма його споживачами чи базова станція зв'язку). Основна функція цих пристроїв – не допустити вимкнення важливого електроприладу внаслідок відключення електромережі, і продовжити його живлення протягом певного часу. Схему будови джерела безперебійного живлення представлено на рисунку 4.1.

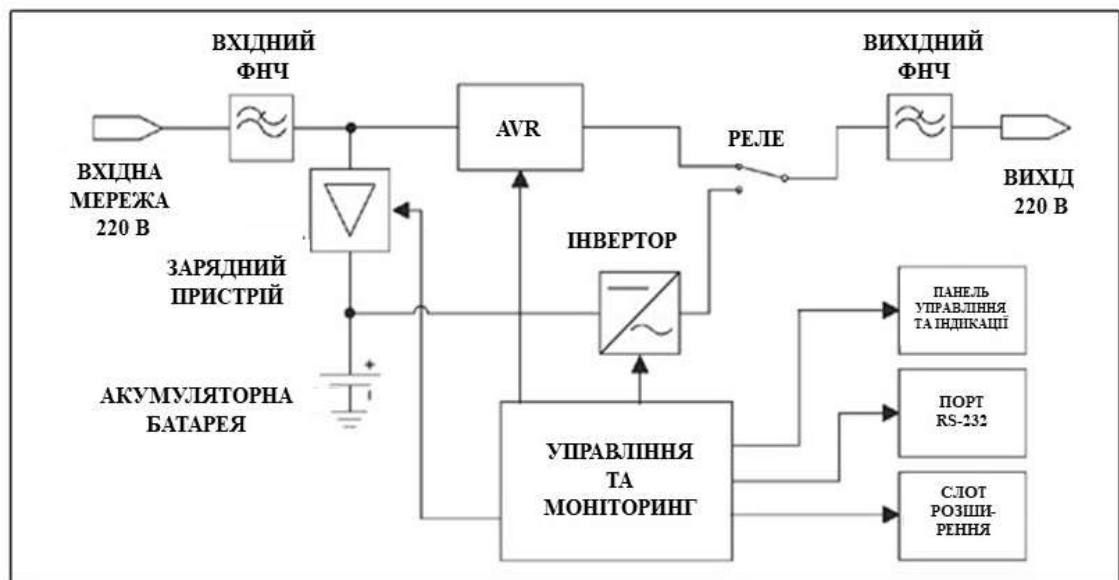


Рисунок 4.1 – Схема будови ДБЖ

Джерела безперебійного живлення складаються з двох основних елементів:

- Інвертор ДБЖ. Він забезпечує зв'язок споживача електроенергії з акумулятором, та живлення його електричним струмом необхідної напруги і частоти. Інвертор також відповідає за своєчасне швидке підключення резервного

живлення, аби не допустити вимкнення споживача. Також він виконує контроль параметрів системи аварійного живлення, залишкову ємність акумулятора. Інвертор ДБЖ автоматично перемикає споживача на мережу після її відновлення, та контролює процес заряду АКБ від мережі.

- Акумулятор ДБЖ. Це фактично сховище електроенергії, в якому вона зберігається до моменту включення ДБЖ в роботу. Від об'єму акумулятора і потужності споживача залежить час автономної роботи системи без зовнішньої мережі.

В залежності від потужності та ємності акумулятора, системи безперебійного живлення бувають різного конструктивного виконання, розмірів і технічних характеристик:

Невеликі моноблочні ДБЖ. Це прилади для забезпечення резервного живлення окремих малопотужних споживачів. Зазвичай мають вигляд системного блока, об'єднують в одному корпусі інвертор і батарею. Вони мають невеликий запас енергії і можуть забезпечити роботу важливого пристрою протягом від кількох хвилин до кількох годин.

Побутові 1 фазні ДБЖ. Це більш потужні пристрої резервного живлення. Вони складаються з окремих елементів: інвертора і блока акумуляторних батарей. Дозволяють жити протягом кількох годин не окремі електроприлади на об'єкті, а увесь об'єкт в цілому. У складі таких ДБЖ використовують акумулятори значно більшої ємності. Вони забезпечують або довготривалий резерв невисокого навантаження (протягом кількох діб), або живлення декілька годин високо потужних споживачів.

Промислові 3 фазні ДБЖ. Це потужні системи безперебійного живлення важливих промислових чи інфраструктурних об'єктів, обладнання яких підключено до трифазної мережі 380 В. Вони мають у своєму складі або один трифазний гібридний інвертор, або три поєднані у спільну мережу однофазні інвертори. Акумуляторний парк таких систем резервного живлення має значний запас енергії.

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.3 Сонячна електростанція

Сонячна електростанція (СЕС)- це інженерна споруда, що перетворює сонячне світло в електричну енергію. Схему будови сонячної електростанції представлено на рисунку 4.2.

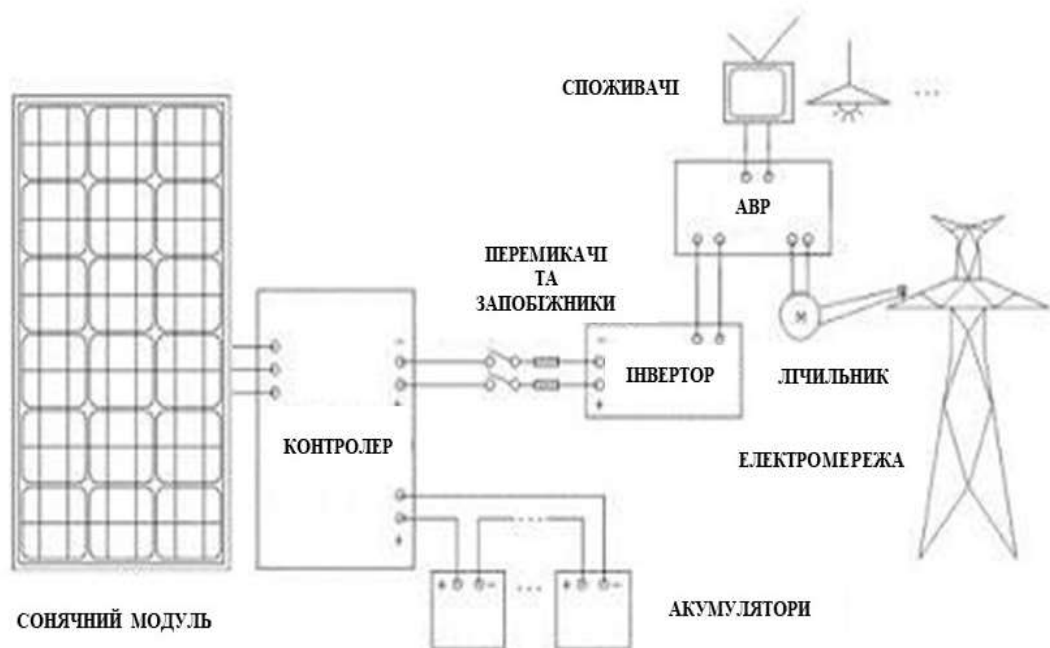


Рисунок 4.2 – Схема будови сонячної електростанції

Для виробництва електрики з енергії Сонця існує фотоелектрична технологія, яка дозволяє перетворювати безпосередньо енергію Сонця в електричну енергію. Фотоелектричні системи (вони ж сонячні електростанції) набули найбільшого поширення для електропостачання приватних домогосподарств, квартир, різних закладів, промислових і сільськогосподарських об'єктів. Залежно від призначення і типу електростанції, її складовими можуть бути акумуляторні батареї та контролери заряду-розряду. Важливою частиною є підтримуюча конструкція, кабелі та ін.

Основні складові сонячної електростанції включають в себе:

Сонячні (фотоелектричні) батареї. Складаються з елементів, які виготовлені в основному з напівпровідникових матеріалів - зазвичай з кремнію. Від їх типу залежить продуктивність і довговічність системи:

- монокристалічні елементи забезпечують найвищий (до 22 %) ККД, хороший температурний коефіцієнт і тривалий термін експлуатації при незначному зниженні продуктивності;

- полікристалічні елементи забезпечують ККД в межах 14-17 %;

- елементи на основі аморфного кремнію (тонкоплівкові) мають найнижчу ефективність, яка до того ж порівняно швидко знижується в процесі експлуатації. До переваг відноситься найкращий температурний коефіцієнт і можливість їх розташування на нерівній поверхні.

Інвертор. Необхідний для перетворення постійного струму в змінний - для можливості його використання споживачами. Інвертори бувають різної потужності, функціональності і тип їх обирається залежно від призначення. Автономні інвертори для СЕС застосовуються для ізольованих систем електропостачання за відсутності зовнішньої електромережі чи якщо мережа ненадійна. Сучасні якісні інвертори забезпечують вимірювання, безпечну роботу системи, ефективне управління енергією і навантаженням.

Акумулятори. Застосовуються в СЕС автономного та гібридного типу для накопичення енергії, виробленої протягом дня. Вони забезпечують живлення споживачів електроенергією вночі або при перебоях постачання від централізованої мережі.

Контролери заряду. Підключаються між сонячною панеллю і акумулятором для регулювання процесу його зарядки і забезпечення правильного заряду або, що більш важливо, для захисту від надмірного перезарядження. Функціонально вони поділяються на:

- найпростіші контролери - просто відключають джерело при досягненні певного рівня напруги на АКБ, при цьому зарядженість становить 60-70 %, що різко скорочує їх термін служби;

- ШІМ контролер - на остаточному етапі заряду використовує широтно-імпульсну модуляцію струму заряду і забезпечує заряд акумулятора до 100 %;

- МРРТ-контролер - підвищує ефективність роботи панелі шляхом «витягування» максимальної кількості енергії за рахунок вибору певного напруження і струму.

Підтримуюча конструкція для панелей. Забезпечує необхідну жорсткість системи і правильний кут нахилу поверхонь до випромінювання.

Принцип роботи СЕС заснований на фотоелектричному ефекті. Фотоелектричний елемент (він же сонячний елемент) використовує технологію перетворення сонячної енергії безпосередньо в електрику. Фотоелектричний елемент зазвичай виготовляється з кремнієвих сплавів. Коли фотони сонячного світла потрапляють на напівпровідниковий матеріал, генеруються вільні електрони, які можуть текти через матеріал, створюючи постійний електричний струм.

Кремній широко відомий напівпровідник, що володіє властивостями як провідників, так і діелектриків. Напівпровідники виявляють властивість, відомий як фотоелектричний ефект, що змушує їх поглинати фотони і вивільняти електрони. Щоб зробити сонячну панель, кремнієві пластини легують акцепторними і донорними домішками для його перетворення в кремній р-типу і n-типу. Напівпровідник р-типу (позитивний заряд) має надлишок основних носіїв заряду - дірок. А n-тип (негативний заряд) має надлишок електронів. Вони з'єднуються один з одним до атомарного рівня. Через їх контакт і наявність протилежного заряду, електрони течуть від n-типу до р-типу, а дірки переміщаються від р-типу до n-типу - в результаті руху зарядів генерується струм.

Завдяки фотоефекту сонячна батарея виробляє постійний електричний струм. Інвертор перетворює постійний струм в змінний. Іншими словами, трансформує його в такий вид, який підходить для електроживлення побутових і промислових споживачів.

4.4 Вітрова електростанція

Вітрова електростанція (ВЕС) — електростанція, яка за допомогою вітряної турбіни перетворює механічну енергію вітру на електричну. Вітрогенератори

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

характеризуються широким застосуванням на об'єктах різного призначення: приватні будинки і домогосподарства, підприємства, окремі споруди, які вимагають автономного енергопостачання. Їх встановлюють на відкритих, бажано підвищених територіях, де є хороший вітровий потенціал: поле, гори (пагорби), острів і навіть мілководдя. Вітрогенератори можуть встановлюватися як поодиночки, так і групами, об'єднуючись у вітропарк для енергопостачання масштабних підприємств.

Система складається з вітрогенераторної установки, контролера заряду, акумуляторної батареї, інвертора.

Обладнання, що перетворює вітрову енергію в електричну, включає в себе:

- турбіну, тобто ротор, який здійснює перетворення енергії вітрового потоку прямолінійного руху;
- генератор, що здійснює перетворення механічної енергії в електричну;
- щоглу (даний конструктивний елемент може бути типу «ферма» або трубчастим);
- систему управління турбіною;
- мультиплікатор (в залежності від моделі);
- хвіст або систему азимутального привода;
- випрямляч, який необхідний при використанні генераторів змінного струму для правильної зарядки акумулятора.

За конструкцією побутові типи вітряків відрізняються будовою ротора (турбіни), які зображено на рисунку 4.3.

1.3 горизонтальною віссю. Відрізняються системою управління турбіни (ротора), вона може бути:

- аеромеханічною (на лопатях встановлені спеціальні «закрилишки», які міняють кут напряду вітру: чим більша швидкість вітру, тим більший кут атаки лопатей і навпаки). Змінюючи кут атаки, ми можемо керувати турбіною як на малих, так і на великих швидкостях для ефективної та правильної роботи пристрою.

- з азимутальним приводом (електроніка фіксує швидкість і напрям вітру, повертає або відвертає турбіну від вітру, якщо швидкість вітру перевищує номінальну).

2. З вертикальною віссю. Це малоефективні пристрої, які не рекомендовано використовувати через низку недоліків.

Вони відрізняються типом турбін:

- ротор Савоніуса (Savonius). Їх недоліком є коефіцієнт випередження. Якщо швидкість вітру 10 м/с, то закінцівка турбіни буде обертатися зі швидкістю 100 м/с, відповідно, коефіцієнт випередження – 10. Фактично вітряк не може самостійно стартувати, його потрібно розкручувати і тільки після цього він починає працювати. Якщо цього не робити, то він почне виробляти енергію тільки при швидкості вітру 10 м/с і більше.

- ротор Дар'є (Darrieus). Застосовуються хіба що як анемоскопи, так як малоефективні.

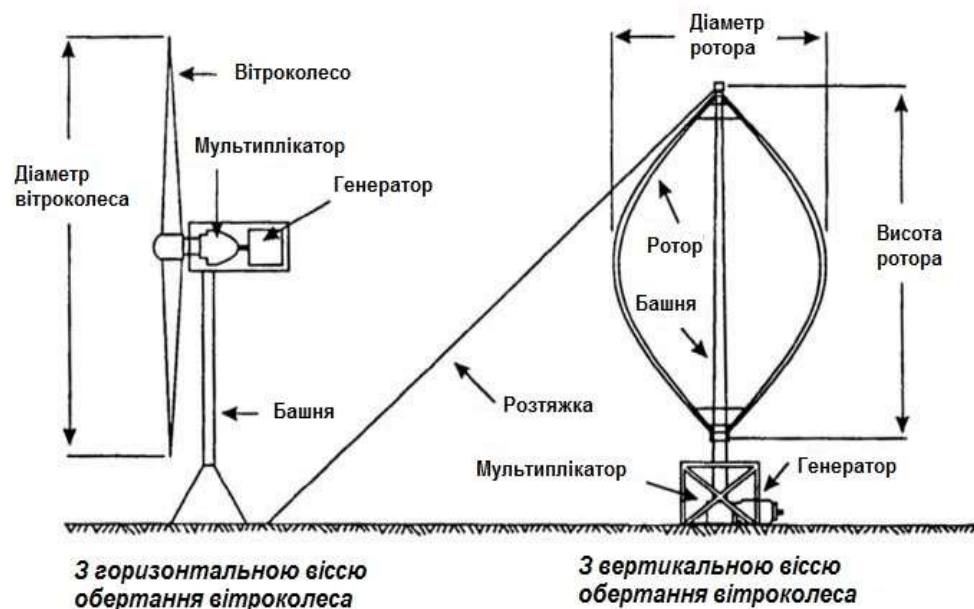


Рисунок 4.3 – Типи вітроелектричних установок

Вітрогенераторна установка має лопаті, які приводяться в рух внаслідок дії сили вітру. Дане обертання запускає турбіну, яка також починає обертатися. У

турбіні починає генеруватися енергія, потужність якої визначається силою вітру. З ростом вітрової енергії збільшується і механічна, що виробляється турбіною. Пристрій вітрогенератора може відрізнятися наявністю або відсутністю мультиплікатора на роторі. Якщо він передбачений, енергія від турбіни передається йому. Призначенням мультиплікатора є прискорення обертання осі. Установки без цього обладнання є більш ефективними, оскільки в них не відбуваються генерації додаткової енергії (для прискорення обертання осі), а значить, і її витрати. Такому обладнанню цілком достатньо вітрової енергії для повноцінного функціонування. Далі механічна енергія передається з мультиплікатора на генератор, який перетворює механічну енергію в електричну. Принцип роботи вітряної електростанції дозволив отримувати електроенергію альтернативним способом і забезпечити автономність кожного об'єкта.

Потужність даного обладнання повністю визначається розмірами його лопатей. Чим більше їх площа, тим вищу потужність можна отримати, використовуючи принцип роботи вітроустановки. Розрахунок потужності вітряного обладнання здійснюється на основі кубічної залежності швидкості вітрового потоку. Кубічна залежність означає, що якщо вітровий потік зі швидкістю, умовно 6 м/с, забезпечує потужність установки 100 Вт, то збільшення потоку до 12 м/с призведе до зростання потужності у вісім разів – до 800 Вт. Якщо турбіна характеризується невеликими розмірами, для отримання високої потужності буде потрібен дуже сильний вітер. Якщо ж турбіна велика, вона здатна і за незначної вітрової швидкості видавати необхідну потужність.

Конструкція вітряка повністю визначає його здатності виробляти певну кількість електроенергії за одиницю часу в залежності від швидкості вітрового потоку. З точки зору потужності все вітрове генераторне обладнання класифікується як побутове, яке характеризується потужністю 1-10 кВт і промислове – від 500 кВт. Принцип роботи вітроелектростанції дозволив створювати побутове обладнання, що відрізняється розташуванням осі турбіни. В модифікаціях з горизонтальним розташуванням є відмінності в системах, які керують роторами. При азимутальному приводі фіксація напрямку вітру

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

здійснюється електронікою. Залежно від отриманих даних відбувається розворот від вітру в разі, якщо його швидкість вище номінальної. Якщо система управління аеромеханічна, на лопатях генераторів є спеціальні рухомі елементи. Саме це конструкційне рішення дозволяє змінювати розташування площини лопатей в залежності від напрямку вітру. Таким чином досягається найбільш ефективне функціонування обладнання. Вітрові генератори, що характеризуються вертикальним розташуванням осі, являють собою низькоефективні установки, які не рекомендується використовувати внаслідок цього. Це обладнання самостійно запуститися не здатне, його необхідно розкручувати. Якщо цього не зробити, отримувати електроенергію стане можливим тільки після досягнення вітром швидкості 10 м/с.

Найбільшого поширення в наші дні отримали вітряні крильчасті генератори з горизонтально розташованою віссю обертання. Це обумовлено тим, що в таких установках нескладно досягти 30 % коефіцієнта використання енергії вітрового потоку. Дана величина може бути при певних умовах і вище. При вертикальній осі обертання даний коефіцієнт в кращому випадку досягає 20 %. Отже, енергія вітру використовується неефективно.

Якщо порівнювати електропостачання від вітрогенератора та сонячних модулів, то за схемою підключення для певного об'єкта вони є ідентичними. Тому в одній такій системі енергопостачання можуть бути і ті, і інші генератори. Це дозволить отримати максимальну кількість електроенергії від альтернативних джерел.

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		87

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 ім. Т. Шевченка-Сугоклея.

					02.05.ЕС20160.КРБ.2023-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. 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.
2. 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.
3. Друбецька Т.І. Тягові підстанції електрифікованих залізниць / Т.І. Друбецька, А.М. Бойко. – Київ: Каравела, 2022. – 338 с.
4. Кирик В.В. Електричні системи та мережі: навчальний посібник / В.В. Кирик. – К: Видавництво «Політехніка», 2014. – 131.
5. 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.
6. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. / В. П. Кідиба. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. – 533 с. С. В. Панченко