

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 2021 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма : Системи забезпечення споживачів електричною енергією

на тему: «Проєкт електропостачання приватного будинку з використанням мережевої сонячної фотоелектричної установки»

Виконала:

студентка III курсу, групи ОЕ-п81

Білоусова Марія Іванівна _____

Керівник:

к.т.н., доцент Ткаченко В.В. _____

Консультанти:

Охорона праці _____

(назва розділу)

д.т.н., проф. Третьякова Л.Д. _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Нормоконтроль _____

(назва розділу)

ас. Прокопенко І.Д. _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент _____

к.т.н., доцент Данілін О.В. _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному
проєкті немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.
Студентка _____

Київ – 2021 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Білоусовій Марії Іванівні

1. Тема проєкту «Проект електропостачання приватного будинку з використанням мережевої сонячної фотоелектричної установки», керівник проєкту к.т.н., доцент Ткаченко В.В. затверджені наказом по університету від «27 » травня 2021 р. №1353-с

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту “11” червня 2021 р.

3. **Вихідні дані до проєкту:** Схема електропостачання міста, дані про навантаження житлових будинків, місце розміщення приватного будинку.

4. **Перелік розділів, які мають бути розроблені**

а) електрична частина: - Вибір елементів системи електропостачання.

б) релейний захист: - Вибір елементів захисту електричної мережі.

в) охорона праці:- Охорона праці та пожежна безпека під час монтажу сонячної електричної станції

5. **Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу**

1. Схема електропостачання промислового району міста.

2. Схема електропостачання будинку.

3. Схема розміщення та підключення СЕС на даху

4. Споживання-генерація СЕС

6. Консультанти:

Розділ(частина)	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Релейний захист та автоматика</i>	<i>к.т.н.,доц. Калінчик В.П.</i>		
<i>Розрахунок струмів к.з</i>	<i>доц. Несен Л.І.</i>		
<i>Охорона праці та пожежна безпека</i>	<i>д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.</i>		
<i>Нормоконтроль</i>	<i>асистент Прокопенко І.Д</i>		

7. Дата видачі завдання “ 17” травня 2021 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проєкту

Студенткою Білоусовою М.І.

(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту (роботи)	Строк виконання етапів проєкту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розробка першого розділу дипломного проєкту	20.05.21 - 22.05.21	
2	Розрахунок електричної частини	22.05.21 - 26.05.21	
3	Розрахунок струмів короткого замикання	27.05.21 - 01.06.21	
4	Розрахунок релейної частини	02.06.21 - 03.06.21	
5	Розрахунки за тематикою дипломного проєктування	03.06.21 – 06.06.21	
6	Розрахунок частини охорони праці та пожежної безпеки	07.05.21 – 08.06.21	
7	Підготовка графічного матеріалу	09.06.21 - 12.06.21	
8	Захист дисертації	14.06.21	

Студентка
Керівник проєкту

Білоусова М.І.
к.т.н.,доцент Ткаченко В.В.

РЕФЕРАТ

Тема дипломного проєкту «Проект електропостачання приватного будинку з використанням сонячної мережевої фотоелектричної установки» складається з 126 сторінок основного матеріалу, налічує: 27 рисунків, 36 таблиць, 44 бібліографічних найменування за переліком посилань, 4 креслення та 1 додаток.

Під час виконання дипломного проєкту було проведено розрахунок навантажень промислового району міста, а саме промислового цеху і жилого району. Вибрано живлячі мережі до 1 кВ та вище 1 кВ, силові трансформатори, апарати захисту та автоматики. Проведено розрахунок струмів короткого замикання.

Для розрахунків даних в дипломному проєкті була застосована обчислювальна програма Microsoft Excel.

У якості спеціального питання було розглянуто системи електропостачання приватного будинку з використанням мережевої сонячної фотоелектричної установки. Розроблений розділ охорони праці.

Ключові слова: РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ, ВІДНОВЛЮВАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА, КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ МОДУЛІ, ПОТОКОРОЗПОДІЛ.

ABSTRACT

Thesis topic "Development of the power supply system of the network solar photovoltaic installation" consists of 126 pages of basic material, has: 27 figures, 36 tables, 44 bibliographic titles on the list of links, 4 drawings and 1 addition.

During the implementation of the diploma project, the loads of the industrial area of the city, namely the industrial shop and the residential area, were calculated. Supply networks up to 1 kV and above 1 kV, power transformers, protection devices and automation are selected. The calculation of short-circuit currents is carried out.

The computer program Microsoft Excel was used to calculate the data in the diploma project.

The power supply systems of a private house with the use of a network solar photovoltaic installation were considered as a special issue. The section of labor protection is developed.

Key words: DISTRIBUTION NETWORKS, RENEWABLE ENERGY, SWITCHING DEVICES, SOLAR POWER PLANT, PHOTOELECTRIC MODULES, FLOW DISTRIBUTION.

Зміст

ВСТУП.....	7
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	8
1.1. Вибір типу фотоелектричних модулів	10
1.1.1. Умови та параметри для встановлення фотоелектричних модулів	10
1.2. Використання сонячної енергії	12
1.3 Приклад вибору та розташування сонячних панелей на похилому даху	16
1.3.1. Визначення кута нахилу покрівлі та коефіцієнту річної інсоляції. 16	
1.4. Розміщення та вибір фотоелектричних модулів на покрівлі будинку.	18
Висновки	19
2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА	20
2.1 Умови проектування	20
2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування	20
2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів	20
2.1.3 Класифікація будівель району міста.....	21
2.1.4 Характеристика джерела живлення.....	21
2.1.5 Вибір напруги розподільчої мережі.....	22
2.1.6 Формування пропозиції щодо лінійної складової приєднання до електричних мереж ОСР.....	22
2.2 Розрахунок електричних навантажень	22
2.2.1 Загальна інформація щодо методики проведення розрахунку.....	22
2.2.2 Вихідні для проведення розрахунку	24
2.2.3 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів на 0,4 кВ	24
2.2.4 Розрахунок електричного навантаження зовнішнього освітлення. 26	
2.3 Вибір трансформаторів	27
2.3.1 Вибір схеми трансформаторної підстанції	27
2.4 Розрахунок живлячих і розподільних мереж.....	30
2.4.1 Вибір схеми розподільної мережі	30
2.4.2 Обґрунтування встановлення розподільних пунктів високої напруги	30
2.4.3 Розрахунок перерізу розподільних мереж 10 кВ	31
2.4.4 Розрахунок живлячих і розподільних мереж 0,4 кВ.....	33

2.4.5 Перевірка електричних мереж на відповідність вимогам до показників якості електричної енергії.....	36
2.5 Вибір комутаційної апаратури живлячої мережі	36
2.5.1 Вибір апаратури живлячої мережі.....	36
2.5.2 Вибір вимикачів навантаження.....	37
2.5.3 Вибір роз'єднувачів і запобіжників	38
2.5.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму на напругу 10 кВ .	39
2.5.5 Вибір вимірювальних трансформаторів на напругу 10 кВ	45
2.5.6 Вибір апаратів захисту від перенапруг	45
2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ	46
2.8 Релейний захист та автоматика	75
2.8.1 Загальні вимоги до РЗА в мережах 10/0.4 кВ	75
2.8.2 Вибір елементів РЗА	79
2.8.3 Вибір автоматичних вимикачів на стороні 0,4 кВ	80
2.8.4 Перевірка селективності РЗА	80
Висновки	82
2.8.4 Організація обліку електричної енергії сонячної станції	82
2.9 Економічні характеристики проєкту	82
2.9.1 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР	82
2.9.2 Формування загальної специфікації обладнання та матеріалів	83
3 РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИВАТНОГО БУДИНКУ З ВИКОРИСТАННЯМ МЕРЕЖЕВОЇ СОНЯЧНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ УСТАНОВКИ	84
3.1 Загальні відомості	84
3.2 Опис об'єкта, для якого проєктується сонячна станція	84
3.3. Дослідження кліматичних умов у місці встановлення фотоелектричних модулів	85
3.3. Дослідження погодних умов в м. Черкаси використовуючи ресурси PVGIS.....	87
3.4. Розрахунок вартості всіх компонентів станції та їх монтаж.....	88
3.5. Дослідження ефективності використання фотоелектричної електростанції	89
3.5.1. Розрахунок середньозваженої ціни виробництва електроенергії ...	89
3.6. Підготовка документації для введення в експлуатацію системи електропостачання приватного будинку з використанням фотоелектричних модулів	97
3.6.1. Документи, які надаються електропостачальній організації для введення в експлуатацію фотоелектричної електростанції.....	97

3.6.2. Документи, щодо норм виплати коштів за покупку електроенергії за зеленим тарифом.....	98
3.7 Розрахунок та вибір елементів мережевої сонячної електростанції...	99
3.7.1 Вибір типу інвертора та моделювання варіантів інформаційного забезпечення	99
3.7.2 Вибір інвертора.....	99
3.7.2 Перевірка інвертора на відповідність.....	99
3.8. Конфігурація фотоелектричної електростанції.....	101
3.8.1. Розрахунок річного вироблення електроенергії.....	101
Висновок	103
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ	104
4.1 Загальна характеристика об'єкта.....	104
4.2 Перелік робіт та склад бригади.....	105
4.3 Аналіз умов праці на робочих місцях	106
4.4 Визначення небезпек для працівника на робочих місцях	107
4.5 Вибір технічних засобів і заходів безпеки робіт в енергоустановках	108
4.6 Заходи пожежної безпеки.....	110
4.7 Розрахунок стержневого блискавковідводу	111
Висновок	112
ВИСНОВКИ	113
Перелік використаної літератури	115
Додатки.....	120
Додаток А	120

ВСТУП

Наразі стоїть питання екологічної забрудненості в світі, тому саме ця тема є актуальною для дослідження та вивчення. Використання відновлювальних джерел енергії є однією з можливих вирішень даної проблеми. Також СЕС може забезпечити потреби споживача в моменти відсутності доступу до електричної мережі.

Даний вид енергії є невичерпним джерелом енергії і це є його однією з основних переваг, оскільки традиційним джерелам енергії потрібні викопні копалини, які здобувають з надр землі з часом можуть зникнути. Оскільки такий спосіб вироблення енергії є екологічно чистим та не потребує додаткових фінансових затрат на добуток копалин то можна сказати, що він являється економічно вигідним.

Встановлюючи таку систему на даху власного будинку можна майже стати енергетично незалежними, окрім певних причин (несправність станції, розрядження акумуляторів, мали рівень інсоляції при затемненні чи затіненні), через які станція не зможе виробляти самостійно енергію для споживача.

Також однією з причин для вибору саме такого методу вироблення енергії є те, що на законодавчому рівні стимульовано виробництво електроенергії за «зеленим тарифом», який являє собою спеціальний тариф на закупівлю електроенергії вироблену з альтернативних джерел.

Також в дипломному проєкті вирішується задача побудови системи електропостачання району міста, план якого представлений на листі №1.

В проєкті визначені розрахункові навантаження в електропостачальних системах промислових підприємств та міст, розрахована очікувана величина недовідпущеної електроенергії, вибрані трансформатори в центрі живлення і в трансформаторних пунктах, розраховані технічні втрати електроенергії в елементах ЕПС, вибрана конфігурація мереж напругою 10 кВ і 0,4 кВ, розраховані струми короткого замикання, вибрані перерізи кабельних ліній, а також вибрані електричні апарати.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ

Об'єктом дослідження є мережева сонячна фотоелектрична установка, яка розміщується на даху приватного будинку.

Мета дослідження: дослідити ефективність та актуальність використання сонячної енергетики для приватних домогосподарств.

Аналіз проблеми екологічної ситуації в області енергетики та можливість заміни їх альтернативними джерелами живлення. З урахуванням нормативних документів по надійності електропостачання знайти можливість використання сонячних фотоелектричних установок в господарській діяльності. Проведення розрахунків та прийняття рішень щодо доцільності застосування сучасних екологічних сонячних панелей в приватних будинках.

Після підписання міжнародних договорів, щодо зменшення кількості шкідливих викидів, стимулювання розвитку відновлювальної енергетики на державному рівні, введення зеленого тарифу, створення зелених кредитів попит на встановлення відновлення джерел енергії серед приватних домогосподарств значно зріс.

Найпопулярнішим видом відновлювальних джерел є фотоелектричні установки. Саме тому існує великий попит на проектування та розрахунок фотоелектричних станцій з максимальною ефективністю їх експлуатації.

Ефективність використання мережевої сонячної фотоелектричної установки насамперед можна оцінити: швидким терміном окупності обладнання, стабільністю роботи та високим терміном служби [1].

Україна робить важливі кроки для розширення використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). Підраховано, що наша країна має потенціал, щоб до 2030 року в десять разів збільшити використання відновлюваної енергії.

Варто відзначити, що клімат і географічне положення України сприятливі для розвитку сонячної енергетики і будівництва сонячної електричної станції

					НТУУ. 001.8101.001 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

(СЕС). Навіть північні області країни мають значний потенціал для розвитку даної галузі, який не поступається більшості європейських регіонів[2].

Зараз розвиток сонячної енергетики в Україні знаходиться на стадії, яку Європа пройшла 7-10 років тому. У той же час ми маємо одну з найбільш привабливих інвестиційних структур в Європі для розвитку галузі. Дійсно, тут були створені сприятливі умови: наявність ресурсів і земельних ділянок, пільговий тариф, державна підтримка і цільова енергетична стратегія, мета якої - досягти 25% виробництва чистої енергії до 2035 року. В результаті, інтерес до відновлюваної енергетики в Україні продовжує зростати, і, за оцінками уряду, до 2020 року загальний обсяг інвестицій в альтернативну енергетику досягнув 18 мільярдів доларів США[3].

За умови подальшого здешевлення ВДЕ, їх економічно обґрунтований потенціал буде зростати. При цьому розширення використання відновлюваної енергетики безпосередньо у споживача не підпадає під обмеження енергосистеми і формує перспективу динамічного розвитку на місцевому рівні. Державна політика має бути орієнтована на стимулювання первинної ініціативи приватних гравців ринку. Має стимулюватися також розвиток децентралізованої відновлюваної енергетики (наприклад, фотоелектричні системи та сонячні колектори на дахах житлових будинків тощо), потенціал якої оцінюється у ~5 % споживання електроенергії населенням.

Тому держава сьогодні взяла на себе відповідальність, як регулятора в даній сфері за створення належних умов для малих підприємців та громадян встановлювати технології сонячної енергетики в своїх будинках.

Близько 20 тис. домогосподарств в Україні вже використовують «чисту» електроенергію, інвестувавши 390 млн євро в СЕС. Загальна потужність встановлених СЕС становить майже 350 МВт[4]. Зокрема, близько 5 тис. домогосподарств встановили сонячні панелі загальною потужністю майже 70 МВт у III кварталі 2019 року.

					НТУУ. 001.8101.001 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

1.1. Вибір типу фотоелектричних модулів

1.1.1. Умови та параметри для встановлення фотоелектричних модулів

Достатньо великий середньорічний потенціал сонячної енергії в Україні, дозволяє розраховувати на високу ефективність використання фотоелектричних панелей (ФЕП) для вироблення електроенергії. Проте, крім інтенсивності сонячного випромінювання на продуктивність ФЕП впливає низка факторів, пов'язаних з її розташуванням: орієнтація на сторони світу, кут нахилу та затінення.

Найбільшу кількість енергії від ФЕП можна отримати, коли її поверхня перпендикулярна сонячним променям рис.1.1. Проте кут нахилу Сонця змінюється на протязі доби та року. В Україні для орієнтованої на південь ФЕП оптимальний для усього року кут нахилу до горизонту знаходиться в діапазоні 32° – 34° . Але при використанні найбільш дешевого способу монтажу ФЕП: безпосередньо на даху будинку, забезпечення цього кута нахилу не завжди можливе.

При закріпленні ФЕП на даху будинку неоптимальним може бути не лише кут нахилу, але і азимут. Теоретично, навіть при північній орієнтації, вдень на поверхню ФЕП у вигляді розсіяного світла потрапляє до 50 % від загальної інсоляції. Кожна місцевість має свій рівень інсоляції (Додаток А).

					НТУУ. 001.8101.001 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

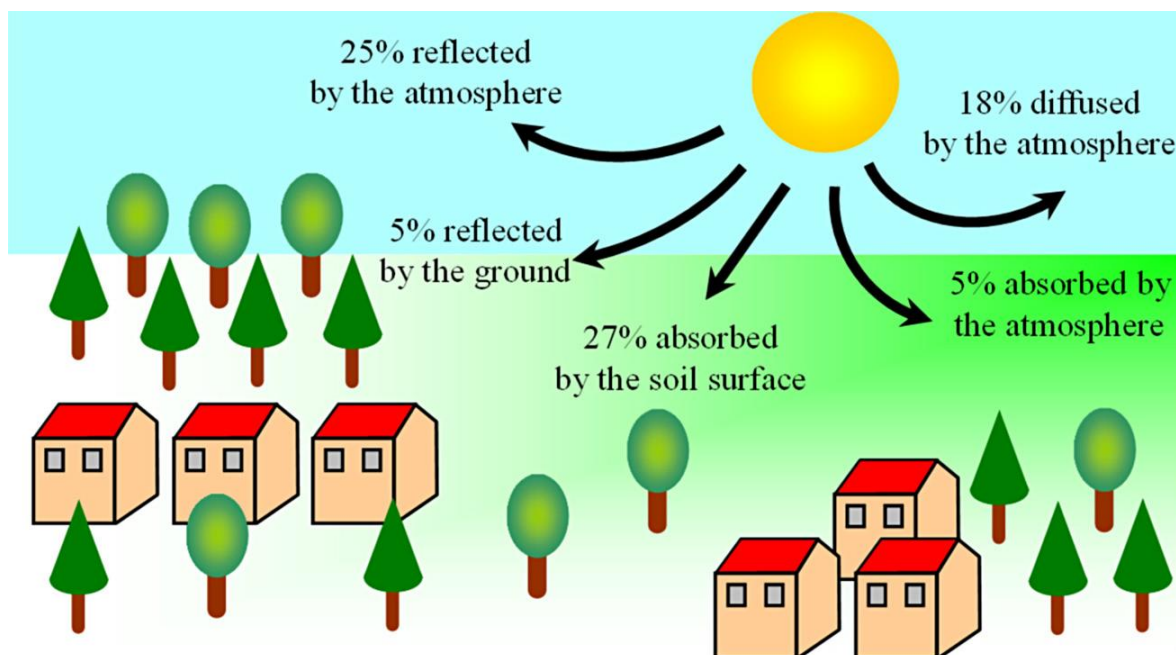


Рисунок 1.1-Потік сонячного випромінювання між атмосферою та землею

Затінення великої площі ФЕП призводить до різкого зниження її потужності на 60–70 %. Цю особливість необхідно враховувати при плануванні місця розташування ФЕП на даху.

Для збільшення вироблення енергії ФЕП використовуються одно- та двокоординатні системи стеження за Сонцем. Ефект від них тим більш виражений, чим північніше розташовано ФЕП. Для західної України цей показник знаходиться на рівні 20-30 %, а для центральної та східної України – 30-40 %[5].

Вартість сонячної енергії разом з вартістю акумуляторів стрімко знижується, що сприяє широкому застосуванню таких комплексів у промисловості та індивідуальними споживачами. За досягнення мережевого паритету вартість цієї електроенергії стане нижчою від енергії з традиційних невідновлювальних джерел. Для того, щоб обрати фотоелектричні модулі, потрібно сформулювати певні критерії, щодо розташування їх на покрівлі даного будинку.

1.2. Використання сонячної енергії

Сонячна енергія використовується з різними технологіями. Типи сонячної енергії у методі непрямого використання - параболічний жолобний колектор (ПЖК), лінійний колектор Френеля (ЛКФ), концентруючий параболічний колектор (КПК), сонячна вежа з потужним центральним приймачем. Тепло збирається у центрі для отримання високошвидкісного тепла. Ця теплова енергія нагріває масло, яке протікає в трубі. В свою чергу труба з нагрітим маслом розташовується в трубі з водою. Вода нагрівається від тепла розігрітого масла та перетворюється на пару. Потім пара потрапляє в парову турбіну. Під тиском пари турбіна починає обертатися та в наслідок чого виробляється електроенергія.

Також сонячні панелі використовуються для прямого перетворення сонячного тепла в електроенергію. Ця технологія базується на напівпровідниковій матеріальній основі. Сонячні промені можуть перетворюватися безпосередньо в електричну енергію через напівпровідникові діоди.

Сонячні елементи - це напівпровідникові матеріали, які можуть перетворювати сонячне світло безпосередньо в електричну енергію. Сонячні елементи, поверхні яких квадратні, прямокутні і круглі, як правило, складають близько 100 см², а їх товщина становить від 0,1 і 0,4 мм . Сонячні батареї працюють на основі фотоелектричного принципу. Коли світло падає на фотоелектричний модуль, на їх шинах виникає потенційна напруга.

Джерелом електричної енергії, що постачається променем, що надходить до його поверхні. Залежно від структури сонячного елемента, фотоелектричні панелі можуть виробляти електричну енергію з ефективністю від 5% до 30% .

На рис.1.2 показані монокристалічні кремнієві та полікристалічні кремнієві сонячні панелі, виготовлені з різних матеріалів.

Для збільшення вихідної потужності під'єднують сонячні панелі один до одного послідовно або паралельно. Ця структура називається модулем сонячних

					НТУУ. 001.8101.001 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

елементів. Таким чином, сонячні панелі виробляють потрібну кількість потужності, від декількох Вт до МВт. Фотоелектрична генерація зображена на рис 1.3.

Сонячні елементи можна виробляти з використанням багатьох різних матеріалів. Найбільш широко використовуються модульні технології – це тонка плівка та кристалічний силікон. A-Si, CdTe, Si (G) S, a-Si / c- μ Si.

Технологія кристалічного кремнію – це моно- та багатокристалічна технологія.

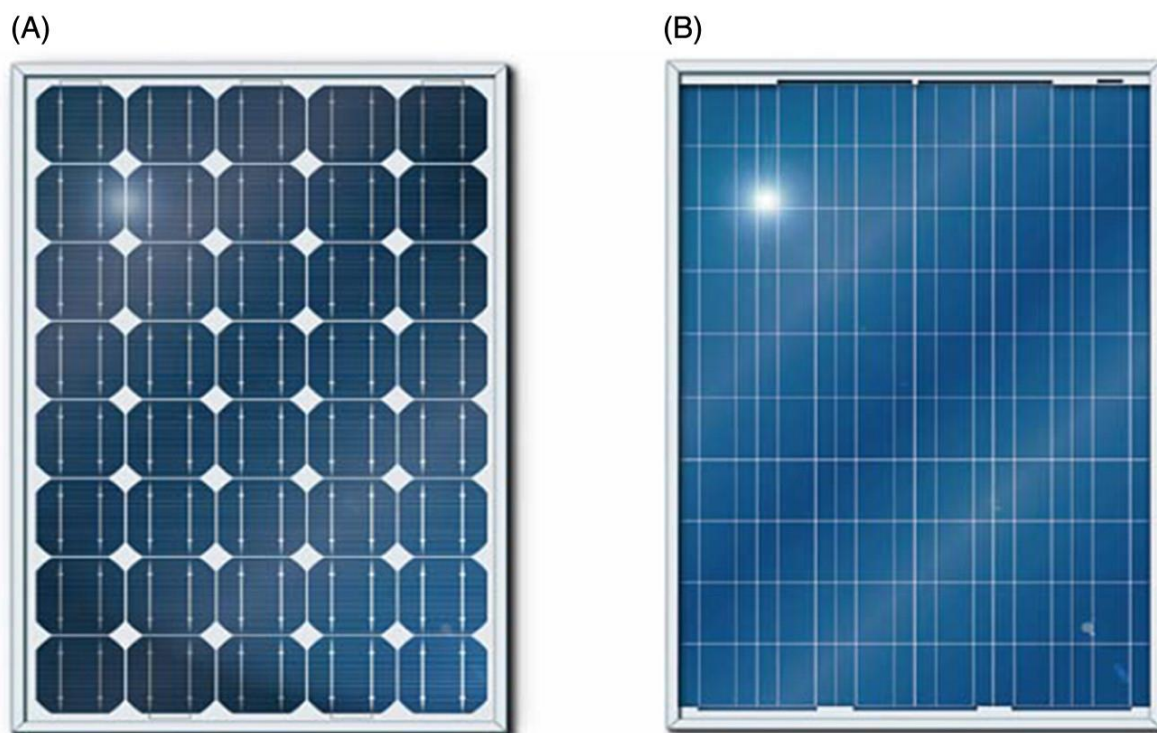


Рисунок 1.2. – Монокристалічні (А) та полікристалічні кремнієві (В) сонячні панелі

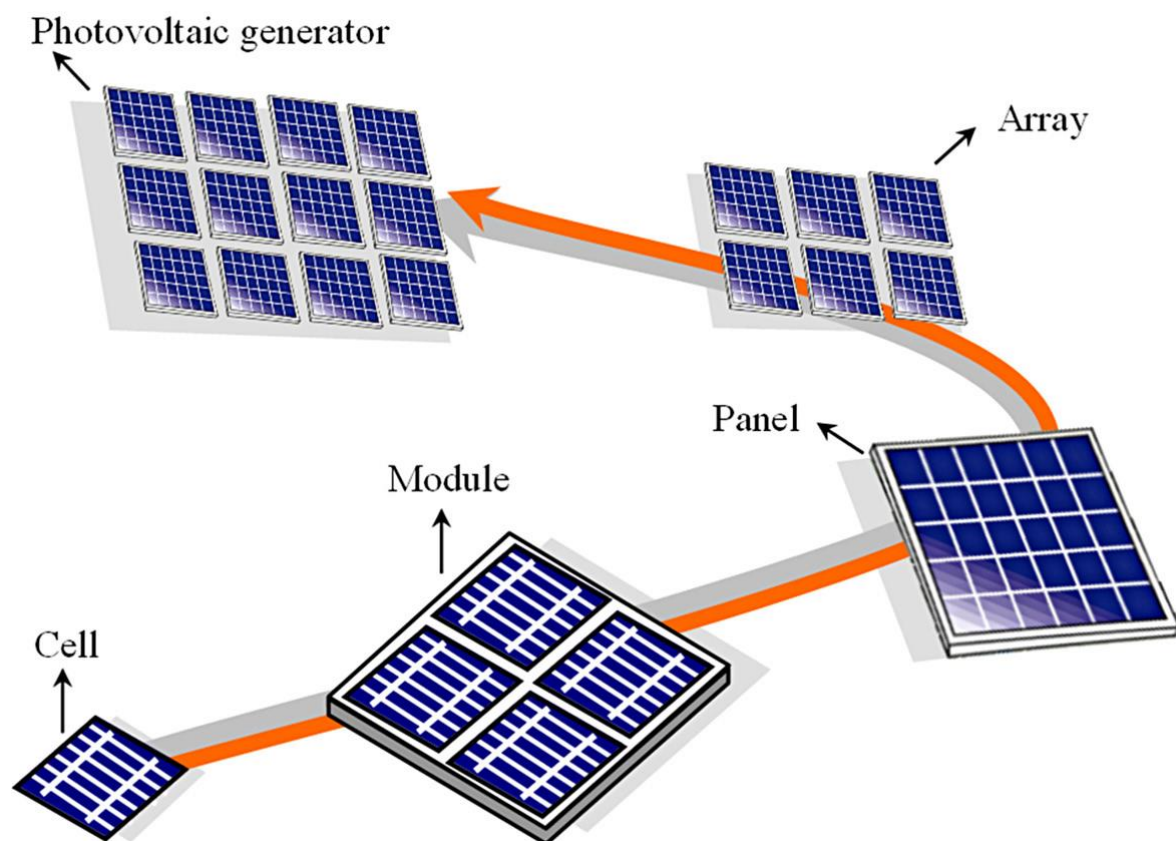


Рисунок 1.3- Фотоелектрична генерації .

Розмір фотоелектричної установки становить приблизно 12–15 м² за тонкоплівковою технологією. Фотоелектрична ефективність технологій наведена в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1- Фотоелектрична ефективність технологій

TABLE 1.1 Commercial PV technology efficiencies [7].							
PV technology	Thin film					Crystalline silicon	
	a-Si	CdTe	Ci(G)S	a-Si/ μ c-Si	Dyes	Mono	Multi
Cell efficiency	4 %–8 %	10 %–11 %	7 %–12 %	7 %–9 %	2 %–4 %	16 %–22 %	14 %–18 %
Module efficiency						13 %–19 %	11 %–15 %
Area required for kW	~15 m ²	~10 m ²	~10 m ²	~12 m ²		~7 m ²	~8 m ²

Принцип роботи фотоелектричної комірки базується на напівпровідниковому р-п переході. При поглинанні фотона в області, яка прилягає до р-п переходу, створюється пара носіїв заряду: електрон і дірка. Одна із цих часток є неосновним зарядом і з великою ймовірністю проникає крізь перехід. В результаті створені завдяки поглинанню енергії фотона заряди

розділяються в просторі й не можуть рекомбінувати. Як наслідок порушується рівновага густини зарядів. При під'єднанні елементу до зовнішнього навантаження у колі протікає струм[6].

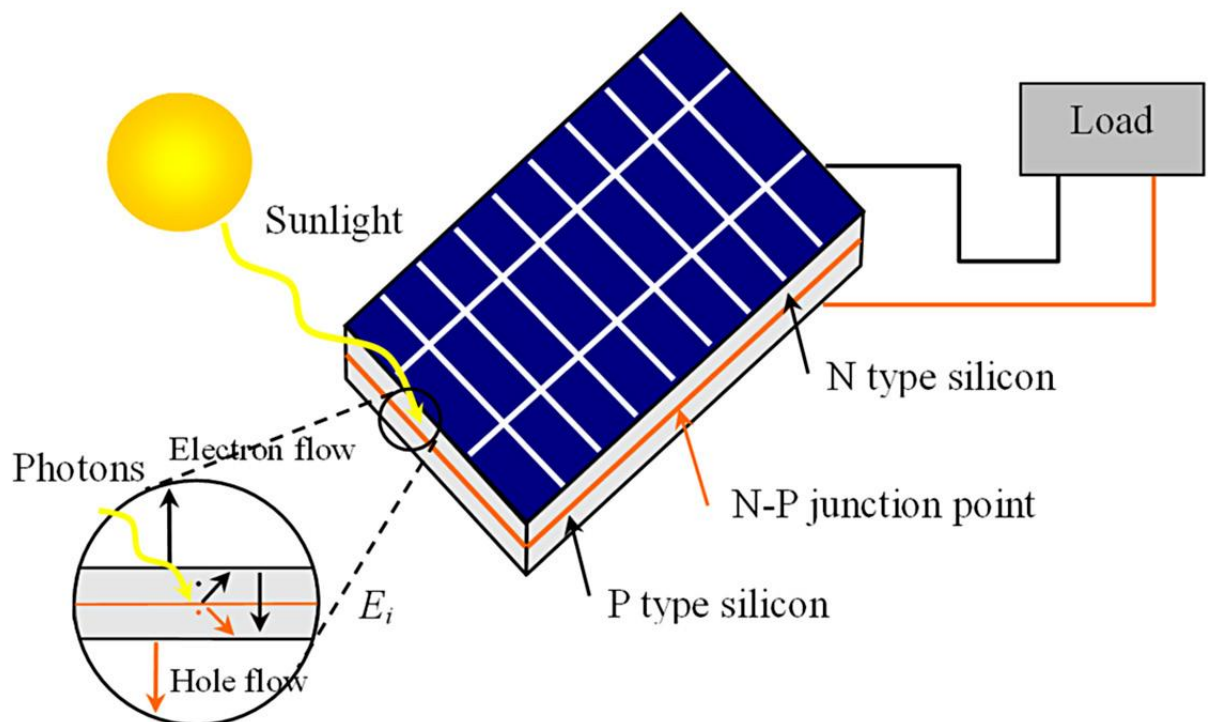


Рисунок 1.4- Процес генерації струму фотоелектричним модулем.

Таким чином негативно заряджені електрони виробляють фотони, збираються в області N, тоді як позитивно заряджені носії збираються в області P для отримання напруги. Процес генерації електроенергії сонячного елемента в принципі наведено рис.1.4.

Характеристики струму та напруги (ВАХ) (I-V) фотоелектричної панелі змінюється залежно від інтенсивність випромінювання ($\text{Вт} / \text{м}^2$). Приклад графіку ВАХ фотоелектричної панелі наведено рис.1.5. Точки максимальної потужності, які також можна взяти з фотоелектричної панелі змінюються залежно від випромінювання. У цьому випадку інтенсивність випромінювання безпосередньо впливає на струм короткого замикання, що виробляється фотоелектричною панеллю. Обрив ланцюга напруги змінюється з меншою швидкістю, ніж струм короткого замикання. Робота фотоелектричної панелі, що

працює при різній інтенсивності випромінювання, є великим значенням в конструкціях фотоелектричних систем.

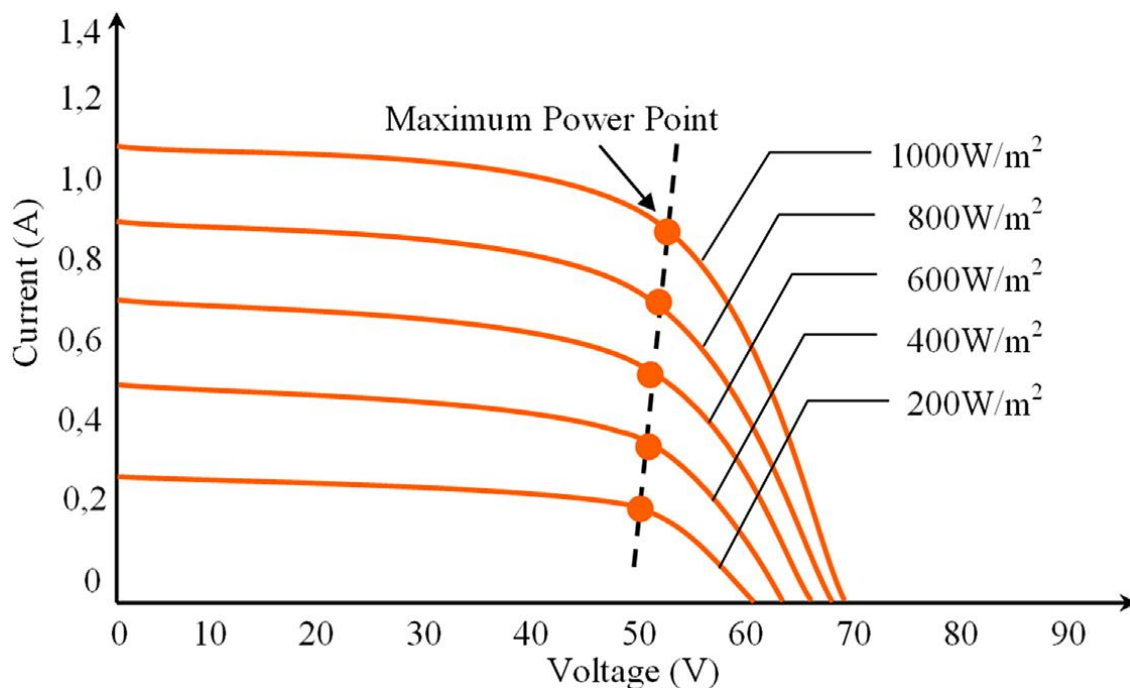


Рисунок 1.5 – Вольт-амперна характеристика зразкової фотоелектричної панелі при різних температурах

1.3 Приклад вибору та розташування сонячних панелей на похилому даху

1.3.1. Визначення кута нахилу покрівлі та коефіцієнту річної інсоляції.

Кількість енергії, що виробляється фотоелектричними модулями, залежить від коефіцієнту інсоляції, який визначається за орієнтацією модулів та кутом нахилу покрівлі, тому наступним кроком, визначимо кут нахилу покрівлі:

$$\begin{aligned} \operatorname{tg} \beta &= \operatorname{arctg} \frac{2B}{A} \\ \operatorname{arctg} \frac{2 * 3.5}{9} &= 0.661 \\ \beta &= 33.46^\circ \end{aligned} \quad (1.1)$$

Вибраний тип панелі занесемо в таблицю 1.2, а технічні характеристики в таблицю 1.4.

Таблиця 1.2 – Вибір панелі

Назва	Кількість елементів, шт	Потужність, кВт	Ціна, грн
Risen 330Вт Mono	28	330	3181

Поверхня одного схилу покрівлі є спрямованою на Південь і нахилена до поверхні Землі під кутом β . Визначимо з якої сторони покрівлі доцільніше буде розташувати фотоелектричні модулі.

Оскільки точка X орієнтована на Зх, то покрівля даху напрямлена на Пд. За площею даху та піковою потужністю виберемо кількість панелей та їхній розмір та занесемо в таблицю 1.3. Розрахуємо загальну площу панелей для того щоб всі панелі розмістилися на одній стороні даху.

Таблиця 1.3 – Технічні характеристики даху будинку

Пікова потужність (кВт)	8	8000
A(м)	9	4,5
B(м)	3,5	7
C(м)	0,5	6,2
D (Дожина дому (даху) (м))	16	
Кут нахилу даху	5,701	
Ширина покрівлі(м)	6,201	
Площа однієї сторони даху	99,21	
β (градуси)	33,46	
$\text{tg}\beta$	0,661	

Таблиця 1.4 – Технічні характеристики панелей

Марка панелі	RSM120-6-330M	
Потужність однієї панелі (Вт)	330	
Довжина панелі (м)	1,689	47,292
Ширина панелі (м)	0,996	27,888
Висота панелі (м)	0,035	
Кількість панелей	28	
КПД	19,6%	
вартість однієї панелі (грн)	3181	
Загальна вартість панелей (грн)	89068,00	

1.4. Розміщення та вибір фотоелектричних модулів на покрівлі будинку.

Обрані панелі мають однакові габарити: 1689 x 996 x 35 мм. Отже, розрахунки будуть однакові для всіх типів панелей.

Розташування сонячних панелей на даху зображено на рис.1.6.

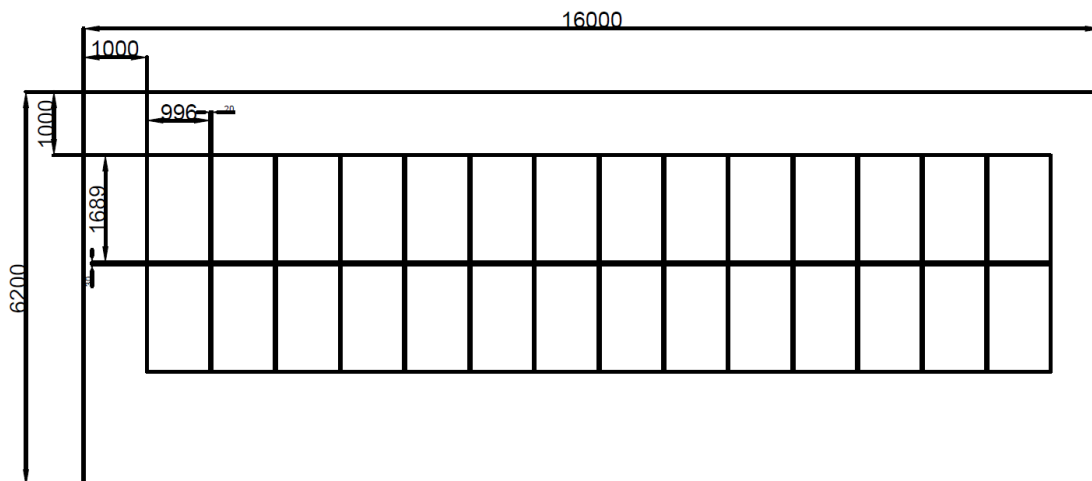


Рисунок 1.6 – Розміщення панелей на похилому даху

Максимальна кількість модулів, які можна розмістити на Пд. стороні даху– 28 штук .

Отже для виконання поставленого завдання і вибираючи оптимальне економічне рішення я вибираю наступні фотоелектричні модулі RSM120-6-330М та потім порівнюємо їх в кількості виробленої енергії та окупності

Наступним кроком визначимо, якою має бути потужність однієї панелі, щоб задовольнялася умова проектування (встановлена потужність 8 кВт).

$$\frac{8\text{кВт}}{28 \text{ шт}} = 285 \text{ Вт}$$

Висновки

В даному розділі було з'ясовано як та де використовується сонячна енергетика. Розглянуто принцип роботи фотоелектричного модуля, а також з'ясовано залежність кількості генерації енергії від потужності СЕС, кута нахилу панелей, площі затінення та тип конструкції панелі. Отже можемо зробити висновок, що розміри панелей потрібно вибирати згідно площі даху. Також встановлено, що їх вартість залежить від потужності, габаритів та моделі виробника. Сонячна енергетика застосовується також в гібридних системах генерації енергії, а отже таку систему можна застосовувати не лише для вироблення електричної енергії, а також для вироблення теплової енергії.

					НТУУ. 001.8101.001 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

2.1 Умови проектування

2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування

В даному проекті розглянута система електропостачання району. Даний район входить до складу міста.

Споживачі даного району приєднуються до мережі 380/220 В, мережа підключена до понижувальних трансформаторів 10/0,4 від якої мереже живить споживачів. Живлення споживачів відбувається по кільцевій схемі.

При виборі схеми та конструктивного виконання міста було враховано фактори які на них будуть впливати, надійність постачання, категорія надійності будинків, їхній режим роботи, спосіб приготування їжі та номінальні струми і напруги [7].

Живлення електроприймачів II категорії по одній ПЛ допускається, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше 1 доби.

На території району розташовано цех обробки корпусних деталей промислового підприємства. Також на території району розташовані інші громадські будівлі: перукарня, ресторан, дві аптеки.

2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів

Згідно з правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) виділяють три класи, що розрізняються ступенем надійності і захисту електроприймачів.

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, переривання електропостачання яких може спричинити: небезпеку для життя людей, значний матеріальний збиток споживачам електричної енергії (пошкодження дорогого основного обладнання, масовий брак продукції), розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства[8]. У складі електроприймачів I категорії виділяється особлива група електроприймачів, безперебійна робота яких є необхідною для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	20
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

загрозі життю людей, вибухам, пожежам і пошкодженням високовартісного основного обладнання, втраті важливої інформації. Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів. Електроприймачі III категорії – решта електроприймачів, що не підпадають під визначення I та II категорій[9]. Категорії надійності електропостачання визначають залежно від технології основного виробництва споживача електроенергії згідно з вимогами ДБН .Остаточно категорії надійності узгоджуються замовником проекту електропостачання споживача від зовнішніх джерел електроенергії.

2.1.3 Класифікація будівель району міста

За вибухопожежною і пожежною небезпекою приміщення й будівлі поділяються на категорії А, Б, В, Г та Д, які визначаються характеристикою речовин і матеріалів у приміщеннях.

Житлові та громадську будинки, які розташовані в районі відносяться до категорій: В, Г, Д. Згідно з ПУЕ усі приміщення поділяються на сухі, вологі, особливо сирі, жаркі, запилені, з хімічно активним середовищем, пожежо- й вибухонебезпечними речовинами[10].

В нашому випадку всі приміщення сухі та без підвищеної небезпеки.

2.1.4 Характеристика джерела живлення

Даний район міста отримує живлення від 3-х трифазних масляних понижуючих трансформаторів з первинною напругою 10 кВ та вторинною 0,4 кВ. До будівель приєднані за допомогою кабельних ліній. З РП 10 кВ з'єднані кабельними лініями. На РП постачання йде від трансформаторної підстанції. До складу джерел живлення району міста входить два силових трифазних 3-ох трансформатора 110/10 кВ оснащеними вимикачами на низькій на високій стороні. На стороні 10 кВ також встановлений пристрій АВР для забезпечення безперервної роботи споживачів.

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	21
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

2.1.5 Вибір напруги розподільчої мережі

Розподільча мережа призначена для передачі електроенергії на невеликі відстані від шин нижчої напруги районних підстанцій до промислових, міських, сільських споживачів. Розподільча мережа виконана за змішаною схемою живлення. Напруга мережі становить 10 кВ з подальшою трансформацією на напругу 380/220 В по характеру споживача розподільча мережа міського призначення.

2.1.6 Формування пропозиції щодо лінійної складової приєднання до електричних мереж ОСР

Приєднання новозбудованих, реконструйованих чи технічно переоснащених електроустановок замовників до електричних мереж регулюється Кодексом системи розподілу, затвердженим Постановою НКРЕКП [11].

Район міста знаходиться в м.Черкаси, тому приєднання буде здійснене ПАТ «Черкасиобленерго». Живлення отримується від РП 10 кВ через кабельну лінію довжиною 1,7 км, марка проводу АПвП 3х70. РП 10 кВ має дві секції збірних шин, що задовольняє нашим умовам надійності.

2.2 Розрахунок електричних навантажень

2.2.1 Загальна інформація щодо методики проведення розрахунку

Розрахунки будемо проводити для житлових будинків, аптеки, лікарні та ресторану, а також для промислового цеху.

Визначення розрахункових навантажень громадських об'єктів виконуємо згідно:

$$P_{ж/б} = P_{кв} + 0,9P_{л} \quad (2.1)$$

$$Q_{ж/б} = P_{кв}tg\varphi_{кв} + 0,9P_{сил}tg\varphi_{сил} \quad (2.2)$$

де $P_{кв}$ – розрахункове навантаження квартир:

$$P_{кв} = P_{пит}N_{кв} \quad (2.3)$$

де $P_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження житла [13];

$N_{кв}$ – кількість квартир;

$P_{\text{сил}}$ – розрахункове навантаження силових ЕП:

$$P_{\text{сил}} = K_{\text{сил}} \sum P_{\text{л}} \quad (2.4)$$

де $K_{\text{сил}}$ – коефіцієнт попиту для ліфтових установок ;

$P_{\text{л}}$ – потужність ліфтової установки;

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначення розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель знаходимо згідно [12]:

$$P_{\text{р}} = P_{\text{пит}} N \quad (2.5)$$

$$Q_{\text{р}} = P_{\text{пит}} N t g \varphi_{\text{пит}} \quad (2.6)$$

При визначенні сумарного розрахункового навантаження приймають до уваги сполучення максимумів навантаження, враховуючи не тільки величину розрахункового навантаження кожного окремого споживача, а також її характер за допомогою коефіцієнтів суміщення максимумів [13].

Таким чином сумарне активне навантаження споживачів ТП визначається за формулою:

$$P_{\text{ТП}} = P \sum_{i=1}^n P_i \quad (2.7)$$

$$Q_{\text{ТП}} = Q \sum_{i=1}^n Q_i \quad (2.8)$$

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{P_{\text{ТП}}^2 + Q_{\text{ТП}}^2} \quad (2.9)$$

де $P_{\text{мах}}$ - найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, котрі живляться від точки мережі, яка розглядається;

P_i - розрахункове навантаження решти будівель, $i = 1, \dots, n$;

$K_{\text{сумі}}$ – коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою

долею навантаження i -ого житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні, обертається згідно [14].

2.2.2 Вихідні для проведення розрахунку

Таблиця 2.1- навантаження в електропостачальних системах міст

№	тип об'єкту	кількість	умовне позначення
1	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція, 48 помешкань	2	Б
2	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секції, 36 помешкань	1	Е
3	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань	1	Ж
4	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 3 секції, 108 помешкань	3	З
5	Перукарня на 20 робочих місць	1	М
6	Ресторан на 200 місць	1	Р
7	Аптека з площею залу 100 м2	2	Л

2.2.3 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів на 0,4 кВ

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначимо розрахункове навантаження ТП в нормальному режимі :

ТП1 (ЗЗ):

$$P_{\text{ТП1}} = 108 \cdot 3 \cdot 0,93 = 301,32 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ТП1}} = 301,32 \cdot 0,29 = 87,38 \text{ квар}$$

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{301,32^2 + 87,38^2} = 313,73 \text{ кВА}$$

ТП2 (2Л,М,Ж):

$$P_{\text{ТП2}} = 282,96 + 29 \cdot 0,6 + 24 \cdot 0,6 = 317,66 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ТП2}} = 82,06 + 7,25 \cdot 0,7 + 9,60 \cdot 0,6 = 92,89 \text{ квар}$$

$$S_{ТП1} = \sqrt{317,66^2 + 92,89^2} = 330,96 \text{ кВА}$$

ТПЗ (2Б,Р,Е):

$$P_{ТП3} = 211,2 + 206 * 0,7 + 47,16 * 0,9 = 397,84 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТП3} = 42,24 + 41,20 * 0,7 + 13,68 * 0,9 = 83,39 \text{ квар}$$

$$S_{ТП1} = \sqrt{397,84^2 + 83,39^2} = 406,49 \text{ кВА}$$

Визначення розрахункових навантажень в нормальному режимі для ТП1, ТП2 та ТП3 та розрахункові навантаження громадських будівель зведемо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 - Розрахункове навантаження ТП

1	Об'єкт	Кількість	Рпит	cosφ	tgφ	Ni	Рж/б	Qж/б	Ркв	Рсил(ліфт)	На одну будівлю Рр	Рр	на одну будівлю Qр	Qр	Sp
2	Ліфт 3	3	0,8	0,65	1,17	9				46,8					
3	З	3	0,93	0,96	0,29	324	309,42	88,23	301,32		167,4	301,32	48,55	87,38	313,73
4	ТП1										0	301,32		87,38	313,73
5	Л	2	0,12	0,93	0,4	200					12	24	4,80	9,60	25,85
6	М	1	1,45	0,97	0,25	20					29	29	7,75	7,25	29,89
7	Ліфт Ж	4	0,65	0,65	1,17	26	34,9	20,10	16,90	104					
8	Ж	1	1,31	0,96	0,29	216	306,36	82,74	282,96		282,96	282,96	82,06	82,06	294,62
9	ТП2										0	317,66		92,89	330,96
10	Ліфт Б	8	0,9	0,65	1,17	52	46,8	54,76	46,80	52					
11	Б	2	2,2	0,98	0,2	96	258	43,19	211,20		105,6	211,2	21,12	42,24	215,38
12	Р	1	1,03	0,98	0,2	200					206	206	41,20	41,20	210,08
13	Ліфт Е	2	0,8	0,65	1,17	13	190,4	12,35	10,40	13					
14	Е	1	1,31	0,96	0,29	36	58,86	14,52	47,16		47,16	47,16	13,68	13,68	49,10
15	ТПЗ											397,844		83,39	406,49

Після аварійний режим (ТП1):

Після виходу ТП1 з ладу до ТП2 підключають будинки (2Л,23,М,Ж), що були підключені до ТП1 (33), та до ТП3 підключають будинки (2Б,Р,Е,3).

$$P_{ТП2} = 2 * 167 + 21 * 0,7 + 29 * 0,6 = 372,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТП2} = 2 * 48,5 + 7,25 * 0,7 + 9,60 * 0,6 = 107,93 \text{ квар}$$

$$S_{ТП2} = \sqrt{375,5^2 + 107,93^2} = 387,82 \text{ кВА}$$

$$P_{ТП3} = 167,4 + 0,9 * 211,2 + 0,6 * 206 = 481,08 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТП3} = 48,55 + 0,9 * 42,24 + 0,6 * 206 = 210,16 \text{ квар}$$

$$S_{ТП3} = \sqrt{481,08^2 + 210,16^2} = 524,98 \text{ кВА}$$

Після виходу ТП3 з ладу до ТП2 підключають будинки 2Б,2Л.М.Ж та до ТП1 підключаються будинки 33,Р,Е.

$$P_{ТП2} = 282,96 + 0,6 * 29 + 0,9 * 211,2 = 507,74 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ТП2}}=82,06+0,6*9,6+0,9*42,24=130,91 \text{ квар}$$

$$S_{\text{ТП2}} = \sqrt{507,74^2 + 130,91^2} = 524,34 \text{ кВА}$$

$$P_{\text{ТП1}}=301,32+0,7*206+0,7*47,16=478,53 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ТП1}}=87,38+0,6*13,68 +0,7*41,2=124,43 \text{ квар}$$

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{478,53^2 + 124,43^2} = 494,44 \text{ кВА}$$

Після виходу ТП2 з ладу до ТП1 підключають будинки 33,М,Ж, а до ТП3 підключають будинки 2Б,2Л,Р,Е.

$$P_{\text{ТП1}}=301,32+0,7*29=321,62 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ТП1}}=87,38+0,6*7,25=91,73 \text{ квар}$$

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{321,62^2 + 91,73^2} = 334,45 \text{ кВА}$$

$$P_{\text{ТП3}}=211,2+0,7*24+0,7*206+0,9*47,16=414,64 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ТП3}}=42,24+0,7*9,6+0,7*41,2+0,9*13,68=90,11 \text{ квар}$$

$$S_{\text{ТП3}} = \sqrt{414,64^2 + 90,11^2} = 424,32 \text{ кВА}$$

Розрахункові навантаження ТП1, ТП2 та ТП3 для після аварійного режиму зведемо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3- Розрахункове навантаження ТП

Вихід з ладу:	Підключаються	Будівлі	P, кВт	Q, кВт	S, кВт
ТП1	ТП2	2Л,23,М,Ж	372,50	107,93	387,82
	ТП3	2Б,Р,Е,3	481,08	210,16	524,98
ТП2	ТП1	33,М,Ж	321,62	91,73	334,45
	ТП3	2Б,2Л,Р,Е	414,64	90,11	424,32
ТП3	ТП1	33,Р,Е	478,53	124,43	494,44
	ТП2	2Б,2Л,М,Ж	507,74	130,91	524,34

2.2.4 Розрахунок електричного навантаження зовнішнього освітлення

Електричне навантаження зовнішнього освітлення приймаємо за 5% від навантаження ТП. Проводити детальний розрахунок зовнішнього освітлення недоречно, тому що в розрахованому мікрорайоні занадто мало прибудинкових територій, які повинні освітлюватися.

2.3 Вибір трансформаторів

2.3.1 Вибір схеми трансформаторної підстанції

Для живлення споживачів електричної енергії комунально-побутових об'єктів використовуємо рівень напруги 220 В відповідно до паспортних даних споживачів [15].

В електропостачанні району міста та комунально – побутових об'єктів задіяні споживачі II та III категорії за надійністю було прийнято рішення щодо встановлення двотрансформаторної підстанції відповідно до схеми, яка зображена на рис. 2.1.

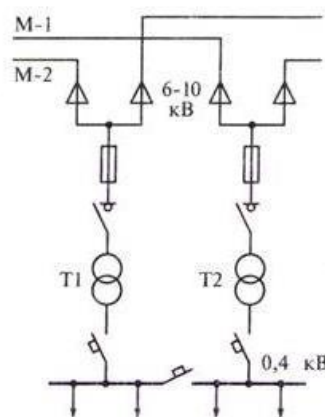


Рисунок 2.1 – Принципова схема двотрансформаторної підстанції.

Трансформаторні підстанції (ТП) внутрішньої установки можуть бути з одним або двома трансформаторами потужністю до 40 МВА на 6-10 кВ живильної мережі і 0,38-10 кВ мережі розподілу енергії. Конструктивно ТП включає РП вищої напруги (ВН), трансформатори і РП нижчої напруги (НН)

Підстанція складається з трьох вузлів:

- шафи ВН
- масляного або сухого трансформатора
- РУНН.

Шафи введення ВН призначені для глухого приєднання трансформатора до лінії, через вимикач навантаження або роз'єднувач із запобіжником.

2.3.2 Вибір трансформаторів на напрузі до 1000 В

Визначимо номінальні потужності розподільчих трансформаторів.

Для ТП1 приймаємо трансформатор ТМ 630/10/0,4 з наступними паспортними даними:

$$S_{ТП}=630 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{xx}=1050 \text{ Вт};$$

$$\Delta P_{кз}=7600 \text{ Вт};$$

$$I_{xx}=1,8 \text{ \%};$$

$$U_{кз}=5,5 \text{ \%}.$$

Перевірка трансформатора в післяаварійному режимі:

$$S_{ТП1п/а} = 495.44 < 1,4 \cdot 630 = 882 \text{ кВА}$$

Для ТП3та ТП2 приймаємо трансформатор ТМ-630/10/0,4 з наступними паспортними даними:

$$S_{ТП}=630 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{xx}=1050 \text{ Вт};$$

$$\Delta P_{кз}=7600 \text{ Вт};$$

$$I_{xx}=1,8 \text{ \%};$$

$$U_{кз}=5,5 \text{ \%}.$$

Перевірка трансформатора в післяаварійному режимі:

$$S_{ТП2п/а} = 524,34 < 1,4 \cdot 630 = 882 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП3п/а} = 524,98 < 1,4 \cdot 630 = 882 \text{ кВА}$$

Аналогічні розрахунки для ТП2 і ТП3 зводимо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Розподіл навантаження на ТП1-ТП3

№ТП	P, кВт	Q, квар	S, кВ·А	S _{нт} , кВА	P _{п/а} , кВА	Q _{п/а} ,	S _{п/а} ,	1,4 S _{нт} , кВА
1	301,32	87,38	313,73	630	478,53	124,43	494,44	882
2	317,66	92,89	330,96	630	507,74	130,91	524,34	882
3	397,84	83,39	406,49	630	481,08	210,16	524,98	882

При розрахунках необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторах ТП.

Вибір трансформатора ТП4:

$$P_{ТП4} = 920 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТП4} = 250 \text{ квар}$$

$$S_{ТП4} = \sqrt{920^2 + 250^2} = 953,362 \text{ кВт}$$

Приймаємо трансформатор ТМГ-1250/10 [13] з наступними паспортними даними:

$$S_{HT} = 1000 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{xx} = 1850 \text{ Вт}$$

$$\Delta P_{кз} = 13500 \text{ Вт}$$

$$I_{xx} = 10 \%$$

$$U_{кз} = 5,5 \%$$

Перевірка трансформатора в нормальному режимі:

$$S_{ТП4} = 953,362 \text{ кВА} < 0,9 * 1250 = 1125 \text{ кВА}$$

Аналогічні розрахунки здійснимо для інших ТП та оберемо трансформатори. Результати занесемо до таблиці 2.5.

Розрахуємо втрати потужності в трансформаторах всіх ТП в нормальному режимі.

$$\Delta P_{трТП1} = \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{пл}}{S_{HT1}} \right)^2 + \Delta P_{xx} \quad (2.10)$$

$$\Delta P_{трТП1} = 6,7 \cdot \left(\frac{313,73}{630} \right)^2 + 1,05 = 2,93 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{трТП1} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{пл}^2}{S_{HT1}} + \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{HT1} \quad (2.11)$$

$$\Delta Q_{трТП1} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{313,73^2}{630} + \frac{1,8}{100} \cdot 630 = 19,93 \text{ квар}$$

$$\Delta S_{трТП1} = \sqrt{\Delta P_{трТП1}^2 + \Delta Q_{трТП1}^2} \quad (2.12)$$

$$\Delta S_{трТП1} = \sqrt{2,93^2 + 19,3^2} = 20,15 \text{ кВА}$$

Аналогічні розрахунки для всіх ТП приведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахунок втрат в трансформаторах ТП

	P, кВт	Q, квар	S, кВА	S _{нт} , кВА	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔS, кВА	P _{тп} , кВт	Q _{тп} , квар	S _{тп} , кВА
РП1	1100	1200	1627,88							
РП2	200	250	320,156							
ТП1	301,32	87,38	313,73	630	2,93471	19,9328	20,1477	478,53	124,43	494,44
ТП2	317,66	92,89	330,96	630	3,14741	20,9025	21,1382	507,74	130,91	524,34
ТП3	397,84	83,39	406,49	630	4,21397	25,7652	26,1075	481,08	210,16	524,98
ТП4	920	250	953,362	1250	12,1963	48,5128	852,262	383,88	80,48	1125
ТПцех	233,62	284,95	368,47	400	6,01646	29,2634	346,723	147,45	164,07	560

2.4 Розрахунок живлячих і розподільних мереж

2.4.1 Вибір схеми розподільної мережі

Розподільна мережа 10 кВ повинна використовуватися для спільного живлення міських споживачів комунально – побутового та промислового характеру.

Принцип побудови міських мереж вибирається стосовно до основної маси електроприймачів для забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання.

За ступенем надійності електропостачання електричної енергії району міста [16] споживачі відносяться до II та III категорії .

Двопроменева схема з двостороннім незалежним живленням, була вибрана в якості схеми розподільної мережі. Насамперед ця схема задовольняє потреби першої категорії електроприймачів. Вона була вибрана з розрахунком на майбутнє приєднання споживачів першої категорії до району міста.

2.4.2 Обґрунтування встановлення розподільних пунктів високої напруги

Передбачено спорудження РП 10 кВ на відстані 1,7 км від підстанції. З метою зменшення протяжності розподільних мереж 10 кВ, тим самим зменшення втрат електроенергії при її передачі. Від РП 10 кВ окрім заданого мікрорайону, також будуть жити інші комунально-побутові споживачі та цех промислового підприємства.

2.4.3 Розрахунок перерізу розподільних мереж 10 кВ

Знайдемо навантаження розподільної мережі Л1 в нормальному режимі.

Оскільки лінія Л2 живить теж саме обладнання, що й лінія Л1, то вони будуть однаковими.

$$P_{Л1} = K_{см} \cdot (P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3} + P_{ТП4}) \quad (2.13)$$

$$P_{Л1} = 0,85 \cdot (478.53 + 507.74 + 481.08 + 383.88) = 1573.546 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л1} = K_{см} \cdot (Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4}) \quad (2.14)$$

$$Q_{Л1} = 0,85 \cdot (124.3 + 130.91 + 210.16 + 80.46) = 464.083 \text{ квар}$$

$$S_{Л1} = \sqrt{P_{Л1}^2 + Q_{Л1}^2} \quad (2.15)$$

$$S_{Л1} = \sqrt{1573.546^2 + 464.083^2} = 1640.554 \text{ кВА}$$

$$I_{Л1} = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (2.16)$$

$$I_{Л1} = \frac{1640.554}{\sqrt{3} \cdot 10} = 94.717 \text{ А}$$

Приймаємо кабель АПВП 3×35 з $I_{доп} = 119 \text{ А}$ та $r_0 = 0,868 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,095 \text{ Ом/км}$.

$$I_{Л1} = 94.717 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 119 \text{ А} \quad (2.17)$$

Розрахуємо після аварійне навантаження на лінії Л1:

$$P_{Л1п/а} = K_{см} \cdot (P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3} + P_{ТП4}) \quad (2.18)$$

$$P_{п/а} = 0,8 \cdot (478.53 + 507.74 + 481.08 + 383.88) = 1480,984 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л1п/а} = K_{см} \cdot (Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4}) \quad (2.19)$$

$$Q_{Л1п/а} = 0,8 \cdot (124.3 + 130.91 + 210.16 + 80.46) = 436,784 \text{ квар}$$

$$S_{Л1п/а} = \sqrt{P_{Л1п/а}^2 + Q_{Л1п/а}^2} \quad (2.20)$$

$$S_{Л1п/а} = \sqrt{1480,984^2 + 436,784^2} = 1544,051 \text{ кВА}$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{S_{Л1п/а}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (2.21)$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{1544,051}{\sqrt{3} \cdot 10} = 89,145 \text{ А}$$

Приймаємо кабель АПВП 3×35 з $I_{доп} = 119 \text{ А}$ та $r_0 = 0,868 \text{ Ом/км}$,

$x_0=0,095 \text{ Ом/км.}$

$$I_{\text{ЛП/а}} = 89,145 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 119 = 154,7 \text{ А.}$$

Знайдемо навантаження живлячої лінії ЛЗ в нормальному режимі:

$$P_{\text{ЛЗ}} = P_{\text{РП2}} + P_{\text{Л2}} + P_{\text{цех}} \quad (2.22)$$

$$P_{\text{ЛЗ}} = 200 + 1480,984 + 233,62 = 1920,442 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ЛЗ}} = Q_{\text{РП2}} + Q_{\text{Л2}} + Q_{\text{цех}} \quad (2.23)$$

$$Q_{\text{ЛЗ}} = 250 + 436,784 + 284,95 = 914,604 \text{ квар}$$

$$S_{\text{ЛЗ}} = \sqrt{P_{\text{ЛЗ}}^2 + Q_{\text{ЛЗ}}^2} \quad (2.24)$$

$$S_{\text{ЛЗ}} = \sqrt{1914,604^2 + 971,743^2} = 2147,085 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{ЛЗ}} = \frac{S_{\text{ЛЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (2.25)$$

$$I_{\text{ЛЗ}} = \frac{2147,085}{\sqrt{3} \cdot 10} = 123,962 \text{ А}$$

Приймаємо кабель АПвП 3×50 з $I_{\text{доп}} = 156 \text{ А}$ та $r_0=0,125 \text{ Ом/км}$,
 $x_0=0,075 \text{ Ом/км.}$

$$I_{\text{ЛЗ}} = 123,962 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} = 156 \text{ А}$$

Знайдемо навантаження розподільної мережі ЛЗ та Л4 в після аварійному режимі. Аналогічно проводячи розрахунки.

Результати розрахунку струмів діленьців наведені в таблиці 2.6.

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		32

Таблиця 2.6 - Розрахунок струмів дільниць

	I_p , А	$I_{п/а}$, А	Марка кабелю	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$I_{доп}$, А	$K_2 \cdot K_{пер} \cdot I_{доп}$, А
Л1	94,71745	89,14583	АпвП 3×35	0,868	0,095	119	154,7
Л2	94,71745	89,14583	АпвП 3×35	0,868	0,095	119	154,7
Л3	123,962	122,075	АпвП 3×50	0,868	0,095	156	202,8
Л4	202,075	179,825	АпвП 3×70	0,325	0,089	192	249,6

2.4.4 Розрахунок живлячих і розподільних мереж 0,4 кВ

Мінімально допустимі перерізи мережі напругою до 1000 В, в загальному випадку, повинні задовольняти наступним вимогам [17]:

1. Втрати напруги в нормальному режимі не повинна перевищувати допустимої величини: $\Delta U \leq \Delta U_{доп}$.
2. Втрати напруги в післяаварійному режимі не повинна більш ніж на 5% перевищувати допустиму величину: $\Delta U_{п/а} \leq \Delta U_{доп} + 5\%$;
3. Струмове навантаження в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з урахуванням умов прокладки кабельної лінії:

$$I_p \leq I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (2.26)$$

де $I_{доп}$ – допустиме тривале струмове навантаження, яке визначається за довідковими даними з урахуванням марки кабелю (дроту) і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і так далі);

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії;

K_2 – корегуючий (уточнюючий) коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів.

Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинно перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{\text{пер}} \quad (2.27)$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ.

Визначимо переріз КЛ напругою до 1000 В на прикладі ланки ТП1.

З початку розрахунок здійснимо для нормального режиму для житлового будинку з газовими плитами (З(1)):

$$I_p = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (2.28)$$

де S_n - номінальна потужність будинку, кВА.

$$I_{p.л.} = \frac{174,297}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 264,817 \text{ А}$$

Переріз КЛ визначимо за формулою:

$$F = \frac{\rho \cdot 100}{\Delta U_{\text{доп}} \cdot U_n^2} \cdot \sum_{i=1}^n P_i l_i \quad (2.29)$$

де ρ – питомий опір кабелю, Ом/км;

$\Delta U_{\text{доп}}$ – допустиме значення втрати напруги, В;

P_i - навантаження на i -й ділянці, Вт;

l_i – довжина i -ї ділянки лінії, км.

$$F_k = \frac{28 \cdot 100}{5 \cdot 380^2} \cdot (167 \cdot 0,14) = 0,150 \text{ мм}^2$$

За допустимим струмом обираємо кабель АВВГ 4х185 мм².

$$I_p = 264 \leq I_{\text{доп}} = 290 \text{ А}$$

Перевіряємо втрату напруги в нормальному режимі:

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0)}{10 \cdot U_n^2} \cdot l \quad (2.30)$$

де r_0 , x_0 – питомі погонні активний і реактивний опори однієї фази кабелю, Ом/км,

$$\Delta U = \frac{(167,4 \cdot 0,17 + 48,546 \cdot 0,0596)}{10 \cdot 0,38^2} \cdot 0,14 = 3,04\%$$

$$\Delta U = 3,04 \leq 5 \%$$

Отже, вибраний кабель підходить.

Розрахунки для інших будівель в нормальному режимі зводимо до таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Вибір перерізу ліній низької напруги в нормальному режимі

Об'єкт	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	Ip, А	L, км	Кабель	Ідоп, А	r0, Ом/к м	x0, Ом/км	ΔU≤5%
ТП1-3(1)	167,4	48,546	174,297	264,817	0,14	АВВГ- 4х185	290	0,17	0,0596	3,04
ТП1-3(2)	167,74	48,546	174,624	265,313	0,05	АВВГ- 4х185	290	0,17	0,0596	1,09
ТП1-3(3)	167,74	48,546	174,624	265,313	0,06	АВВГ- 4х185	290	0,17	0,0596	1,31
ТП2-Л(1)	12	4,800	12,924	19,637	0,05	АВВГ- 4х2,5	26	12,6	0,116	5,25
ТП2-Л(2)	12	4,800	12,924	19,637	0,06	АВВГ- 4х2,5	26	12,6	0,116	4,20
М	29	7,250	29,893	45,417	0,05	АВВГ- 4х10	54	3,16	0,073	3,19
Ж	282,93	82,060	294,590	447,583	0,06	АВВГ- 3х240+ 1х120	472	0,132	0,0587	1,75
ТП3-Б(1)	105,6	21,120	107,691	163,620	0,04	АВВГ- 4х70	165	0,46	0,0612	1,38
ТП3-Б(2)	105,6	21,120	107,691	163,620	0,07	АВВГ- 4х70	165	0,46	0,0612	2,42
Р	206	41,200	210,080	319,183	0,1	АВВГ- 3х150+ 1х70	358	0,21	0,596	4,70
Е	47,16	13,680	49,104	74,606	0,2	АВВГ- 4х25	94	1,28	0,0662	4,24

2.4.5 Перевірка електричних мереж на відповідність вимогам до показників якості електричної енергії

Якість електричної енергії - це сукупність властивостей електричної енергії відповідно до встановлених стандартів, які визначають ступінь її придатності для використання за призначення.

Відповідно до положень Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП, параметри якості електроенергії в точках приєднання споживачів в нормальних умовах експлуатації мають відповідати параметрам, визначеним у ДСТУ.

Основними показниками якості електричної енергії є:

- відхилення напруги;
- несиметрія напруги;
- коливання напруги;
- несинусоїдальність напруги.

Враховуючи, що розрахунок мереж низької напруги виконується з позиції від дотримання допустимої втрати напруги вважаємо, що з точки зору рівня напруги якість електричної енергії буде забезпечена.

При розподілу споживачів було передбачено рівномірний розподіл однофазних споживачів по окремих фазах, що не повинно викликати несиметрію напруги.

В системі електропостачання міста відсутні споживачі з різкозмінним характером навантаження тому проблема коливань напруги також вирішена.

Відсутні споживачі з нелінійною вольт-амперною характеристикою (ВАХ) дають можливість стверджувати, що з точки зору несинусоїдальності вимоги до якості електроенергії будуть виконані.

2.5 Вибір комутаційної апаратури живлячої мережі

2.5.1 Вибір апаратури живлячої мережі

Вимикачі обираємо по номінальній напрузі та струму, який протікає у нормальному режимі роботи мережі[18]. Перевірка здійснюється за двома умовами: термічної та електродинамічної стійкості.

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	36
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

До РП приєднані два ТМНТ – 40000/110. Кожен з трансформаторів живить повітряна лінія.

Зі сторони високої напруги (ВН) кожного трансформатора, знаходяться два силових вимикачі типу ВЭКТ – 110 – 40/2000 У1.

Зі сторони низької напруги (НН) трансформаторів, також знаходиться силовий вимикач типу ВБ4 – П – 10/1250[19].

Порівняння розрахункових і каталожних даних обраних вимикачів наведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Вибір вимикачів.

Напруга	Вимикач	Параметри	Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
110 кВ	ВЭКТ-110-40/2000У1	Максимальний тривалий струм	$I_p \leq I_{ном}$	0,094 кА	2 кА
35 кВ	ВБ4-П-35 У1	Максимальний тривалий струм	$I_p \leq I_{ном}$	0,094 кА	1,6 кА
10 кВ	ВР2-10/1600-31,5У1	Максимальний тривалий струм	$I_p \leq I_{ном}$	0,124 кА	1 кА

2.5.2 Вибір вимикачів навантаження

Для комутації навантаження і захисту від струмів к.з. на первинній стороні трансформаторів встановлюють комплектні вимикачі навантаження з запобіжниками. До складу розподільчої мережі входить РП 10 кВ, яка розділяється на 2 секції. Секції з'єднані між собою за допомогою АВР

Вибір вимикача навантаження на одній з ліній, що живить ТП із трансформаторами 1600 кВА показано в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Вибір вимикачів навантаження

Вимикач навантаження	Параметри	Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
ВНП-16	Номинальна напруга	$U_{ном.у} \leq U_{ном.а}$	10 кА	10 кА
Максимальний тривалий струм		$I_p \leq I_{ном}$	0,09 кА	0,4 кА

2.5.3 Вибір роз'єднувачів і запобіжників

Вибір роз'єднувачів значно простіший, ніж вибір вимикачів, тому що роз'єднувачі не пристосовані для відключення ні нормальних, ні, тим паче, аварійних струмів.

В зв'язку з цим для їх вибору обмежуються визначенням таких необхідних робочих параметрів: номінальної напруги $U_{ном}$ і тривалого номінального струму $I_{ном}$, а також перевіркою на термічну та динамічну стійкість при наскрізних струмах $KЗ$.

Особливу увагу під час вибору роз'єднувачів слід звертати на їх конструкцію. Для електроустановок всіх напруг, в тому числі і невеликих, слід вибирати виключно триполюсні роз'єднувачі. В схемах комутації роз'єднувачі можуть застосовуватись з вимикачами навантаження і запобіжниками.

ТОВ «ЄНЕКО - ВАН» поставляє плавкі запобіжники серії ПКТ на напруги 6 та 10 кВ з індикатором спрацювання на номінальні струми до 100 А. Вибір здійснюють аналогічно роз'єднувачам напругою 110 кВ[20]. Вибрані вимикачі та запобіжники заносимо в таблицю 2.10.

Таблиця 2.10 – Вибір вимикача та запобіжника на напругу 10 кВ

Напруга	Роз'єднувач	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
110 кВ	РДЗ-110Б/1000НУ ХЛ1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{д}$	12,411 кА	63 кА
Тепловий імпульс		$B_k \leq I_{т.с2} t_{т.с}$	41,979 кА ² с		1875 кА ² с
35 кВ	РНД-35/1000 У1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{д}$	17,904 кА	63 кА
Тепловий імпульс		$B_k \leq I_{т.с2} t_{т.с}$	303,63 кА ² с		1875 кА ² с
10 кВ	РВЗ-10/630 УХЛ2	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{д}$	45,799 кА	50 кА
Тепловий імпульс		$B_k \leq I_{т.с2} t_{т.с}$	52,068 кА ² с		2939 кА ² с

2.5.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму на напругу 10 кВ

Довжина ланок живлячих ЛЗ, Л4 і розподільчих Л1, Л2 ліній (км) наведені в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Довжина ланок живлячих ЛЗ, Л4 і розподільчих Л1, Л2 ліній

п/ст-РП	РП-ТП1	ТП1-ТП2	ТП2-ТП3	ТП3-ТП4
1,7	0,8	0,6	0,6	0,3

Регульовальні відгалуження розподільчих трансформаторів мають бути вибрані так, щоб компенсувати втрату напруги в розподільній мережі в режимі максимальних навантажень.

Втрати напруги у ділянках розподільчої мережі обчислюється відповідно до формули:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{10 \cdot U_H^2} \quad (2.31)$$

де r , x – відповідно активний і реактивний опір мережі, Ом;

P – активне навантаження елемента мережі, кВт;

Q – реактивне навантаження елемента мережі, квар;

U_n – номінальна напруга мережі, кВ, $U_n=10$ кВ.

Вибір відгалуження трансформатора проводять за умови допустимого усталеного відхилення напруги у споживачів. У режимі максимальних навантажень напруга на затискачах найвіддаленіших ЕП не повинна бути нижча за $0,95U_n$, тобто $\delta U_{y-} \geq -5\%$ [21]. У режимі мінімальних навантажень напруга на шинах РПр низької напруги не повинна перевищувати 5% номінальної напруги, тобто $\delta U_{y+} \leq +5\%$. Максимальним беруть розрахункове навантаження, а мінімальним навантаження, яке становить 25...30% від розрахункового.

Забезпечення зазначених вище відхилень напруги на затискачах електроприймачів може бути здійснене в результаті раціонального вибору робочих відгалужень розподільчих трансформаторів і закону регулювання напруги в центрі живлення.

$$\delta U = E_n - E_m + \beta \cdot (\Delta U_c + \Delta U_{tr} + \Delta U_{nn}) \quad (2.32)$$

де E_n – добавка напруги в ЦЖ, %;

E_t – добавка напруги в ТП, %;

β – коефіцієнт завантаження, в.о.;

ΔU_t – втрата напруги в ТП у максимальному режимі (приймається середня для розглянутої мережі величина), %;

ΔU_n – втрата напруги в мережі низької напруги в максимальному режимі, %;

ΔU_c – втрата напруги в мережі 10 кВ у максимальному режимі, %;

Розрахуємо втрати потужності в лініях:

$$\Delta P_{ТП4-ТП3} = \frac{(P_{ТП4} + \Delta P_{ТП4})^2 + (Q_{ТП4} + \Delta Q_{ТП4})^2}{U_n^2} \cdot r_0 \cdot l_{ТП4-ТП3} \cdot 10^{-3} \quad (2.33)$$

де r_0 – опір лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Таблиця 2.12-Навантаження РП та ТП

	P, кВт	Q, квар	S, кВА	S _{нт} , кВА	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔS, кВА	P _{тп} , кВт	Q _{тп} , квар	S _{тп} , кВА
РП1	1100	1200	1627,88							
РП2	200	250	320,156							
ТП1	301,32	87,38	313,73	630	5,21574	16,5454	200,736	478,53	124,43	494,44
ТП2	317,66	92,89	330,96	630	5,34	14,4512	177,155	507,74	130,91	524,34
ТП3	397,84	83,39	406,49	630	6,23917	17,678	265,56	481,08	210,16	524,98
ТП4	920	250	953,362	1250	12,1963	48,5128	852,262	383,88	80,48	1125
ТПцех	233,62	284,95	368,47	400	6,01646	29,2634	346,723	147,45	164,07	560

$$\Delta P_{\text{ТП4-ТП3}} = \frac{(920 + 12.1963)^2 + (250 + 48.513)^2}{10^2} \cdot 0,325 \cdot 0,3 \cdot 10^{-3} = 2,494 \text{ кВт}$$

Результати розрахунку втрат потужності на інших ділянках зведемо в таблицю 2.13.

Таблиця 2.13 – Втрати потужності в лініях

Ділянка мережі	P, кВт	Q, квар	ΔP, кВт
ЦЖ-РП(Л3)	1914,604	971,734	1,512
РП2-ТП1(Л2)	1573,546	464,083	39,715
ТП1-ТП2	478,53	124,43	0,603
ТП2-ТП3	507,74	130,91	0,904
ТП3-ТП4	481,08	210,16	0,934
ЦЖ-РП(Л4)	2907,166	1949,033	73,909

Знайдемо втрати напруги в лініях:

$$\Delta U_{\text{ТП4-ТП3}} = \frac{P_{\text{ТП4-ТП3}} + \Delta P_{\text{ТП4-ТП3}}}{10 \cdot U_n^2} \cdot r_0 \cdot l_{\text{ТП4-ТП3}} \quad (2.34)$$

$$\Delta U_{\text{ТП4-ТП3}} = \frac{481.08 + 0.934}{10 \cdot 10^2} \cdot 0,325 \cdot 0,3 = 0.1\%$$

Результати розрахунку втрат напруги на інших ділянках зведемо в таблицю 2.14.

Таблиця 2.14– Втрати напруги на ділянках мережі

Ділянка мережі	ΔU , %
ЦЖ-РП(Л3)	2,83
РП-ТП1(Л2)	1,12
ТП1-ТП2	0,25
ТП3-ТП4	0,10
ЦЖ-РП(Л4)	1,65
РП1-ТП1(Л1)	0,89

Розрахуємо втрати напруги в трансформаторах:

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{r_m \cdot (P_{ТП1} + \Delta P_{ТП1}) + x_m \cdot (Q_{ТП1} + \Delta Q_{ТП1})}{10 \cdot U_n^2} \quad (2.35)$$

де r_t - активний опір трансформатора, Ом;

x_t - реактивний опір трансформатора, Ом;

U_n – номінальна напруга на трансформаторі, В.

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{5,92 \cdot (209,67 + 3,59) + 18 \cdot (85,05 + 13,96)}{10 \cdot 10^2} = 3,103 \text{ \%}$$

Розрахунки втрат напруги в трансформаторах зведемо в таблицю 2.15.

Таблиця 2.15– Втрати напруги в трансформаторах

Втрати напруги в трансформаторах					
№ ТП	Р, кВт	r , Ом	Q, квар	x , Ом	ΔU_t , %
ТП1	478,53	1.915	124,43	8,52	2,127
ТП2	507,74	1.915	130,91	8,52	2,221
ТП3	481,08	1.915	210,16	8,52	2,874
ТП4	383,88	1.915	80,48	8,52	1,858

Приймаємо середню величину втрат напруги для розглянутої мережі

$$\Delta U_{тл1} = 2.27\%$$

Вибираємо відгалуження регуляторів напруги розподільчих трансформаторів, згідно з втратами напруги в мережі від підстанції до

відповідного трансформатора, для того що б компенсувати втрату напруги. Результати заносимо в таблицю 2.16.

Таблиця 2.16 – Відгалуження регуляторів напруги

Втрати напруги		Добавка напруги
№ТП	$\Delta U_c, \%$	$E_t, \%$
Лінія 1		
ТП1	1,472	0
ТП2	1,533	0
ТП3	1,635	0
ТП4	4,328	0

Відповідно завантаження в мінімальному режимі коефіцієнт дорівнює $\beta_{\min} = 2,5$ Втрата напруги в мережі низької напруги в максимальному режимі становить Кількість щаблів регулювання:

$$n = \frac{\Delta U_{\text{сmax}}}{\Delta E_m} \quad (2.36)$$

де $\Delta U_{\text{сmax}}$ – максимальна втрата напруги в мережі;

ΔE_t – добавка напруги на одному ступені регулювання.

$$n_{\text{л2}} = \frac{4,328}{2,5} = 1,73$$

$$n_{\text{л1}} = \frac{4,328}{2,5} = 1,73.$$

Приймаємо кількість ступенів регулювання напруги $n = 2$.

Величина E'_n вибирається виходячи з того, щоб на шинах 0,4 кВ найближчого ТП відхилення напруги в максимальному режимі не перевищувало б верхньої допустимої межі δU_{y+} .

$$E'_n = \delta U_{y+} + \Delta U_m \quad (2.37)$$

$$E'_{\text{л1}} = 5 + 2,27 = 7,27\%$$

Величина E''_n визначається з тієї умови, щоб відхилення напруги на шинах 0,4 кВ першого ТП, що має найбільшу величину E_t , не перевищувало б верхньої допустимої межі δU_{y+} .

$$E'_{n(\theta)} = \delta U_{y+} - E_m + \beta \cdot (\Delta U_c + \Delta U_m + \Delta U_n) \quad (2.38)$$

$$E''_{пл1(в)} = 5 - 0 + 2,5 * (1,472 + 2,27 + 1,645) = -3,653\%$$

Величина $E''_{п(н)}$ визначається виходячи з того, щоб відхилення напруги в найбільш віддаленого споживача останнього ТП, що має мінімальну величину E_t не було менше нижньої припустимої межі δU_{y-} .

$$E'_{n(н)} = \delta U_{y-} - E_m + \beta \cdot (\Delta U_c + \Delta U_m + \Delta U_n) \quad (2.39)$$

$$E'_{пл1(н)} = -5 - 0 + 2,5 * (1,472 + 2,27 + 7,5) = -2,189\%$$

$E''_{п}$ приймаємо рівною середньому значенню:

$$E''_{п} = \frac{E'_{пл1(в)} + E'_{пл1(н)}}{2} \quad (2.40)$$

$$E'_{пл2} = \frac{3,617}{2} = 1,8\%$$

$$E'_{пл1} = \frac{5,54}{2} = 2,54\%$$

Отримані значення зобразимо графічно на рисунку 2.2 та 2.3.

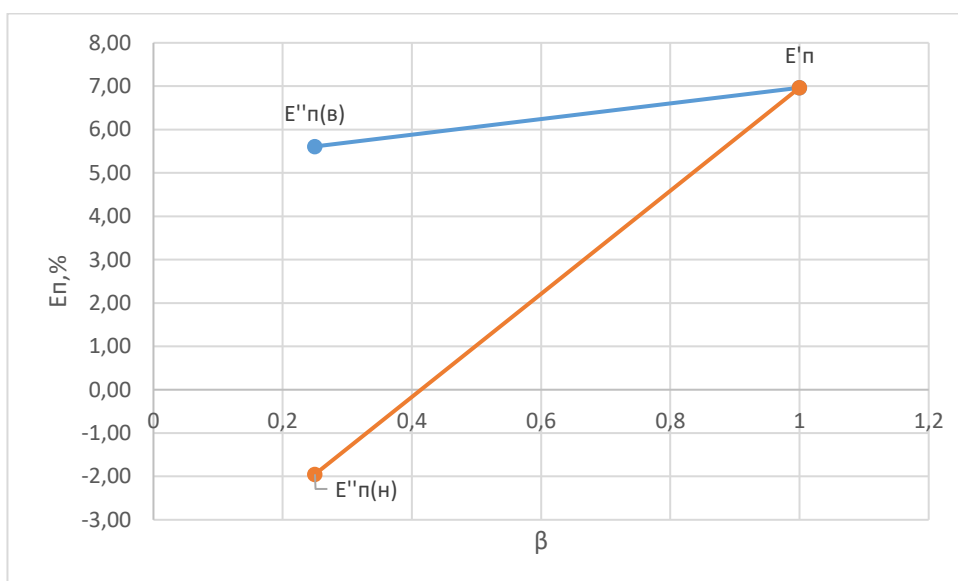


Рисунок 2.2 – Діапазон регулювання напруги за умовами Л2

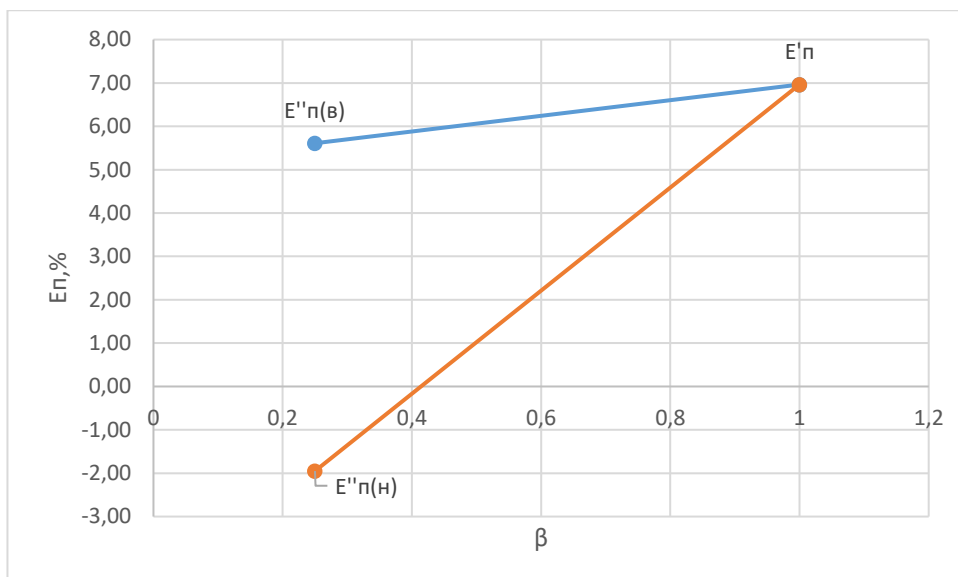


Рисунок 2.3 – Діапазон регулювання напруги за умовами Л1

2.5.5 Вибір вимірювальних трансформаторів на напругу 10 кВ

Трансформатори напруги вибираються за такими параметрами:

1. за напругою установки;
2. за конструкцією і схемою з'єднання обмоток.

Трансформатор напруги має номінальну потужність $S_{ном} = 150 \text{ ВА}$.

Номінальне значення трансформатора напруги більше розрахункового, тому він може працювати в класі точності 1,0.

Вибір по другим секціям проводиться аналогічно. Для з'єднання трансформаторів напруги з приладами вибираємо кабель АКРВГ з перерізом жили $2,5 \text{ мм}^2$ за умови механічної стійкості[22].

2.5.6 Вибір апаратів захисту від перенапруг

Розрізняють два види перенапруг в електричних установках: внутрішні й атмосферні.

Внутрішні перенапруги виникають в результаті комутацій як нормальних (включення та відключення ненавантажених трансформаторів), так і післяаварійних (дугові замикання на землю в системах з ізольованою нейтраллю, відключення к.з., АПВ) [23].

Атмосферні перенапруги виникають у результаті розрядів блискавки, або в електроустановках поблизу неї.

Для безпосереднього захисту від перенапруг при відключення ненавантажених трансформаторів ГПП застосовують блискавкозахисні розрядники типу РВС-110-М з боку 110 кВ та РВО-1091 з боку 10 кВ.

Пропускна здатність даних розрядників повинна бути достатня для того, щоб розсіяти енергію, що виділяється при перенапругах цього виду.

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання

Короткі замикання виникають в результаті порушень ізоляції електроустановок, що є наслідком різноманітних причин:

- старіння ізоляції в процесі експлуатації електроустановки;
- перенапруг;
- прямих ударів блискавки;
- механічних пошкоджень;
- попадань сторонніх предметів на струмоведучі частини;
- незадовільного догляду за електрообладнанням;
- помилкових дій обслуговуючого персоналу.

Розрахунок короткого замикання в системах електропостачання (СЕР) зводиться до знаходження струмів, напруг в тому чи іншому короткозамкнутому колі при заданих умовах. Цей розрахунок має важливе значення для проектування і експлуатації СЕР.

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ

2.7.1.1 Загальні положення

Згідно ПУЕ:

За режимом короткого замикання (КЗ) потрібно перевіряти (окрім винятків, зазначених у 1.4.3):

- 1) в електроустановках напругою понад 1 кВ;

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		46

а) електричні апарати, струмопроводи, жили кабелів та їх екрани, фазні проводи повітряних ліній електропередавання із захищених проводів (ПЛЗ) та інші провідники, а також опорні та несучі конструкції для них;

б) повітряні лінії електропередавання (ПЛ) за ударного струму КЗ понад 50 кА для запобігання схльостуванню проводів за електродинамічної дії струму КЗ.

1.4.10 В електроустановках напругою понад 1 кВ як розрахункові опори треба приймати індуктивні опори електричних машин, силових трансформаторів і автотрансформаторів, реакторів, повітряних і кабельних ліній, а також струмопроводів. Активний опір треба враховувати лише для ПЛ з алюмінієвими проводами перерізом до 95 мм² і мідними перерізом до 50 мм², а також для КЛ перерізом до 95 мм² довжиною понад 500 м.

1.4.13 Елементи кола, захищеного плавким запобіжником зі струмообмежувальною дією, слід перевіряти на електродинамічну стійкість за найбільшим миттєвим значенням струму КЗ, який пропускається запобіжником.

1.4.18 Під час перевірки на термічну стійкість апаратів і провідників ліній, обладнаних пристроями швидкодійного АПВ, треба враховувати підвищення температури нагріву через збільшення сумарної тривалості проходження струму КЗ по таких лініях.

1.4.19 Вимикачі з номінальною напругою понад 1 кВ треба вибирати:

- за вимикальною здатністю з урахуванням параметрів відновлювальної напруги;

- за вмикальною здатністю. При цьому вимикачі генераторів, установлені з боку генераторної напруги, перевіряють лише на несинхронне вмикання в умовах иротифази.

Вихідні дані для розрахунку

Для розрахунку струмів КЗ використаємо прийняту схему електропостачання (лист 1 графічної частини ДП) та за вихідними даними розрахуємо струми КЗ в точках розриву зображених на рисунку 2.4.

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		47

Використаємо систему як джерело живлення із заданим значенням потужності короткого замикання $S_{\text{кз}}$ та індуктивним опором у відносних номінальних одиницях.

Вихідні дані розрахункової схеми:

$$S_{\text{НС}} = 7600 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{КС}}^{(3)} = I_{\text{КС}}^{(1)} = 32 \text{ кА}$$

- Т1: ТДТН-40000/110; $S_{\text{НТ}}=40 \text{ МВА}$; $U_{\text{ВН}}=115 \text{ кВ}$; $U_{\text{СН}}=38,5 \text{ кВ}$; $U_{\text{НН}}=11 \text{ кВ}$; $\Delta P_{\text{ХХ}}=39 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\text{КЗ}}=200 \text{ кВт}$; $u_{\text{ВН-СН}}=10,5\%$; $u_{\text{ВН-НН}}=17,5\%$; $u_{\text{СН-НН}}=6,5\%$; $I_{\text{ХХ}}=0,2\%$; з'єднання обмоток: УН/ Д/Д;

- ПЛ1: АС-240, $l=20 \text{ км}$, $X_{01}=0,42 \text{ Ом/км}$, $R_{01}=0,198 \text{ Ом/км}$;

- ПЛ2: АС-120, $l=30 \text{ км}$, $X_{01}=0,427 \text{ Ом/км}$, $R_{01}=0,249 \text{ Ом/км}$;

- КЛ2: АПВП 3х50, $l=1,7 \text{ км}$, $X_{03}= 0,095 \text{ Ом/км}$, $R_{03}= 0,868 \text{ Ом/км}$;

- КЛ3: АПВП 3х70, $l=1,7 \text{ км}$, $X_{04}=0,089 \text{ Ом/км}$, $R_{04}=0,325 \text{ Ом/км}$.

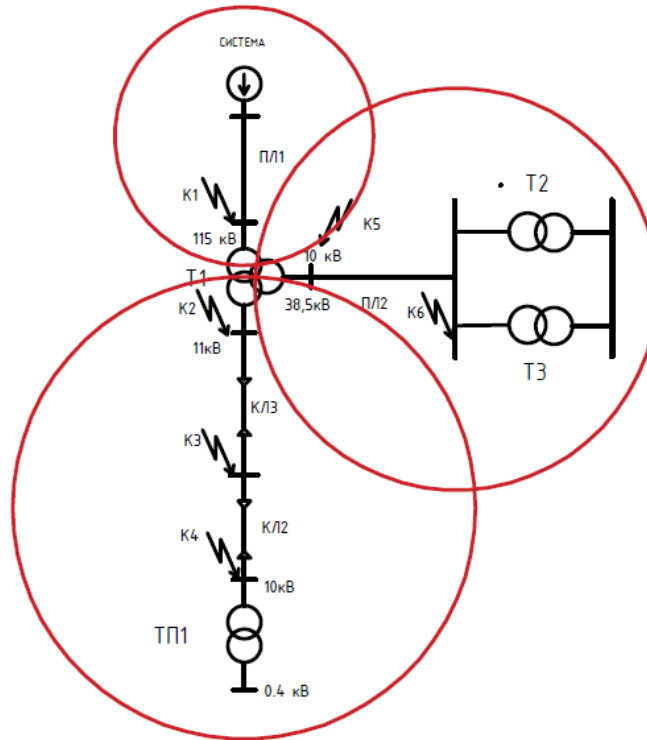


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема

Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення

Розраховуємо опори елементів схеми заміщення за наближеним зведенням в абсолютних одиницях. За базисну напругу приймаємо $U_b = 115$ кВ.

По розрахунковій схемі складають схему заміщення, що наведена на рисунку 2.5, яку вносять опори всіх елементів, що знаходяться між джерелом живлення й місцями КЗ.

Розрахункова схема – це спрощена однолінійна схема із позначенням всіх елементів електричної установки: джерел живлення (електричні станції, генератори), які беруть участь у підживленні точки КЗ і елементів мережі (ЛЕП, трансформаторів, реакторів), які зв'язують джерела живлення із точками КЗ.

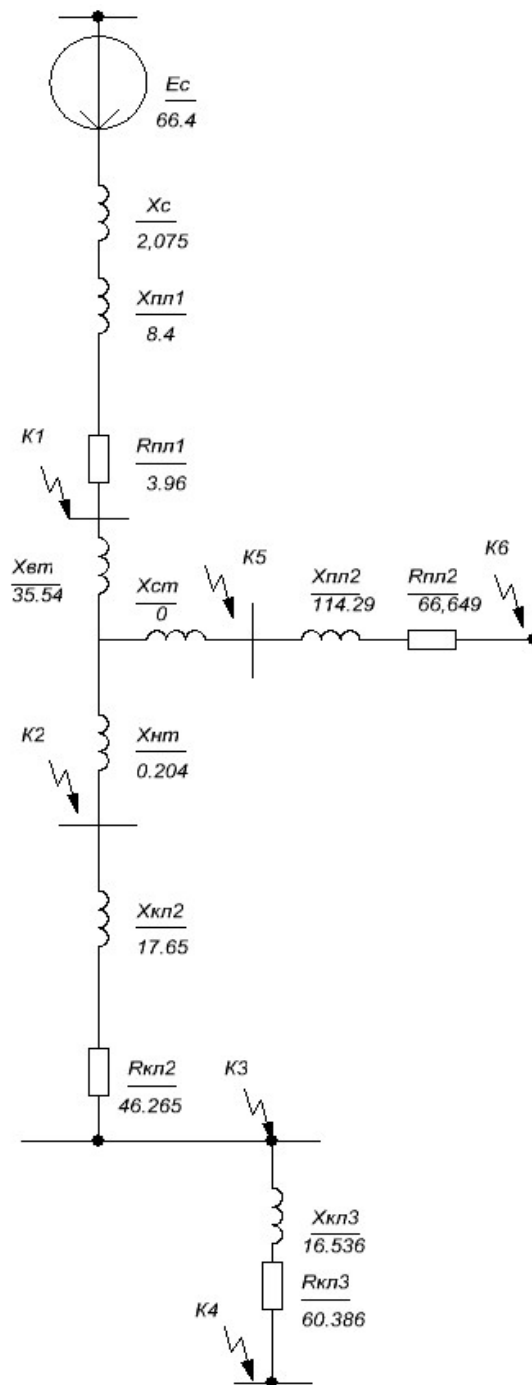


Рисунок 2.5– Схема заміщення

Розрахуємо ЕРС та опір системи за формулами:

$$E_c = \frac{U_H}{\sqrt{3}} \quad (2.41)$$

$$E_c = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66,4$$

$$X_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{KC}} \quad (2.42)$$

$$X_c = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 32} = 2,075 \text{ Ом}$$

Активний та реактивний опори лінії розраховуються наступним чином:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l_{\text{л}} \quad (2.43)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l \quad (2.44)$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори ПЛ1:

$$R_{\text{ПЛ1}} = 0,198 \cdot 20 = 3,96 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ПЛ1}} = 0,42 \cdot 20 = 8,4 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори ПЛ2:

$$R_{\text{ПЛ2}} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} \right)^2 \quad (2.45)$$

$$R_{\text{ПЛ2}} = 0,249 \cdot 30 \cdot \left(\frac{115}{38,5} \right)^2 = 66,649 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ПЛ2}} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} \right)^2 \quad (2.46)$$

$$X_{\text{ПЛ2}} = 0,427 \cdot 30 \cdot \left(\frac{115}{38,5} \right)^2 = 114,29 \text{ Ом}$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори КЛ2:

$$X_{\text{КЛ2}} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 \quad (2.47)$$

$$X_{\text{КЛ2}} = 0,095 \cdot 1,7 \cdot \left(\frac{115}{11} \right)^2 = 17,65 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{КЛ2}} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 \quad (2.48)$$

$$R_{\text{КЛ2}} = 0,249 \cdot 1,7 \cdot \left(\frac{115}{11} \right)^2 = 46,265 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{КЛЗ}} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 \quad (2.49)$$

$$X_{\text{КЛЗ}} = 0,089 \cdot 1,7 \cdot \left(\frac{115}{11} \right)^2 = 16.536 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{КЛЗ}} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 \quad (2.50)$$

$$R_{\text{КЛЗ}} = 0.325 \cdot 1,7 \cdot \left(\frac{115}{11} \right)^2 = 60.386 \text{ Ом}$$

Аналогічні розрахунки інших ПЛ та КЛ заносимо до таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – Опори ПЛ та КЛ

Лінія	$R_{\text{л}}$	$X_{\text{л}}$
ПЛ1	3,96	8,4
ПЛ2	66,649	114,29
КЛ2	46,265	17,65
КЛЗ	60,386	16,536

Опори трансформатора Т1:

$$X_{\text{ВТ}} = \frac{u_{\text{ВН-СН}}\% + u_{\text{ВН-НН}}\% - u_{\text{СН-НН}}\%}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{\text{Н}}^2}{S_{\text{Н}}} \quad (2.51)$$

$$X_{\text{НТ}} = \frac{u_{\text{ВН-НН}}\% + u_{\text{СН-НН}}\% - u_{\text{ВН-ВН}}\%}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{\text{Н}}^2}{S_{\text{Н}}} \quad (2.52)$$

$$X_{\text{СТ}} = \frac{u_{\text{ВН-СН}}\% + u_{\text{СН-НН}}\% - u_{\text{ВН-ВН}}\%}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{\text{Н}}^2}{S_{\text{Н}}} \quad (2.53)$$

Отримуємо:

$$X_{\text{ВТ}} = \frac{10.5 + 17.5 - 6.5}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{40} = 35,54 \text{ Ом}$$

$$X_{нт} = \frac{17.5 + 6.5 - 10.5}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{11^2}{40} = 0,2040 \text{ Ом}$$

$$X_{ст} = \frac{10.5 + 6.5 - 17.5}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{38.5^2}{40} = -0,092 \approx 0.0 \text{ Ом}$$

2.7.1.2 Розрахунок струмів трифазного КЗ

Еквівалентуємо схему заміщення відносно точок КЗ. На рисунку 2.6 показана еквівалентна схема заміщення для і-ої точки КЗ.

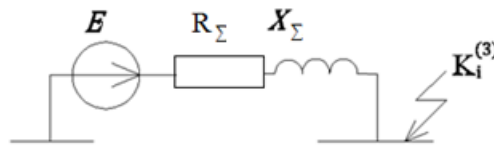


Рисунок 2.6– Еквівалентна схема заміщення для і-ої точки КЗ.

Еквівалентні активний і реактивний опори до точки К1 розрахуємо за формулами:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{пл1} \quad (2.54)$$

$$R_{\Sigma 1} = R_{пл1} \quad (2.55)$$

Підставивши відповідні значення в формули отримаємо:

$$X_{\Sigma 1} = 2,075 + 8,4 = 10,475 \text{ Ом},$$

$$R_{\Sigma 1} = 3,96 \text{ Ом}.$$

Розрахунки сумарних опорів для всіх точок зведемо в таблицю.

Враховуючи велику електричну віддаленість точок КЗ від системи, періодична складова струму КЗ приймається незатухаючою і визначається за формулою:

$$I_i^{\infty} = I_{it} = I_{i\infty} = \frac{E_c}{\sqrt{R_{\Sigma i}^2 + X_{\Sigma i}^2}} \quad (2.56)$$

де $I_i'', I_{it}, I_{i\infty}$ – діючі значення відповідно надперехідного струму, періодичного складника струму КЗ для довільного моменту часу t та усталеного струму трифазного КЗ для i -ої точки КЗ, кА.

Для точки К1:

$$I_1'' = \frac{66,4}{\sqrt{3,96^2 + 10,475^2}} = 5,929 \text{ кА}$$

Здійснимо розрахунки діючих значень надперехідного струму трифазного КЗ для всіх точок і зведемо в таблицю 2.18.

Постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання визначається за формулою:

$$T_{aki} = \frac{x_{\Sigma i}}{\omega \cdot r_{\Sigma i}} \quad (2.57)$$

Для точки К1:

$$T_{ak1} = \frac{10,475}{314 \cdot 3,96} = 0,00842 \text{ с}$$

Ударний коефіцієнт визначається за формулою:

$$k_{ydi} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{aki}}} \quad (2.58)$$

Для точки К1:

$$k_{yd1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,00842}} = 1,305$$

Ударний струм КЗ визначається за формулою:

$$i_{ydi} = \sqrt{2} \cdot k_{ydi} \cdot I_i'' \quad (2.59)$$

Для точки К1:

$$i_{yd1} = \sqrt{2} \cdot 1,305 \cdot 5,929 = 10,943 \text{ кА}$$

Найбільші діючі значення повного струму короткого замикання визначаються за формулою:

$$I_{di} = I_i'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{ydi} - 1)^2} \quad (2.60)$$

Для точки К1:

$$I_{d1} = 5,929 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,305 - 1)^2} = 6,457 \text{ кА}$$

Розрахуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{ki} = I_i''^2 \cdot (T_{aki} + t_{відімк}) \quad (2.61)$$

де, $t_{відімк} = t_z + t_{вим} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}$ – час від початку КЗ до його вимикання.

Здійснимо розрахунки теплового імпульсу:

$$B_{k1} = 5,929^2 \cdot (0,18 + 0,00842) = 6,624 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Еквівалентні активний і реактивний опори до точки К4 розрахуємо за формулами:

$$X_{\Sigma 4} = X_c + X_{пл1} + X_T + X_{кл2} + X_{кл3} \quad (2.62)$$

$$X_{\Sigma 4} = 2,075 + 8,4 + 35,54 + 0,204 + 17,65 + 16,535 = 80,405 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma 4} = R_{пл1} + R_{кл2} + R_{кл3} \quad (2.63)$$

$$R_{\Sigma 4} = 3,96 + 46,265 + 60,385 = 110,611 \text{ Ом}$$

Періодична складова струму КЗ для точки К4:

$$I_4^{115} = \frac{66,4}{\sqrt{80,405^2 + 110,61^2}} = 0,486 \text{ кА}$$

$$I_4^{11} = I_4^{115} \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)$$

$$I_4^{11} = 0,486 \cdot \frac{115}{11} = 5,082 \text{ кА} \quad (2.64)$$

Розрахуємо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання для К4:

$$T_{ак4} = \frac{80,405}{314 \cdot 110,611} = 0,00232 \text{ с}$$

Ударний коефіцієнт для точки К4:

$$k_{уд4} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,00232}} = 1,013$$

Ударний струм КЗ для точки К4:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,013 \cdot 5,08 = 7,279 \text{ кА}$$

Найбільше діюче значення повного струму короткого замикання для точки К4:

$$I_{y4} = 5,082 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,0129 - 1)^2} = 5,082 \text{ кА}$$

Значення теплового імпульсу для точки К4:

$$B_{к4} = 5,08^2 \cdot (0,00129 + 0,18) = 4,706 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Аналогічно здійснимо розрахунки для всіх точок та зведемо в таблицю 2.18.

Таблиця 2.18 – Результати розрахунків струмів трифазного КЗ

Точка	$R_{\Sigma i}$	$X_{\Sigma i}$	I''_i , кА	T_{aki} , с	$k_{уд i}$	$i_{уд i}$, кА	$I_{д i}$, кА	$B_{к i}$, кА ² ·с
-------	----------------	----------------	-----------------	---------------	------------	--------------------	----------------	-----------------------------------

K1	3,960	10,140	6,099	0,00815	1,293	11,156	6,603	6,999
K2	3,960	10,344	62,669	0,00832	1,301	115,266	68,096	739,614
K3	50,225	63,534	8,571	0,00403	1,084	13,134	8,630	13,518
K4	110,611	80,070	5,081	0,00231	1,013	7,279	5,082	4,706
K5	3,960	45,884	4,306	0,03690	1,763	10,734	6,334	4,022
K6	11,430	160,174	1,235	0,04463	1,799	3,143	1,864	0,343

2.7.1.3 Розрахунок однофазного короткого замикання

Однофазне коротке замикання - коротке замикання на землю в трифазній електроенергетичній системі з глухо- або ефективно заземленими нейтраліями силових елементів, при якому з землею з'єднується тільки одна фаза.

Для розрахунку однофазного КЗ виникає необхідність складання схем заміщення прямої, зворотної і нульової послідовності. У схемах заміщення вказується тільки ЕРС прямої послідовності джерел живлення і симетричні складові напруги в місці КЗ.

Зробимо розрахунок струму однофазного КЗ на стороні 110 кВ (т. К1).

Схема заміщення прямої послідовності зображена на рисунку 2.7. Значення опорів такі ж як і для трифазного КЗ.

Розрахуємо еквівалентний опір прямої послідовності:

$$X_{рез1} = X_c + X_{пл1} \quad (2.65)$$

Підставивши відповідні значення в формули отримаємо:

$$X_{рез1} = 2,075 + 8,4 = 10,475 \text{ Ом}$$

$$R_{рез1} = R_{пл1} = 3,96 \text{ Ом}$$

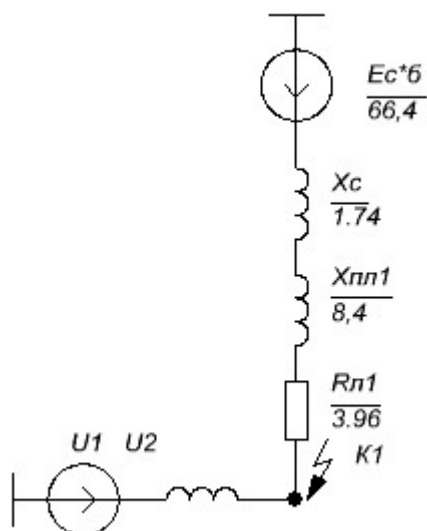


Рисунок 2.7 – СЗ прямої та зворотної послідовності

Схема заміщення зворотної послідовності така ж, як і схема прямої послідовності, тільки без ЕРС.

Розрахуємо еквівалентний опір зворотної послідовності:

$$X_{\Sigma 2} = X_c + X_{пл1} \quad (2.66)$$

$$X_{\Sigma 2} = 2,075 + 8,4 = 10,475 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma 2} = R_{пл1} = 3,96 \text{ Ом}$$

Оскільки схема з'єднання обмоток трансформатора на ЦЖ У_н/Д/У, то струм нульової послідовності в мережі 10 кВ буде відсутній. Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 2.8.

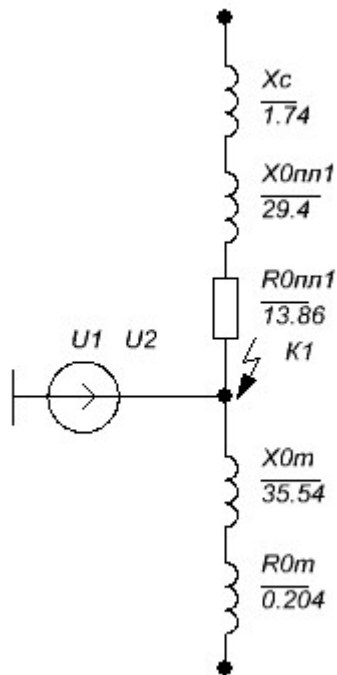


Рисунок 2.8 – СЗ нульової послідовності

Опори елементів СЗ нульової послідовності співпадають з опорами СЗ трифазного КЗ, окрім опорів повітряної лінії, тому розрахуємо їх:

$$X_{0пл1} = 3,5 \cdot X_{01} \cdot l \quad (2.67)$$

$$R_{0пл1} = 3,5 \cdot R_{01} \cdot l \quad (2.68)$$

Підставивши відповідні значення в формули отримаємо:

$$X_{0пл1} = 3,5 \cdot 0,42 \cdot 20 = 29,4 \text{ Ом}$$

$$R_{0пл1} = 3,5 \cdot 0,198 \cdot 20 = 13,86 \text{ Ом}$$

Еквівалентуємо схему заміщення нульової послідовності до найпростішого вигляду:

Проводимо повне еквівалентування схеми заміщення нульової послідовності до найпростішого вигляду.

Результуючі опори схеми нульової послідовності:

$$X_{рез01} = X_{0c} + X_{0пл} \quad (2.69)$$

$$X_{рез02} = X_{0вн} + X_{0нн} \quad (2.70)$$

$$X_{рез0} = \frac{X_{рез01} \cdot X_{рез02}}{X_{рез01} + X_{рез02}} \quad (2.71)$$

$$R_{рез0} = \frac{R_{рез01} \cdot R_{рез02}}{R_{рез01} + R_{рез02}} \quad (2.72)$$

Підставивши відповідні значення в формули отримаємо:

$$X_{рез01} = 2.075 + 29.4 = 31.475 \text{ Ом}$$

$$X_{рез02} = 35,54 + 0,204 = 35,74$$

$$X_{рез0} = \frac{31,475 \cdot 35,744}{31,475 + 35,744} = 16,736 \text{ Ом}$$

$$R_{рез0} = \frac{13,86 \cdot 0}{13,86 + 0} = 0 \text{ Ом}$$

Визначаємо додатковий опір однофазного КЗ:

$$\Delta X_{\Sigma}^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma} \quad (2.73)$$

$$\Delta R_{\Sigma}^{(1)} = R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma} \quad (2.74)$$

Підставивши відповідні значення в формули отримаємо:

$$\Delta X_{\Sigma}^{(1)} = 29,4 + 16,736 = 46,136 \text{ Ом}$$

$$\Delta R_{\Sigma}^{(1)} = 3,96 + 3 = 3,96 \text{ Ом}$$

Розраховуємо сумарний опір однофазного КЗ:

$$X_{\Sigma}^{(1)} = X_{рез1} + \Delta X_{\Sigma}^{(1)} \quad (2.75)$$

$$R_{\Sigma}^{(1)} = R_{рез1} + \Delta R_{\Sigma}^{(1)} \quad (2.76)$$

Підставивши відповідні значення в формули отримаємо:

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		60

$$X_{\Sigma}^{(1)} = 29.4 + 46.136 = 75.536 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma}^{(1)} = 3,96 + 3,96 = 7,92 \text{ Ом}$$

Розрахуємо струм однофазного КЗ в точці К1(пошкодженої фази):

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{m^{(1)} E_c}{\sqrt{(X_{1\Sigma} + \Delta X_{\Sigma}^{(1)})^2 + (R_{1\Sigma} + \Delta R_{\Sigma}^{(1)})^2}} \quad (2.77)$$

де $m^{(1)} = 3$ – для однофазного КЗ.

Підставивши відповідні значення в формулу отримаємо:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{3 \cdot 66,4}{\sqrt{(29,4 + 46,136)^2 + (3,96 + 3,96)^2}} = 1,44 \text{ кА}$$

Визначимо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$T_{aki} = \frac{X_{\Sigma}^{(1)}}{\omega \cdot R_{\Sigma}^{(1)}} \quad (2.78)$$

Отримуємо:

$$T_{aki} = \frac{75,536}{314 \cdot 7,92} = 0,03037 \text{ с}$$

Розрахуємо ударний коефіцієнт за формулою

$$k_{ydi} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{aki}}} \quad (2.79)$$

Отримуємо:

$$k_{ydi} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03037}} = 1,719 \text{ с}$$

Розрахуємо ударний струм:

$$i_{ydi} = \sqrt{2} \cdot k_{ydi} \cdot I_{K1}^{(1)} \quad (2.80)$$

Отримуємо:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,719 \cdot 1,44 = 3,5 \text{ кА}$$

Здійснимо розрахунок найбільшого діючого значення повного струму КЗ за формулою:

$$I_d = I_{K1}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уди} - 1)^2} \quad (2.81)$$

Отримуємо:

$$I_{y1} = 1,44 \cdot \sqrt{1 + 2(1,719 - 1)^2} = 2,053 \text{ кА}$$

$$B_{K1} = 1,44^2 \cdot (0,03037 + 0,18) = 0,436 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результати розрахунків для точки К1 заносимо до таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 – Результати розрахунків для точки К1

Точка	$R_{\Sigma i}$	$X_{\Sigma i}$	I''_I , кА	T_{aki} , с	$k_{уди}$	$i_{уди}$, кА	I_{di} , кА	B_{ki} , кА ² ·с
К1	7,92	75,536	1,44	0,03037	1,719	3,5	2,053	0,436

2.7.1.4 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників в електричній мережі вище 1 кВ

2.7.1.4.1 Перевірка вимикачів у мережі 110, 35, 10 кВ

Вимикачі вибирались по номінальній напрузі та струму, який протікає у нормальному режимі роботи мережі. Перевірка здійснюється за двома умовами: термічної та електродинамічної стійкості.

Порівняння розрахункових і каталожних даних обраних вимикачів наведено в таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 – Вибір та перевірка вимикачів.

Напруга	Вимикач	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
110 кВ	ВЭКТ-110-40/2000У1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq I_d$ $I_{п.о} \leq I_d$	11,156 кА 6,603 кА	102 кА 40 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	6,999 кА ² с	4800 кА ² с
35 кВ	ВБ4-П-35 У1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq I_d$ $I_{п.о} \leq I_d$	10734 кА 6,334 кА	102 кА 20 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	4,022 кА ² с	2400 кА ² с
10 кВ	ВР2-10/1600-31,5УЗ	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq I_d$ $I_{п.о} \leq I_d$	13,134 кА 8,630 кА	80 кА 31,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	13,518 кА ² с	1200 кА ² с

2.7.1.4.2 Перевірка роз'єднувачі у мережі вище 1 кВ

Порівняння розрахункових і каталожних даних обраних апаратів наведено в таблиці 2.21.

Таблиця 2.21 – Вибір та перевірка роз'єднувачів.

Напруга	Роз'єднувач	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
110 кВ	РДЗ-110Б/1000НУХЛ1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_d$	11,156 кА	63 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	6,999 кА ² с	1875 кА ² с
35 кВ	РНД-35/1000 У1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_d$	10,734 кА	63 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	4,022 кА ² с	1875 кА ² с
10 кВ	РВЗ-10/630 УХЛ2	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_d$	13,134 кА	50 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	13,518 кА ² с	2939 кА ² с

2.7.1.4.3 Перевірка перерізів кабелів за умовами термічної стійкості струмам КЗ.

Розрахуємо мінімально допустимий переріз по умові термічної стійкості:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{c} \quad (2.82)$$

Для ПЛ1:

$$F = \frac{\sqrt{74,698} \cdot 10^3}{75} = 115,23 \text{ мм}^2_{\min}$$

де C – коефіцієнт, відповідний різниці температур провідника до і після КЗ, $C=75 \text{ A}\cdot\text{с}/\text{мм}^2$.

$$F_{\min} < F \quad (2.83)$$

де F – переріз вибраного кабеля;

F_{\min} – мінімально допустимий переріз по умові термічної стійкості.

Дані про величину теплового імпульсу та мінімальний допустимий переріз кабельних ліній беремо з пункту 2.7.1 Результати перевірки заносимо в таблицю 2.22.

Таблиця 2.22 – Перевірка перерізів кабелів

Лінія	$F_{\text{поч}}, \text{мм}^2$	$W_k, \text{кА}^2\cdot\text{с}$	$F_{\min}, \text{мм}^2$	$F_{\text{об}}, \text{мм}^2$
ПЛ 1	240	74,598	115,23	240
ПЛ2	120	4,233	27,432	120
КЛ2	50	0,472	9,16	50
КЛ3	70	0,472	9,16	70

Висновки:

В даному підрозділі були розраховано первинні показники трифазного і однофазного КЗ такі як: найбільше діюче значення повного струму короткого замикання та надперехідний струм короткого замикання для перевірки комутаційних апаратів на термічну та електродинамічну стійкість; і вторинні показники такі як тепловий імпульс для перевірки кабелів і комутаційної апаратури на термічну та електродинамічну стійкість.

Перевірка показала, що всі кабельні лінії було вибрано правильно, а отже даний розрахунок необхідний для того щоб забезпечити захист та стабільну роботу електричних апаратів.

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережах нижче 1 кВ

Особливістю розрахунку струмів КЗ. в мережах напругою до 1000 В є необхідність врахування опору всіх елементів схеми (трансформаторів струму, шин, котушок розчеплювачів автоматів, контактних з'єднань апаратів та ін.), врахування активної і реактивної складової опору.

Тому при розрахунках необхідно враховувати усі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола. Розрахунок струмів КЗ будемо проводити в іменованих одиницях. Параметри елементів розрахункової схеми приводять до ступеню напруги мережі, на якому розглядається точка КЗ.

2.7.2.2 Загальні положення

Згідно ПУЕ:

Проводи ПЛ, обладнаних пристроями швидкодійного АПВ, треба перевіряти також на термічну стійкість.

2) в електроустановках напругою до 1 кВ:

а) розподільні щити;

б) струмопроводи; Вибір електричних апаратів і провідників за умовами короткого замикання

в) ізольовані проводи і кабелі;

г) силові шафи.

Апарати, призначені для вимикання струмів КЗ або такі, що можуть за умовами своєї роботи вмикати короткозамкнене коло, повинні, крім того, мати здатність здійснювати ці операції за всіх можливих струмів КЗ.

Стійкими до струмів КЗ є ті апарати й провідники, які за розрахунковими умовами витримують дію цих струмів, не піддаючись електричним, механічним та іншим руйнуванням або деформаціям, що перешкоджають їх подальшій нормальній експлуатації.

1.4.6 Розрахунковий струм КЗ треба визначати виходячи з умови можливого пошкодження в такій точці електричного кола, в якій апарати й провідники цього кола в разі КЗ знаходяться у найбільш важких умовах

1.4.9 В електроустановках напругою до 1 кВ і більше під час визначення струмів КЗ для вибору апаратів і провідників та визначення їх дії на несучі конструкції треба виходити з таких міркувань:

- усі джерела, які беруть участь у живленні точки КЗ, яка розглядається, працюють одночасно з номінальним навантаженням;
- усі синхронні машини мають автоматичні регулятори напруги та пристрої форсування збудження;
- коротке замикання настає в такий момент часу, за якого струм КЗ матиме найбільше значення;
- електрорушійні сили всіх джерел живлення збігаються за фазою;
- розрахункову напругу кожного класу напруги приймають на 5 % більшою за номінальну;
- потрібно враховувати вплив на струми КЗ приєднаних до даної мережі синхронних компенсаторів, синхронних і асинхронних електродвигунів.

1.4.11 В електроустановках напругою до 1 кВ в розрахункові опори слід включати індуктивні та активні опори всіх елементів кола, а також активні опори перехідних контактів кола. Допустимо нехтувати опорами одного типу (активними або індуктивними), якщо при цьому повний опір кола зменшується не більше ніж на 10 %.

1.4.12 У разі живлення електричних мереж напругою до 1 кВ від трансформаторів під час розрахунку струмів КЗ треба виходити з умови, що підведена до трансформатора напруга є незмінною і дорівнює його номінальній напрузі.

Вихідні дані:

Система: враховуємо струмом КЗ

$$I_4^{(3)} = 0,486 \text{ кА}$$

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		67

Трансформатор:

тип ТМ-630/10/0,4;

$$S_H = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$U_{BH} = 10 \text{ кВ};$$

$$U_{HH} = 0,4 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{K3} = 7.6 \text{ кВт};$$

$$u_K = 5,5 \text{ \%}.$$

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ: $l_{ш}=10 \text{ м}$; метал – Cu;
 $r_{ш.о}=0,0175 \text{ Ом/км}$; $x_{ш.о}=0,0068 \text{ Ом/км}$, $S=60 \times 8 \text{ мм}^2$. $I_{НОМ} = 1320 \text{ А}$.

Автоматичні вимикачі : SF; тип АВМ 15 С(Н), $I_{НОМ} = 1500 \text{ А}$.

Активний та індуктивний опори трансформатора струму ТС :

$$r_{ТС} = 0,2 \text{ мОм},$$

$$x_{ТС} = 0,05 \text{ мОм}.$$

Опори котушок включення автоматичних вимикачів:

$$x_{KB.SF} = 0,08 \text{ мОм}; \quad r_{KB.SF} = 0,08 \text{ мОм}.$$

Опори контактів автоматичних вимикачів:

$$r_{K_{SF}} = 0,14 \text{ мОм}.$$

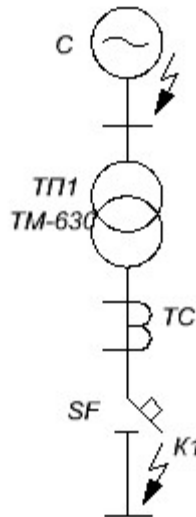


Рисунок 2.9 – Розрахункова схема

Розраховуємо параметри схеми заміщення у іменованих одиницях.

Опір системи розрахуємо за формулою:

$$X_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} I_4^{(3)} U_{HB}}. \quad (2.84)$$

Підставимо відповідні значення в формулу і отримаємо:

$$X_c = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,486 \cdot 10} = 19,007 \text{ МОм.}$$

Розрахуємо опори трансформаторів:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} U_{HH}^2 10^6}{S_H^2}, \quad (2.85)$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{u_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{U_{HH}^2 \cdot 10^6}{S_H} \quad (2.86)$$

Підставимо значення в формули:

$$R_T = \frac{7,6 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{630^2} = 3,063 \text{ мОм},$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{7,6}{630}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2 \cdot 10^6}{630} = 13,628 \text{ мОм}.$$

Опори шин розрахуємо за формулами:

$$R_{ш} = r_{ш.о} l_{ш} 10^3 \quad (2.87)$$

$$X_{ш} = x_{ш.о} l_{ш} 10^3 \quad (2.88)$$

Підставимо значення в формули:

$$R_{ш} = 0,0175 \cdot 0,010 \cdot 10^3 = 0,175 \text{ мОм},$$

$$X_{ш} = 0,0068 \cdot 0,010 \cdot 10^3 = 0,068 \text{ мОм}.$$

Опір болтового контактного з'єднання:

$$R_{б.к} = 0,003 \text{ мОм}$$

2.7.2.2 Розрахунок струму трифазного КЗ

Будуємо схему заміщення для визначення струмів КЗ в точці К4



Рисунок 2.10 – Схема заміщення для визначення струмів КЗ

Розрахуємо еквівалентні активний та індуктивний опори :

$$R_{\Sigma K4} = R_m + R_{ш} + R_{кв.SF} + R_{к.SF} + R_{б.к} + R_{Тс} \quad (2.89)$$

$$X_{\Sigma K4} = X_c + X_T + X_{ш} + X_{кв.SF} + X_{Тс} \quad (2.90)$$

Підставимо значення в формули і отримаємо:

$$R_{\Sigma K4} = 3,063 + 0,175 + 0,08 + 0,14 + 0,005 + 0,2 = 3,663 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma K4} = 19,007 + 13,628 + 0,068 + 0,08 + 0,05 = 32,833 \text{ мОм}.$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ:

$$I_{п.0.K4}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma K4}^2 + X_{\Sigma K4}^2}} \quad (2.91)$$

Підставимо відповідні значення в формулу:

$$I_{п.0.K4}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,663^2 + 32,833^2}} = 7,339 \text{ кА}$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{акi4} = \frac{x_i}{\omega \cdot r_i} = \frac{7,339}{314 \cdot 3,663} = 0,00638 \text{ с}.$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{K4}^{(3)} = 7,339^2 \cdot (0,00638 + 0,18) = 10,061 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $t_{відімк} = 0,1 + 0,08 = 0,18$ - час від початку КЗ до його відімкнення, с.

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{yди} = 1 + e^{\frac{-0,001}{T_{акi}}}, \quad (2.92)$$

$$k_{yдK4}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,00638}} = 1,208.$$

Розраховуємо ударний струм:

$$i_{yд4}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{yд1}^{(3)} \cdot I_4^{(3)}, \quad (2.93)$$

$$i_{yд4} = \sqrt{2} \cdot 1,202 \cdot 7,339 = 12,475 \text{ кА.}$$

Здійснимо розрахунок найбільшого діючого значення струму КЗ:

$$I_{д4}^{(3)} = I_4^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot \left(k_{yд4}^{(3)} - 1\right)^2}; \quad (2.94)$$

$$I_{yк4}^{(3)} = 7,339 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,202 - 1)^2} = 7,632 \text{ кА}$$

2.7.2.3 Розрахунок струму однофазного КЗ

Зробимо розрахунок струму однофазного КЗ в точці К7. Складаємо схему заміщення прямої послідовності, схема зображена на рисунку 2.11.

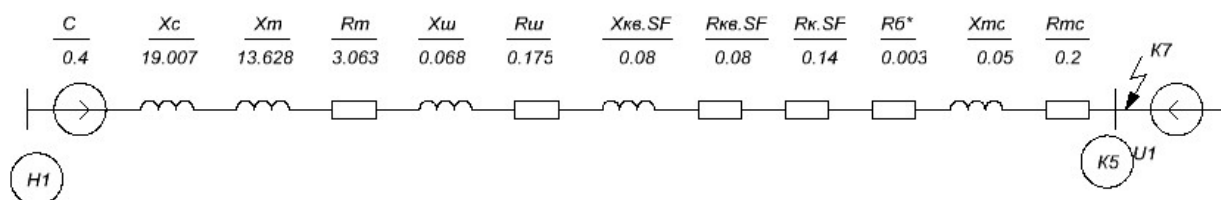


Рисунок 2.11 – Схема заміщення прямої послідовності

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_T + x_{кв.SF} + x_{ш} + x_{тс}, \quad (2.95)$$

$$X_{\Sigma 7} = 19,007 + 13,628 + 0,08 + 0,068 + 0,05 = 32,833 \text{ Ом}$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{кв.SF} + r_T + r_{к.SF} + r_{тс}, \quad (2.96)$$

$$R_{\Sigma 7} = 0.175 + 4 \cdot 0.003 + 0.08 + 3.063 + 0.14 + 0.2 = 3.57$$

Схема заміщення зворотної послідовності така ж, як і схема прямої послідовності, тільки без ЕРС.

Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 2.12.

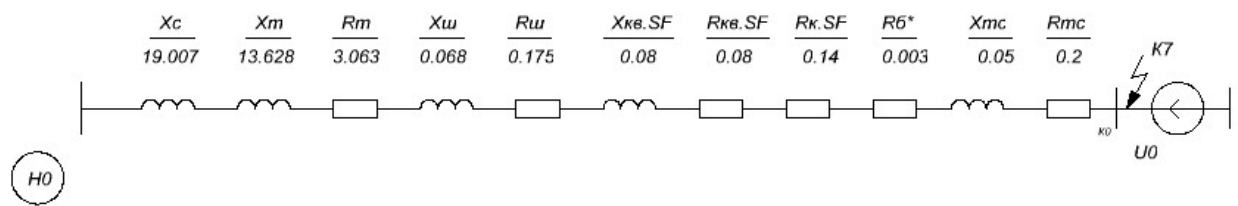


Рисунок 2.12 – Схема заміщення нульової послідовності

Розрахуємо значення опорів для шин нульової послідовності:

$$X_{0ш} = 8,5X_{ш}, \quad (2.97)$$

$$R_{0ш} = 10R_{ш}. \quad (2.98)$$

Підставимо значення в формули:

$$X_{0ш} = 8,5 \cdot 0,175 = 1,4875 \text{ мОм},$$

$$R_{0ш} = 10 \cdot 0,068 = 0,68 \text{ мОм}.$$

Розрахуємо еквівалентні опори нульової послідовності:

$$R_{0\Sigma K7} = R_{0Т} + R_{0ш} + R_{0КВ.SF} + R_{0К.SF} + 4 \cdot R_{0б.К} + R_{0Тс} \quad (2.99)$$

$$X_{0\Sigma K7} = X_{0Т} + X_{0ш} + X_{0КВ.SF} + X_{0Тс}. \quad (2.100)$$

Підставимо значення в формули і отримаємо:

$$R_{0\Sigma K7} = 3.063 + 0.68 + 0.08 + 0.14 + 4 \cdot 0.003 + 0.2 = 4.175 \text{ Ом}$$

$$X_{0\Sigma K7} = 13,628 + 1,4875 + 0,08 + 0,05 = 15,245 \text{ мОм}.$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму однофазного

КЗ в пошкодженій фазі:

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{\text{нн}}) \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma 1} + r_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 0})^2}}. \quad (2.101)$$

Підставивши відповідні значення у формулу отримаємо:

$$I_{к7}^{(1)} = \frac{(1,05 * 0,4) * 10^3 * 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 * 3,57 + 4,175)^2 + (2 * 32,833 + 15,245)}} = 8,904 \text{ кА}$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{к7}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_7}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot R_1 + R_7)} \quad (2.102)$$

$$T_{к7}^{(1)} = \frac{2 * 32.833 + 15.245}{314 * (2 * 3.57 + 4.145)} = 0.0228 \text{ с}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{yди} = 1 + e^{\frac{-0,001}{T_{aki}}}, \quad (2.103)$$

$$k_{yд7} = 1 + e^{\frac{-0,001}{0,0228}} = 1,957$$

Розраховуємо ударний струм:

$$I_{yд7}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{yд7} \cdot I_{к7}'' \quad (2.104)$$

$$i_{yд7}^{(1)} = \sqrt{2} * 1,957 * 8,904 = 24,642 \text{ кА}$$

Здійснимо розрахунок найбільшого діючого значення струму КЗ:

$$I_{д7}^{(1)} = I_{к7}'' * \sqrt{1 + 2 * (k_{yд7} - 1)^2} \quad (2.105)$$

$$I_{д7}^{(1)} = 8,904 * \sqrt{1 + 2 * (1,957 - 1)^2} = 14,983 \text{ кА}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{д7}^{(1)} = I_{к7}''^2 * (t_{відім} + T_{к7}^{(1)}) \quad (2.106)$$

$$B_{д7}^{(1)} = 8,904^2 * (0,18 + 0,0228) = 16,078 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{де } t_{\text{відімк}} = t_{\text{з}} + t_{\text{вим}} = 0,1 + 0,08 = 0,18\text{с}.$$

Всі розрахунки зводимо в таблицю 2.23.

Таблиця 2.23 – Результати розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	U_i , кВ	$x_{\Sigma i}$, МОм	$r_{\Sigma i}$, МОм	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{уді}$	$i_{уді}$, кА	I_{yi} , кА	B_{ki} , кА ² ·с
К4 ⁽³⁾	0,4	32,833	3,663	7,339	000638	1,208	12,475	7,632	10,061
К7 ⁽¹⁾	0,4	15,245	4,175	8,904	0,0228	1,957	24,642	14,983	16,078

Висновки:

В даному пункті було виконано розрахунок струмів короткого замикання в електричних мережах нижче 1 кВ. При розрахунках було враховувано усі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола. Даний розрахунок забезпечив нам правильність вибору апаратів захисту на стороні 0,4 кВ та за допомогою розрахунку було встановлено час та величину струму спрацювання захисту.

2.8 Релейний захист та автоматика

2.8.1 Загальні вимоги до РЗА в мережах 10/0.4 кВ

Релейний захист повинен задовольняти ряд вимог, основними з яких являються наступні [25]:

- 1) селективність;
- 2) чутливість;
- 3) швидкодія;
- 4) надійність.

Під *селективністю* в широкому розумінні слова мають на увазі властивість релейного захисту, що діє на відключення, вибирати пошкоджену

ділянку і відключати тільки її. Для релейного захисту, що діє на сигнал, під селективністю розуміють здатність однозначно вказувати, який саме елемент системи потребує втручання персоналу. На кожному елементі системи (генератори, трансформатори, лінії передач та ін..) встановлюється один чи декілька комплектів релейного захисту, які повинні відключати елемент, що захищається, при пошкодженнях у ньому чи подавати сигнал про ненормальний режим елемента, що захищається. Для здійснення селективності релейного захисту електричної системи в цілому до кожного комплекту релейного захисту повинні бути висунуті наступні вимоги:

- 1) діяти при пошкодженні на елементі, що захищається;
- 2) не діяти при відсутності пошкодження на елементі, що захищається, в тому числі:
 - а) при пошкодженнях на інших елементах, що відключають своїми захистами;
 - б) при ненормальних режимах в системі (коливання, асинхронний хід та ін..), що не потребують відключення даного елемента.

Бажано, щоб захист даного елемента діяв при пошкодженні на іншому елементі, якщо це пошкодження не відключається. Наприклад (рис.2.13) при пошкодженні в точці К повинні діяти комплекти захистів 3 і 4 і не повинні діяти інші комплекти захистів. Проте, якщо з якихось причин (несправність захисту, несправність вимикача) пошкодження не буде відключене, наприклад, захистом 4, бажано, щоб спрацював захист 8 чи 6.

Під *чутливістю* релейного захисту розуміють його здатність реагувати на можливі пошкодження в системі. Відносно до кожного комплекту захисту ці вимоги виражені необхідністю забезпечити дію захисту у випадках, коли йому діяти потрібно. Необхідно мати на увазі, що не існує чіткої межі між пошкодженням даного елемента і відсутністю пошкодження. Так, замикання на землю фази лінії являється її пошкодженням. Однак, замикання на землю може бути не металевим, а через великий перехідний опір (наприклад, замикання через сніговий покрив). З іншої сторони, ізоляція фази лінії може

зменшитись внаслідок підвищеної вологості та інших атмосферних умов. Це зниження ізоляції не являється пошкодженням. Не можна стверджувати, що перехідний опір при замиканні на землю завжди менший, ніж опір ізоляції. Цим прикладом підтверджується відсутність чіткої межі між пошкодженням і його відсутністю.

Таким чином, захист не може бути зроблений абсолютно чутливим, тобто таким, що реагує на всі можливі пошкодження. Відповідними нормами встановлюються визначені вимоги до чутливості для кожного виду захисту. Зазвичай прагнуть зробити захист по можливості найбільш чутливим, зберігаючи, проте, його селективність у вузькому розумінні слова. Цією вимогою і визначається практична межа можливої чутливості захисту. Так, забезпечуючи не спрацювання захисту при зниженні опору ізоляції, ми тим самим обмежуємо його чутливість до замикань через великі перехідні опори. Зі зростанням навантажень електричних систем і збільшенням довжини ліній електропередач значення струмів і напруг при коротких замиканнях наближуються до їх значень в нормальних режимах. У зв'язку з цим задовольнити вимогу чутливості навіть при металевих коротких замиканнях буває важко, і потрібно застосовувати більш складні захисти.

Швидкодія захисту необхідна в основному з наступних міркувань:

1) Для попередження порушення паралельної роботи станцій системи. Так, при короткому замиканні в точці К потужність, яку віддають генератори станції, поблизу якої відбулося коротке замикання, різко знижується. В результаті швидкість обертання генераторів зростає. Якщо коротке замикання відбувається довго, то до моменту його відключення генератори цієї станції вийдуть із синхронізму по відношенню до інших станцій. Швидке відключення короткого замикання може попередити порушення синхронізму, що являє собою найбільш тяжку аварію в системі.

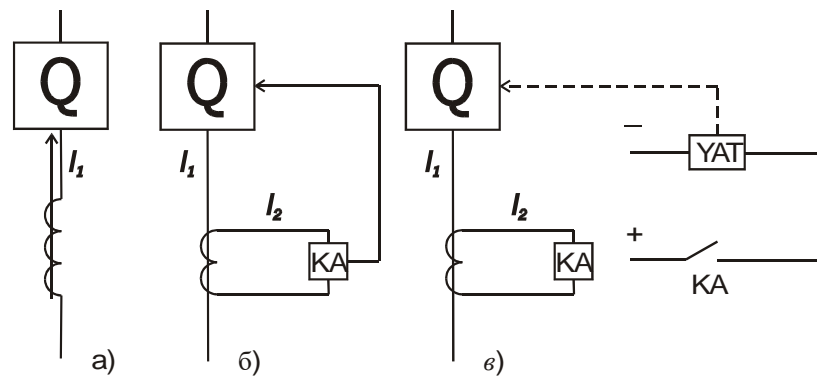


Рисунок 2.13- Структурна схема елементів захисту

2) Для забезпечення нормальної роботи споживачів. Коротке замикання в будь-якому елементі системи призводить до зниження напруги, зниження обертового моменту синхронних та асинхронних двигунів та їх гальмування. При швидкому відключенні короткого замикання двигуни повертаються до нормального режиму, їх гальмування не являється небезпечним і не порушує технологічного процесу, а в ряді випадків залишається зовсім непоміченим. Повільне відключення короткого замикання може призвести до повної зупинки і необхідності відключення синхронних і деяких асинхронних двигунів.

3) Швидке відключення короткого замикання зменшує розміри руйнування ізоляції і струмоведучих частин струмами короткого замикання в місці пошкодження, зменшує імовірність нещасних випадків і ступінь травми персоналу. Слід зауважити, що після відключення короткого замикання причини, що викликали пошкодження, часто зникають, і пошкоджений елемент може бути включений негайно. Це включення проводиться зазвичай автоматично і називається *автоматичним повторним включенням* (АПВ). Чим менше руйнування в місці короткого замикання, тим більша імовірність того, що АПВ буде успішним. Таким чином, прискорення відключення пошкоджень підвищує ефективність АПВ. Час відключення пошкодження складається із часу дії захисту і часу дії вимикача. Отже, для прискорення відключення пошкоджень необхідний не тільки швидкодіючий захист, але і швидкодіючі вимикачі.

Під *надійністю* захисту розуміють його дію у відповідності з принципами, на яких вона заснована. Так, принцип, що лежить в основі струмового захисту, полягає в тому, що захист повинен діяти при перевищенні струмом короткого замикання заданого значення. Принцип направленого захисту потребує дії захисту лише при визначеному напрямку аварійної потужності і т.д. Захист являється надійним, якщо він діє у відповідності з цими принципами в 100% випадків. Для забезпечення надійності захист повинен виконуватись за допомогою високоякісних і надійно працюючих реле, монтаж захисту повинен бути надійним, тобто таким, при якому неможливий обрив проводів, замикання між ними, спрацювання реле від механічних струсів і т. д. Велике значення для надійності має правильна експлуатація захисту. Стан всіх захисних пристроїв повинен періодично перевірятись. Так як кожен елемент захисту може виявитися несправним, то надійність захисту тим вище, чим меншу кількість елементів він містить. Особливо важливе зменшення кількості надійних елементів, якими являються контакти реле. Тому для підвищення надійності захисту необхідно прагнути до його спрощення.

2.8.2 Вибір елементів РЗА

Під час проектування пристроїв релейного захисту необхідно забезпечити виконання таких умов[26]:

- пристроями релейного захисту повинно бути охоплене все обладнання електроенергетичної системи, не може бути ні однієї ділянки, навіть у межах окремого елемента, які б не були охоплені зонами дії релейного захисту;
- зони дії пристроїв релейного захисту суміжних ділянок електроенергетичної системи повинні перекриватись;
- для підвищення надійності роботи окремих пристроїв релейного захисту потрібно дублювати, тобто кожен ділянку електроенергетичної системи повинні захищати хоча б два незалежні пристрої релейного захисту (100% резервування), для відповідальних ділянок можливе застосування і трьох незалежних пристроїв релейного захисту (200% резервування)

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	79
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

2.8.3 Вибір автоматичних вимикачів на стороні 0,4 кВ

Автоматичні вимикачі на стороні 0,4 кВ вибираються за номінальний струмом. Для вибору автоматичного вимикача повинна виконуватися умова:

$$I_{роз} > I_{роз.ном.} \quad (2.107)$$

Розраховуємо струм розчіплювача автоматичного вимикача:

$$I_{роз} = \frac{I_{ном}}{K_{поп}} \quad (2.108)$$

де $I_{роз.}$ - струм розчіплювача автоматичного вимикача, А;

$I_{ном}$ - номінальний струм всіх споживачів ТПцех, А;

$K_{поп}$ - тепловий коефіцієнт поправки 0,85

Проводимо розрахунок для ТПцех:

$$I_{роз} = \frac{94,717}{0,85} = 111,43 \text{ А}$$

Вибираємо вимикач типу ВА88-32 з $I_{ном}=125\text{А}$

2.8.4 Перевірка селективності РЗА

Селективність (вибірковість) – це здатність пристрою релейного захисту реагувати на пошкодження в межах того об'єкта електроенергетичної системи, для захисту якого він призначений[27].

Реле захисту розподільних трансформаторів напругою 10/0,4 кВ

з'єднують у неповну зірку. Група з'єднання обмоток Δ/Y -.

Схему неповної зірки виконуємо трьома реле типу РТ-80.

Струм спрацьовування струмової відсічки лінії, (зображена на рис.2.14) що живить трансформатори, повинний бути відбудований від кидка струму намагнічування трансформаторів по вираженню

$$I_{с.о} \geq K_{від} \cdot I_{\sum тф} \quad (2.109)$$

та від КЗ на шинах низької напруги трансформаторів по вираженню

$$I_{с.о} \geq K_H \cdot I^{(3)}_{к.мах} \quad (2.110)$$

де $K_{від}$ - коефіцієнт відбудування, прийнятий рівним 4-5 при миттєвому спрацьовуванні захисту;

$I_{\Sigma mp}$ - сумарний номінальний струм трансформаторів, що живляться від лінії, що захищається, А;

K_H - коефіцієнт, прийнятий рівним 1,5-1,6 для захисту з реле РТ-40 [27].

$I^{(3)}_{K.MAX}$ - найбільший зі струмів, що проходять у місці установки захисту при трифазних КЗ за трансформаторами у максимальному режимі системи, А.

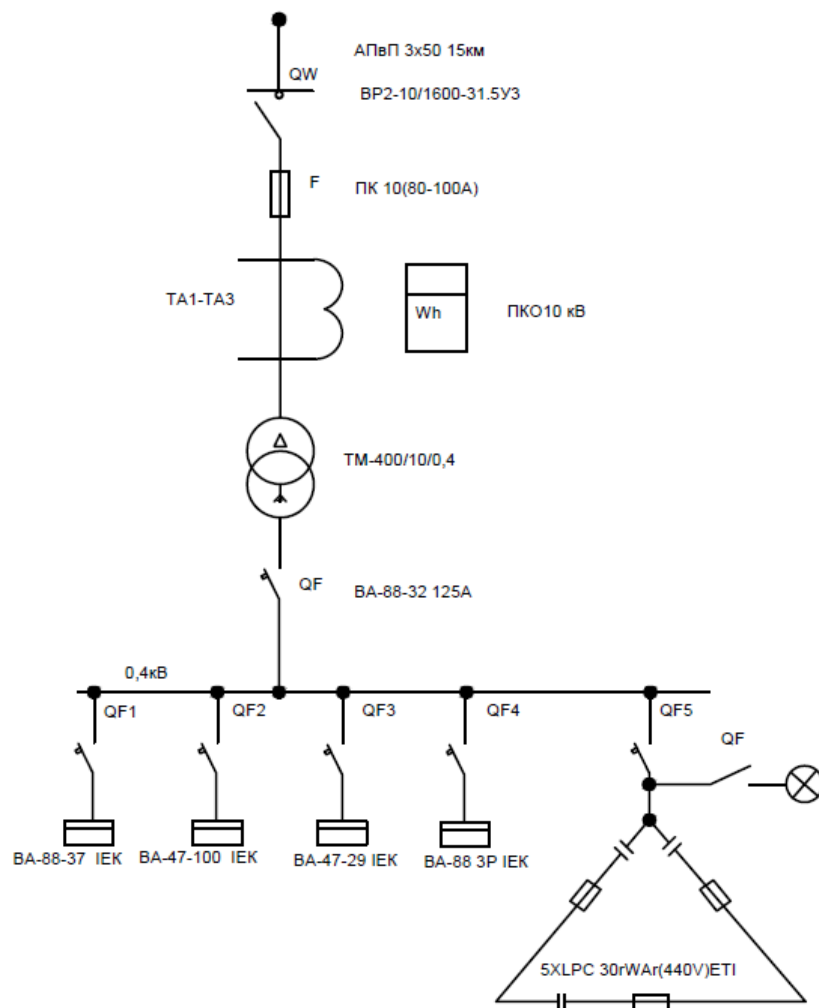


Рисунок 2.14 - Ділянка для розрахунку релейного захисту

$$I_{\Sigma mp} = \frac{S_{mp.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,23 \text{ A}$$

$$I_{c.в.} \geq 5 \cdot 9,23 = 46,19 \text{ A}$$

$$I_{c.в.} \geq 1,5 \cdot 670 = 1005 \text{ A}$$

Приймаємо струм спрацьовування відсічення $I_{с.в.} = 1005$ А. Струм спрацьовування реле відсічки:

Визначимо струм спрацювання реле:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{спр.з.} \cdot K_{сх}^{(3)}}{k_{ТС}} = \frac{1005 \cdot 1}{25} = 42,5 \text{ А},$$

де $K_{сх}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми;

Визначимо коефіцієнт чутливості:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.мін}^{(2)} \cdot k_{сх}}{I_{с.р.}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{670 \cdot 1}{42,5} = 13,65 \geq 1,5$$

Приймаємо реле типу РТ-80 з межами струму спрацьовування 12,5-50 А.

Висновки

Захисна апаратура встановлюється для захисту електричної мережі від перенапруг та струмів короткого замикання, а також встановлення автоматичних вимикачів запобігає пошкодженню електричного обладнання та захисту робочого персоналу.

2.8.4 Організація обліку електричної енергії сонячної станції

2.9 Економічні характеристики проєкту

2.9.1 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР

Для розрахунку вартості нестандартного приєднання, використаємо данні з постанови НКРЕКП [28].

1. Розрахунок вартості підключення потренованої потужності (8320 кВт)

$$\text{Вартість}' = P \cdot \text{ставку} + \text{ПДВ}$$

$$\text{Вартість}' = 8320 \cdot 2,341 + 386,2 = 19863,32 \text{ тис.грн}$$

2. Розрахунок вартості підключення на відстані 5 км:

$$\text{Вартість}'' = L \cdot \text{ставку} + \text{ПДВ}$$

$$\text{Вартість}'' = 5000 \cdot 1,634 + 560 = 8775 \text{ тис.грн}$$

3. Загальна вартість:

$$\text{Вартість} = \text{Вартість}' + \text{Вартість}''$$

$$\text{Вартість} = 19863,32 + 8775 = 28638,32 \text{ тис.грн.}$$

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	82
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

2.9.2 Формування загальної специфікації обладнання та матеріалів

Питання формування специфікації обладнання, виробів та матеріалів регулюються наступними базовими нормативними документами:

- 1) Склад та зміст проектної документації на будівництво ;
- 2) Правила визначення вартості будівництва ;
- 3) Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів.

Проведення техніко-економічних розрахунків щодо проектів електропостачання неможливо здійснити без формування загальної специфікації обладнання, виробів і матеріалів. Проте відповідальність при виборі матеріалів повністю покладається на інженера, тому він має право проявити творчий підхід. Специфікація обладнання, виробів і матеріалів - текстовий проектний документ, що визначає склад обладнання, виробів і матеріалів, і призначений для комплектування, підготовки і здійснення будівництва. Перш за все передбачається проведення маркетингового аналізу обраних елементів обладнання, виробів і матеріалів за їх кількістю (довжиною) виходячи з ринкових пропозицій постачальників та виробників.

Форма специфікації обладнання, виробів і матеріалів повинна відповідати ДСТУ [29].

Висновки

Розрахунок встановленої вартості надав інформацію щодо суми сплати за під'єднання до мережі постачальника, а також розглянутий техніко-економічний аспект проекту надає інформацію щодо формування специфікації необхідного обладнання.

3 РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИВАТНОГО БУДИНКУ З ВИКОРИСТАННЯМ МЕРЕЖЕВОЇ СОНЯЧНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ УСТАНОВКИ

3.1 Загальні відомості

Після підписання міжнародних договорів, щодо зменшення кількості шкідливих викидів, стимулювання розвитку відновлювальної енергетики на державному рівні, введення зеленого тарифу, створення зелених кредитів попит на встановлення відновлення джерел енергії серед приватних домогосподарств значно зріс.

Найпопулярнішим видом відновлювальних джерел є фотоелектричні електростанції. Саме тому існує великий попит на проектування та розрахунок фотоелектричних станцій з максимальною ефективністю їх експлуатації.

Ефективність використання мережевої сонячної фотоелектричної установки насамперед можна оцінити: швидким терміном окупності обладнання, стабільністю роботи та високим терміном служби.

Використання сонячної енергетики на разі є одним з найактуальніших та найчистіших видів енергії. Використання сонячних станцій на приватних будинках може забезпечити власника як додатковим доходом від продажу виробленої кількості енергії і також споживати її для власних потреб[30].

3.2 Опис об'єкта, для якого проектується сонячна станція

Фотоелектрична сонячна станція проектується для приватного будинку(рис.3.1), який розташовується в м. Черкаси.

Метою розрахунку є техніко-економічне обґрунтування розроблення системи електропостачання приватного будинку з використанням мережевої сонячної фотоелектричної установки встановленою потужністю 8 кВт для умов м. Черкаси. Встановлені параметри даху занесемо в таблицю 3.1.

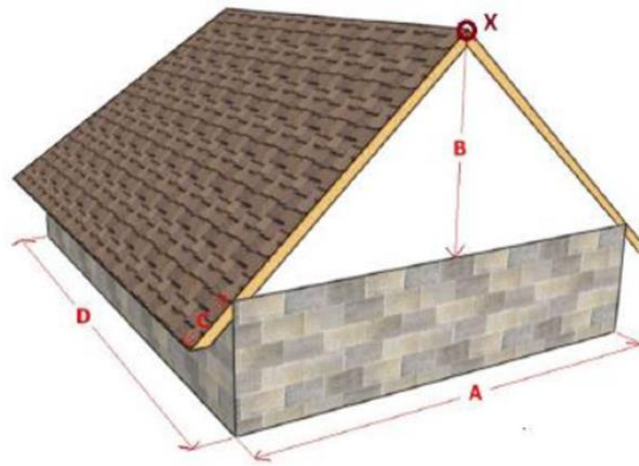


Рисунок 3.1-Розташування будинку

Таблиця 3.1-Параметри даху

Місто	Розміри даху, м				Орієнтація точки X даху
	A	B	C	D	
Черкаси	9	3,5	0,5	16	Зх

3.3. Дослідження кліматичних умов у місці встановлення

фотоелектричних модулів

Клімат регіону помірно-континентальний. [Зима](#) м'яка, з частими відлигами.

[Літо](#) тепле, в окремі роки спекотне, [західні вітри](#) приносять [опад](#).

Пересічна середня температура повітря +7 - 9 °С.

Середня температура найхолоднішого місяця [січня](#) -3 - 5 °С. Середня температура [липня](#) становить +20 -22 °С.

Максимальна +45 °С, мінімальна -37 °С.

Період з температурою +10 °С становить 160-170 днів.

Опадів 450-520 мм на [рік](#). Отже, ми маємо достатні умови для того, щоб розглядати встановлення сонячної станції на 8 кВт у м.Черкаси.

Рівень сонячної інсоляції в Україні зображений на рис. 3.2 та 3.3.

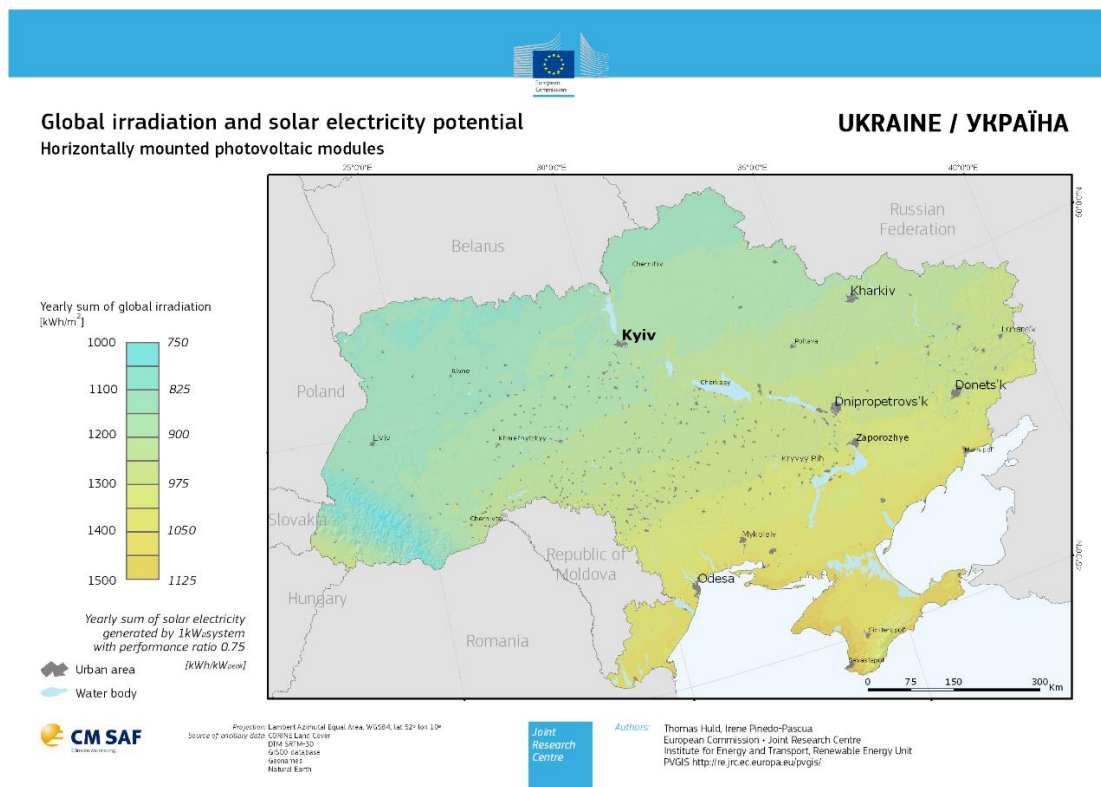


Рисунок 3.2 – Карта сонячної інсоляції України (Горизонтально встановлені фотоелектричні модулі)

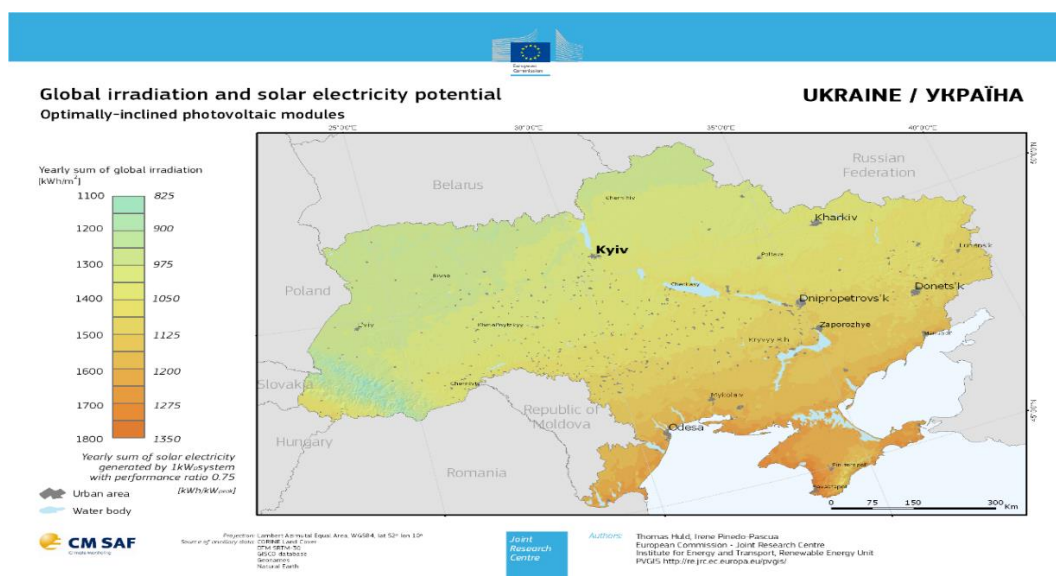


Рисунок 3.3 – Карта сонячної інсоляції України (оптимально встановлені фотоелектричні модулі)

Одним з фундаментальних питань при виборі виду джерела (обладнання) відновлюваної генерації, постає питання щодо прогнозування його роботи в обраній місцевості[31]. Саме тому, перед тим як встановлювати, та робити техніко-економічні розрахунки для

встановленої потужності сонячних панелей, в цій роботі буде проведене дослідження погодних умов в місці встановлення фотоелектричних модулів (м. Черкаси). Річний обсяг вироблення електроенергії зображений на рис.3.4.

Дослідження буде проводитися двома способами:

- 1) Дослідження погодних умов в м.Черкаси, використовуючи інтернет- ресурс PVGIS ;
- 2) Дослідження погодних умов в м. Черкаси, за допомогою матеріалів попередніх досліджень рівня середньомісячної інсоляції в містах України (додаток А).

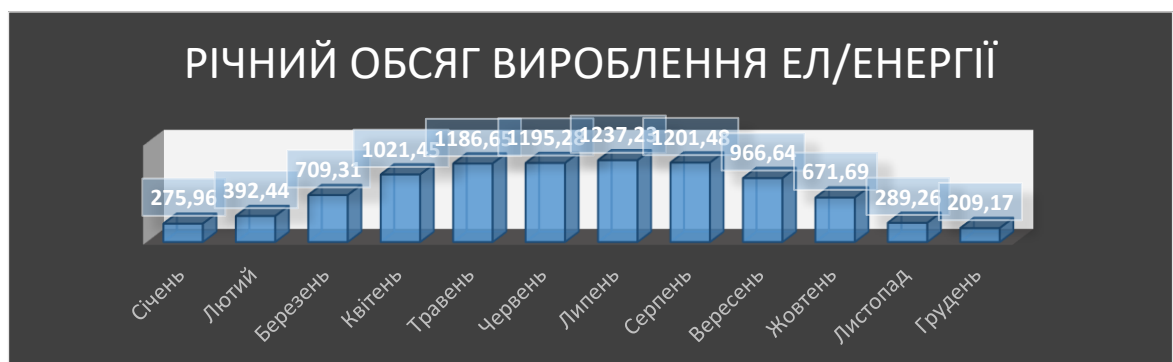


Рисунок 3.4 – Річний обсяг вироблення електроенергії

3.3. Дослідження погодних умов в м. Черкаси використовуючи ресурси PVGIS

При використанні інтернет-ресурсу PVGIS, для дослідження погодних умов в м. Черкаси за допомогою сайту було отримано зображено на рис.3.5.

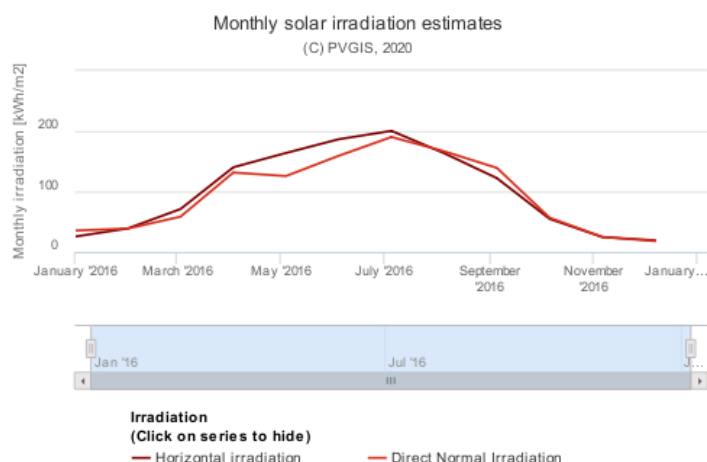


Рисунок 3.5 – Середньомісячний рівень сонячної інсоляції (з 01.01.2016 по 31.12.2016).

Заносимо дані в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4. – Середні значення місячної інсоляції за 2016 рік

Місяць	Середньомісячна інсоляція, кВт·год.	Місяць	Середньомісячна інсоляція, кВт·год.
Січень	35,56	Липень	200
Лютий	39	Серпень	168,9
Березень	60	Вересень	139,2
Квітень	131,55	Жовтень	56,77
Травень	163,94	Листопад	25,9
Червень	186,55	Грудень	19,38

3.4. Розрахунок вартості всіх компонентів станції та їх монтаж

Зведемо дані про всі капітальні витрати в таблицю 3.5:

Таблиця 3.5– Вибір елементів СЕС

Обладнання	Позначення	Кількість	Ціна, UAH	Сума, UAH
Сонячні панелі	335-24/T	28	3181	89068
Інвертор	AFORE BNT008KTL	1	29490	29490
Кріплення на скатний дах		1	13156	13156
Щит захисту NOARK Elctric		1	6143	6143
Сонячний кабель		1	86	2408
конектори		2	80	160
Підключення			10000	10000
Σ				150425

3.5. Дослідження ефективності використання фотоелектричної електростанції

3.5.1. Розрахунок середньозваженої ціни виробництва електроенергії

Для розрахунку середньозваженої ціни виробництва електроенергії ($LCOE$, грн./кВт·год.) необхідно знайти відношення вартості життєвого циклу ($C_{life\ cycle}$, грн.), тобто суми всіх витрат, понесених протягом терміну служби, до сумарного обсягу виробленої за цей час електричної енергії ($E_{life\ cycle}$, кВт·год.):

$$LCOE = \frac{C_{life\ cycle}}{E_{life\ cycle}}. \quad (3.1)$$

Вартість життєвого циклу включає: теперішні і майбутні капітальні витрати C^{cap} , в тому числі витрати на проектування, монтаж, введення в експлуатацію; теперішні і майбутні експлуатаційні витрати $C^{O\&M}$ – постійні та змінні (витрати на паливо); вартість власного та залученого (позикового) капіталу.

Вартість під'єднання до електричних мереж розраховуємо за допомогою онлайн-калькулятора стандартного приєднання [31].

Вартість приєднання складатиме 10% від вартості обладнання.

Сумуємо дану вартість з капітальними витратами. Отримаємо:

$$C_{cap} = 150425 \text{ грн.}$$

Для визначення ефективності застосовується формула для розрахунку середньої розрахункової собівартості виробництва електроенергії протягом всього життєвого циклу:

$$LCOE = \frac{\text{усі витрати}}{\text{вироблення електроенергії}} = \frac{\Sigma_{\text{вит}}}{\Sigma_{\text{вироб}}} \quad (3.2)$$

Розрахунок загальних витрат: ціна панелей, інвертора, витрати на монтаж та обслуговування.

Операційні витрати приймаємо на рівні 0,05%

Загальний обсяг вироблення енергії за весь час експлуатації, добуток виробленої електроенергії за рік та кількості років.

У дослідженнях техніко-економічних показників енергопостачальних систем з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) застосовано розрахункові моделі за схемою визначення нормованої ціни виробництва енергії (фактично, середньозваженої собівартості – Levelised Energy Cost; для позначення й артикуляції вживають акронім LEC, також LCOE – Levelised Cost of Electricity).

Поширеним є вжиток поняття «моделі життєвого циклу» для позначення розрахункових схем, кінцевою метою застосування яких є отримання прогностичних значень обсягів та цінових оцінок технологічних об'єктів енергетики. Економіко-математичні моделі, побудовані на основі поняття життєвого циклу, є придатними для розв'язання задач техніко-економічного аналізу об'єктів енергетики на «постанційному» рівні й мають подальшу перспективу застосування у поєднанні зі складними ринковими моделями балансового типу, призначеними для дослідження проблем секторального рівня економіки[32].

Згідно з постановою «Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію для приватних домогосподарств» для подальших розрахунків зазначимо, що «зелений» тариф становить 5,37 грн за кВт·год з 1 січня 2020 року. Проведемо розрахунки в євро, оскільки вартість зеленого тарифу приймаємо в Євро.

Для того, щоб розрахувати LCOE, знадобиться розрахувати наступні дані та занести їх в таблицю 3.6.

Таблиця 3.6– Інфляція 6.0%

Рік	Ccap (€)	Co&m (€)	Ct(€)	Et (кВт*год)
2020	15303,4	0	15303,4	0
2021	0	171	171	9263
2022	0	192	192	9170
2023	0	215	215	9079
2024	0	241	241	8988
2025	0	270	270	8898
2026	0	302	302	8809
2027	0	338	338	8721
2028	0	379	379	8634
2029	0	424	424	8547
2030	0	475	475	8462
2031	0	532	532	8377
2032	0	596	596	8294
2033	0	668	668	8211
2034	0	748	748	8128
2035	0	838	838	8047
2036	0	938	938	7967
2037	0	1051	1051	7887
2038	0	1177	1177	7808
2039		1318	1318	7730
2040	0	1476	1476	7653
LC		12350	27653	168673

$$LCOE = \frac{27653}{16873} = 0.17 \text{ Євро/кВт год}$$

Розраховуємо LCOE при використанні кредитних коштів на 5 років. Тіло кредиту 50% від усіх капітальних вкладень. Відсоткова ставка складатиме $r = 12,99\%$.

Банківська винагорода в i -му році може бути розрахована за формулою:

$$C_i^{br} = \left(C^{cred} - \frac{C^{cred}}{t} \cdot (i-1) \right) \cdot r \quad (3.3)$$

Інфляція 6,0%

Розрахункові дані приведеної собівартості LCOE заносимо в таблицю 3.7.

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		91

Таблиця 3.7– Приведена собівартість LCOE

Рік	СОБІВАРТІСТЬ	E(t) , кВт·год.	CAPEX	OPEX	Bank revenue	TOTEX	EXPENSES
1-ий	LCOE(t)	0	7 7651,70	0	100,00	7751,698979	7751,70
2021	0,24	8306	0	81	2175,49	2256,59731	2014,82
2022	0,26	7378	0	86	2175,49	2261,463791	1802,83
2023	0,28	6555	0	91	2175,49	2266,62226	1613,34
2024	0,29	5823	0	97	2175,49	2272,090238	1443,95
2025	0,31	5172	0	102	2175,49	2277,886294	1292,53
2026	0,33	4594	0	109		108,5408124	54,99
2027	0,35	4081	0	115		115,0532612	52,04
2028	0,37	3625	0	122		121,9564568	49,26
2029	0,39	3220	0	129		129,2738443	46,62
2030	0,41	2860	0	137		137,0302749	44,12
2031	0,44	2540	0	145		145,2520914	41,76
2032	0,46	2256	0	154		153,9672169	39,52
2033	0,49	2003	0	163		163,2052499	37,40
2034	0,52	1779	0	173		172,9975649	35,40
2035	0,55	1580	0	183		183,3774188	33,50
2036	0,59	1403	0	194		194,3800639	31,71
2037	0,62	1246	0	206		206,0428678	30,01
2038	0,66	1106	0	218		218,4054398	28,40
2039	0,70	982	0	232		231,5097662	26,88
2040	0,74	872	0	245		245,4	26,88
Σ	0,24	67381	0	2984	10977,44	21613	16496

$$LCOE = \frac{16496}{67381} = 0,24 \text{ Євро/кВт год}$$

Розрахувавши вартість обладнання та річний дохід від продажу можемо побудувати кумулятивний графік грошового потоку . Бачимо, що інфляція значно не впливає на показник LCOE, тому приймаємо даний показник на рівні 6,0%.

Розрахований грошовий потік за собівартістю заносимо в таблицю 3.8.

Таблиця 3.8 – Розрахункові результати: LCOE і грошовий потік за собівартістю

t	E(t) , кВт·год	СОБІВАРТІСТЬ	ПРИВЕДЕНІ	INCOME	DCF	CDCF
0	0	LCOE(t)	2014,82	2033	18,56	-7733,13
1	8306	0,24	1802,83	1806	3,57	-7729,56
2	7378	0,26	1613,34	1605	-8,63	-7738,19
3	6555	0,28	1443,95	1426	-18,45	-7756,64
4	5823	0,29	1292,53	1266	-26,26	-7782,90
5	5172	0,31	54,99	1125	1069,82	-6713,08
6	4594	0,33	52,04	999	947,07	-5766,01
7	4081	0,35	49,26	887	838,19	-4927,82
8	3625	0,37	46,62	788	741,62	-4186,21
9	3220	0,39	44,12	700	655,98	-3530,23
10	2860	0,41	41,76	622	580,04	-2950,19
11	2540	0,44	39,52	552	512,72	-2437,47
12	2256	0,46	37,40	490	453,04	-1984,43
13	2003	0,49	35,40	436	400,16	-1584,27
14	1779	0,52	33,50	387	353,30	-1230,98
15	1580	0,55	31,71	343	311,78	-919,19
16	1403	0,59	30,01	305	275,01	-644,18
17	1246	0,62	28,40	271	242,45	-401,73
18	1106	0,66	26,88	241	213,62	-188,11
19	982	0,70	25,44	214	188,11	0,00
20	872	0,74	16496	16496		0,00

Розрахувавши дані покажемо на графіку окупність вкладу за собівартістю та за зеленим тарифом. На момент проведення розрахунків прогнозування окупності вартість зеленого тарифу становить 0,16 за кВт*год, а курс євро становить 34 грн. Розрахункові значення зеленого тарифу та грошового потоку за зеленим тарифом заносимо в таблицю 3.9.

Таблиця 3.9 – Розрахункові результати: значення зеленого тарифу і грошовий потік за зеленим тарифом

t	E(t) , кВт·год	СОБІВАРТІСТЬ	ПРИВЕДЕНІ	INCOME	DCF	CDCF
0	0	LCOE(t)	7751,70	0	-7751,70	-7751,70
1	8306	0,16	2014,82	1312	-703,01	-8454,71
2	7378	0,17	1802,83	1806	3,57	-8451,14
3	6555	0,18	1613,34	1605	-8,63	-8459,77
4	5823	0,19	1443,95	1426	-18,45	-8478,22
5	5172	0,20	1292,53	1266	-26,26	-8504,48
6	4594	0,21	54,99	1125	1069,82	-7434,66
7	4081	0,22	52,04	999	947,07	-6487,59
8	3625	0,24	49,26	887	838,19	-5649,40
9	3220	0,25	46,62	788	741,62	-4907,78
10	2860	0,27	44,12	700	655,98	-4251,81
11	2540	0,28	41,76	622	580,04	-3671,77
12	2256	0,30	39,52	552	512,72	-3159,05
13	2003	0,32	37,40	490	453,04	-2706,01
14	1779	0,34	35,40	436	400,16	-2305,85
15	1580	0,36	33,50	387	353,30	-1952,55
16	1403	0,38	31,71	343	311,78	-1640,77
17	1246	0,40	30,01	305	275,01	-1365,76
18	1106	0,43	28,40	271	242,45	-1123,31
19	982	0,45	26,88	241	213,62	-909,69
20	872	0,48	25,44	214	188,11	-721,58

Згідно з даними розрахунками даний проект не окупається . Згідно з постановою про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію, вироблену генеруючими установками приватних домогосподарств було встановлено відповідні тарифи та цінову політику до 2024 року, тому ми лише можемо приблизно спрогнозувати термін окупності проекту. Окупність проекту залежить від встановленого курсу валют та вартістю зеленого тарифу(рис.3.11-3.12), оскільки економічний ринок характеризується невизначеністю, пропоную спрогнозувати термін окупності проекту якщо курс валюти в майбутньому зменшиться і вартість одного євро становитиме 15 грн.

Розрахункові значення зеленого тарифу і грошовий потік за зеленим тарифом (за зменшеним курсом валюти) заносимо в таблицю 3.10.

Таблиця 3.10 –Розрахункові результати: значення зеленого тарифу і грошовий потік за зеленим тарифом (за зменшеним курсом валюти)

t	E(t) , кВт·год	СОБІВАРТІСТЬ	ПРИВЕДЕНІ	INCOME	DCF	CDCF
0	0	LCOE(t)	7751,70	0	-7751,70	-7751,70
1	8306	0,36	2014,82	2973	958,61	-6793,09
2	7378	0,38	1802,83	1806	3,57	-6789,52
3	6555	0,40	1613,34	1605	-8,63	-6798,15
4	5823	0,43	1443,95	1426	-18,45	-6816,60
5	5172	0,45	1292,53	1266	-26,26	-6842,86
6	4594	0,48	54,99	1125	1069,82	-5773,04
7	4081	0,51	52,04	999	947,07	-4825,97
8	3625	0,54	49,26	887	838,19	-3987,78
9	3220	0,57	46,62	788	741,62	-3246,17
10	2860	0,60	44,12	700	655,98	-2590,19
11	2540	0,64	41,76	622	580,04	-2010,15
12	2256	0,68	39,52	552	512,72	-1497,43
13	2003	0,72	37,40	490	453,04	-1044,39
14	1779	0,76	35,40	436	400,16	-644,23
15	1580	0,81	33,50	387	353,30	-290,93
16	1403	0,86	31,71	343	311,78	20,85
17	1246	0,91	30,01	305	275,01	295,86
18	1106	0,96	28,40	271	242,45	538,31
19	982	1,02	26,88	241	213,62	751,93
20	872	1,08	25,44	214	188,11	940,04

За даним розрахунковим прогнозуванням даний проект почне окупатися на 16-му році експлуатації

Нормована собівартість електроенергії

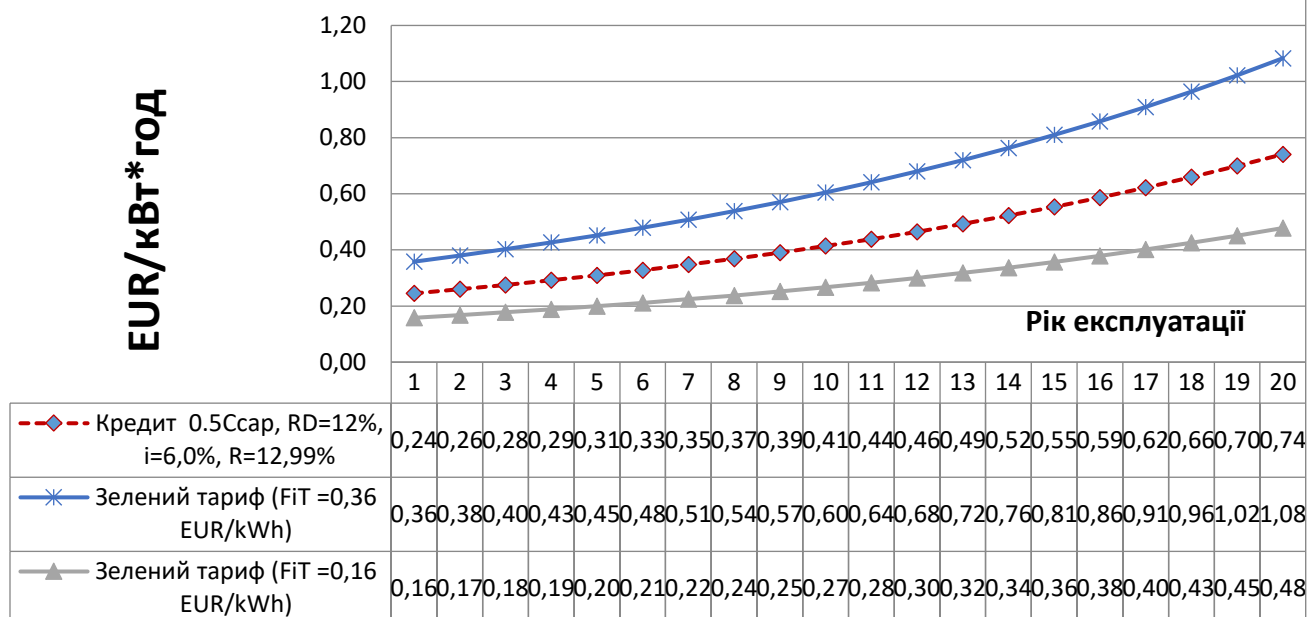


Рисунок 3.11 – Нормована собівартість електроенергії та за зеленим тарифом

Кумулятивний дисконтований грошовий потік

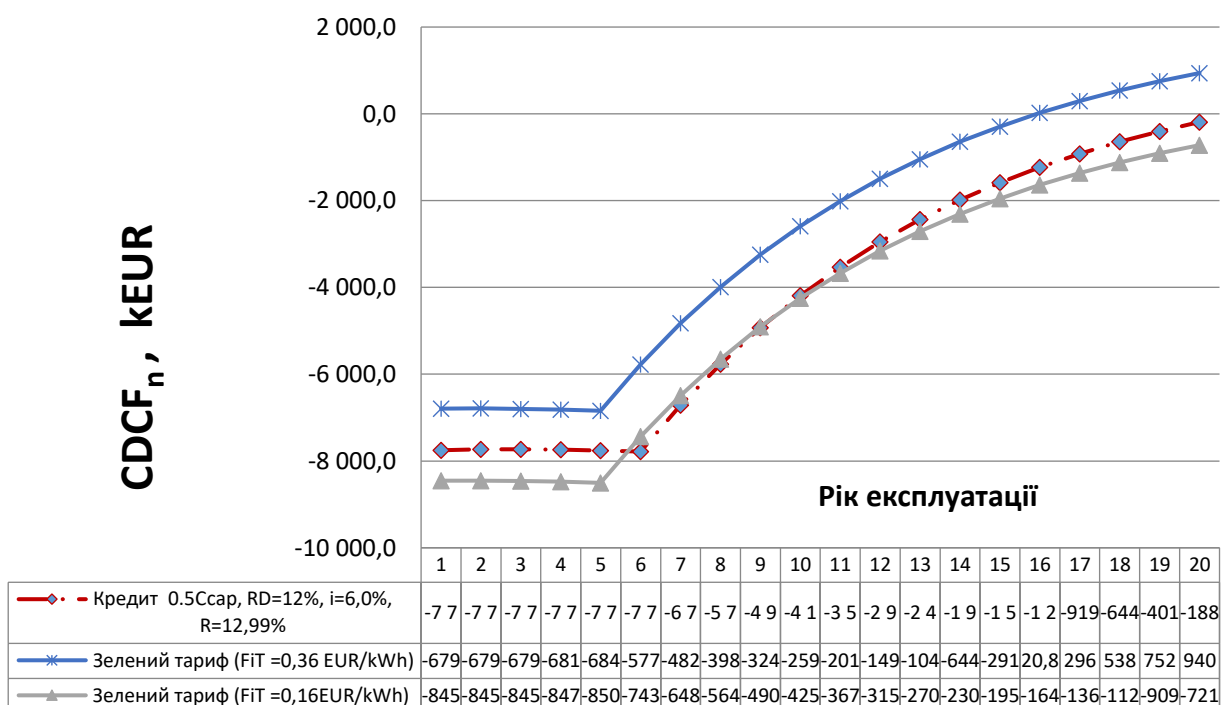


Рисунок 3.12 – Кумулятивний графік грошового потоку

3.6. Підготовка документації для введення в експлуатацію системи електропостачання приватного будинку з використанням фотоелектричних модулів

3.6.1. Документи, які надаються електропостачальній організації для введення в експлуатацію фотоелектричної електростанції

Для того щоб мати можливість не просто виробляти електричну енергію для себе, не залежачи від енергопостачальної компанії (автономна робота), а і мати можливість продавати електроенергію в мережу, використовуючи при цьому ‘зелений тариф’.

Щоб мати таку можливість потрібно вступити та узаконити свої фінансові відносини з компанією енергопостачальником (укласти договір)[33].

Дії, щодо процедури введення в експлуатацію системи електропостачання приватного будинку з використанням фотоелектричних модулів, регулює постанова НКРЕКП [26], в якій встановлені вимоги щодо обладнання яке використовується приватним власником, правила підключення до мережі нового виробника електроенергії та правила (формули), за якими розраховується оплата за купівлю цієї електроенергії енергопостачальником.

При розгляді самої процедури підключення до мережі, слід користуватися розділом 3 цієї постанови, в якому послідовно прописано всі етапи, які повинні бути здійснені при підключенні.

Основні документи, які слід надати при підключенні до мережі:

Заява – повідомлення (про намір продажу електроенергії).

Однолінійну схему підключення генеруючої установки приватного домогосподарства з використанням гібридного інвертора/мережевого інвертора.

Акт приймання – передачі товару (електричної енергії).

Після підписання всіх вище перелічених документів з представником компанії постачальника електроенергії, приватне господарство може легально продавати свою електроенергію в мережу.

3.6.2. Документи, щодо норм виплати коштів за покупку електроенергії за зеленим тарифом

Зелений тариф (в англійській мові зазвичай використовується термін *Feed-in tariff*) – економічний механізм, спрямований на заохочення генерації електроенергії [відновлюваною енергетикою](#).

Застосування зеленого тарифу зазвичай включає використання наступних інструментів:

Гарантований доступ до [енергомережі](#);

Довгострокові контракти на придбання електроенергії;

Встановлення відносно високих закупівельних цін, які враховують вартість відновлюваних джерел енергії.

Регіональні або національні [енергопостачальники](#) зазвичай зобов'язані купувати електроенергію, вироблену з відновлюваних джерел. У багатьох країнах гарантується придбання електроенергії, що отримується з поновлюваних джерел енергії в рамках довгострокових (15-25 років) контрактів.

Для того щоб дізнатися як проводяться розрахунки за електроенергію, слід використовувати постанову НКРЕКП [34]. Проте в цій постанові ви не знайдете саме значення зеленого тарифу, оскільки кожен квартал НКРЕКП переглядає значення цього тарифу, та може вносити певні зміни (найчастіше це пов'язано з коливанням долара, або закінчення одного з етапів ціни тарифу).

Остання постанова, якою встановлюється значення зеленого тарифу є постанова Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію для приватних домогосподарств.

Якщо ми плануємо встановлювати фотоелектричні модулі на 20 років з потужністю 8 кВт, то нас буде цікавити перший пункт цієї постанови [35].

3.7 Розрахунок та вибір елементів мережевої сонячної електростанції

3.7.1 Вибір типу інвертора та моделювання варіантів інформаційного забезпечення

3.7.2 Вибір інвертора

Інвертор - перетворювач постійного струму в змінний однофазний або багатофазний струм, силовий генератор змінного струму. Зазвичай являє собою генератор періодичної напруги, за формою здебільшого наближеної до синусоїди, або дискретного сигналу[36]. Інвертори напруги можуть застосовуватися у вигляді окремого пристрою або входити до складу джерел і систем безперебійного живлення апаратури електричною енергією змінного струму. Якщо інвертор передає енергію з мережі постійного струму в мережу змінного, частота і напруга в якій вже задані роботою інших генераторів, то його названо залежним (веденим).

3.7.2 Перевірка інвертора на відповідність

Для поставленої задачі обираємо інвертор мережевий-інвертор AFORE BNT008KTL з номінальною потужністю 8 кВт[37].

Перевіряємо інвертор за наступними показниками.

1) У паралельних лініях повинна бути однакова кількість панелей.

$$14 \text{ шт} = 14 \text{ шт}$$

2) Кількість панелей в лінії не повинно перевищувати максимально допустимої кількості N_{max} :

$$N_{\text{панелей в лінії}} < N_{max} \quad (3.4)$$

$$N_{max} = \frac{U_{max}}{U_{xx \text{ пан}}} \quad (3.5)$$

$$N_{max} = \frac{1000}{40,3} = 24,81 \text{ шт}$$

Отже обираємо $N_{max} = 21 \text{ шт}$.

Тоді:

$$14 \text{ шт} < 24 \text{ шт}$$

2) Струм КЗ на один МРРТ не повинен перевищувати допустимого значення:

$$I_{\text{КЗ панелі}} < I_{\text{доп}} \quad (3.6)$$

$$11 \text{ A} < 25 \text{ A}$$

де, $I_{\text{КЗ панелі}}$ – струм короткого замикання панелі.

$I_{\text{доп}}$ – допустимий струм на один МРРТ інвертора згідно його паспортних даних.

3) Знаходження в робочому діапазоні напруги.

$$U_{\text{роб мін}} < U_{\text{роб лінії}} < U_{\text{роб макс}}$$

$$U_{\text{роб лінії}} = N_{\text{панелей в лінії}} \cdot U_{\text{роб лінії}} \quad (3.7)$$

$$U_{\text{роб лінії}} = 14 \cdot 34,05 = 476,7 \text{ В}$$

$$200 \text{ В} < 476,7 \text{ В} < 800 \text{ В}$$

де $U_{\text{роб мін}}$ і $U_{\text{роб макс}}$ – діапазон робочих напруг інвертора згідно його паспортних даних, В.

$U_{\text{роб лінії}}$ – робоча напруга панелі згідно паспортних даних, В.

Технічні характеристики вибраного інвертора заносимо в таблицю 3.9.

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	100
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Таблиця 3.9 – Технічні характеристики інвертора

Вхідні характеристики постійного струму		Вихідні характеристики змінного струму	
Макс. Потужність постійного струму, (Вт)	8800	Макс. Потужність змінного струму, (Вт)	8600
Макс. Напруга постійного струму, (В)	850	Номінальна потужність змінного струму, (Вт)	8000
Номінальна напруга, (В)	620	Макс. Змінний струм на виході, (А)	13,5
Діапазон напруг постійного струму MPPT, (В)	200-800	Номінальний пусковий струм АС, (А)	11
Пускова напруга, (В)	250	Макс. Пусковий струм АС, (А)	13,5
Комутаційна напруга, (В)	180	Макс. Аварійний струм, (А)	14,8
Максимальний струм DC, (А)	11 x 2	Макс. Захистриний струм, (А)	16,8
Кількість MPPT, (шт.)	2/2	Номінальна частота змінного струму, (Гц)	50/60
Макс. Потужність постійного струму, (Вт)	8800	Вихідний струм THD	<3%
Макс. Напруга постійного струму, (В)	850	Початкова потужність, (Вт)	20
Номінальна напруга, (В)	620	Макс. Потужність змінного струму, (Вт)	8600
Діапазон напруг постійного струму MPPT, (В)	200-800	Номінальна потужність змінного струму, (Вт)	8000

3.8. Конфігурація фотоелектричної електростанції

3.8.1. Розрахунок річного вироблення електроенергії

Розраховуємо показники. Беремо дані сонячної інсоляції з додатку А.

$$W_{\text{міс}} = E * S * T * k_n \quad (3.8)$$

Розраховуємо площу однієї панелі:

$$S = 1,689 \cdot 0,996 = 1.68 \text{ м}^2$$

Далі за таких умов, розрахуємо скільки будуть виробляти сонячні панелі по місяцях використовуючи формулу

$$E_{\Sigma \text{міс}} = n \cdot S \cdot T \cdot k_n \quad (3.9)$$

де n - кількість панелей, шт.

S - площа однієї панелі, м².

η - ККД панелей, %.

$$E_{\Sigma 01} = 28 \cdot 1,68 \cdot 37,2 \cdot 0,196 = 394,95 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Результати розрахунків за іншими місяцями заносимо в таблицю 3.10.

Таблиця 3.10 – Кількість виробленої енергії панелями за всі місяці

Місяць	Середньомісячна інсоляція	$E_{\Sigma i}$	Місяць	Середньомісячна інсоляція	$E_{\Sigma i}$
Січень	37,20	394,95	Липень	172,67	8831,40
Лютий	54,60	962,78	Серпень	152,52	6857,39
Березень	91,76	2490,60	Вересень	107,10	3361,80
Квітень	122,10	4497,71	Жовтень	69,44	1365,50
Травень	169,57	8516,30	Листопад	34,20	344,16
Червень	164,70	8302,13	Грудень	29,76	250,02

Порівнюємо із споживанням за аналогічні місяці та результати заносимо в таблицю 3.11. Дане порівняння зображено на рис.3.13.

Таблиця 3.11 – Генерація-споживання

Місяць	Середньомісячна інсоляція	$E_{\Sigma i}$	Споживання	Ген - Сп
Січень	37,20	394,95	275,96	118,99
Лютий	54,60	962,78	392,44	570,34
Березень	91,76	2490,60	709,31	1781,29
Квітень	122,10	4497,71	1021,45	3476,26
Травень	169,57	8516,30	1186,65	7329,65
Червень	164,70	8302,13	1195,28	7106,85
Липень	172,67	8831,40	1237,23	7594,17
Серпень	152,52	6857,39	1201,48	5655,91
Вересень	107,10	3361,80	966,64	2395,16
Жовтень	69,44	1365,50	671,69	693,81
Листопад	34,20	344,16	289,26	54,90
Грудень	29,76	250,02	209,17	40,85

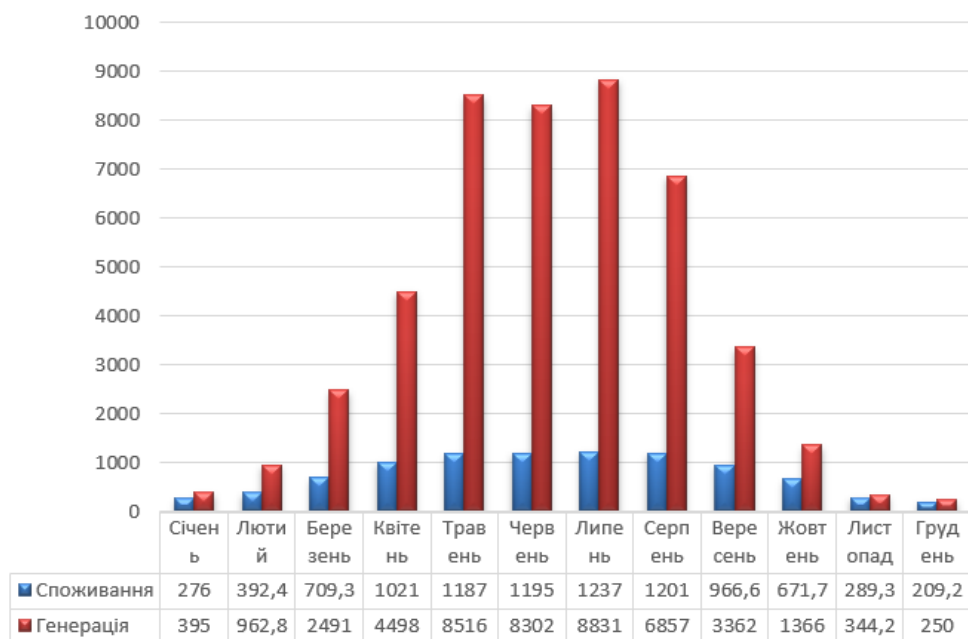


Рисунок 3.13 – Вироблення та споживання електроенергії помісячно

Висновок

Розглядаючи екологічну та економічну доцільність встановлення фотоелектричної сонячної установки на даху приватного будинку були зроблені висновки на основі розрахунків та дослідження даного проекту, що такі установки доцільно встановлювати на потужність яка буде задовільняти умови споживача та продажу в мережу. В даному етапі проекту було також показано умови та залежності вибору СЕС для приватних господарств. Отже того щоб даний проект окупився потрібно враховувати місце встановлення, річну інсоляцію, зелений тариф, вартість деталей та розрахувати різницю між виробленням та споживання і лише тоді замовляти сонячну станцію. Також одним із важливих моментів даного проекту є його екологічність. Щороку розробляються нові панелі та проекти екологічної енергії, а отже це є вигідним проектом для пасивного заробітку. Також враховуючи, що в розрахунки проекту були залучені кредитні кошти банку, які в свою чергу також впливають на термін окупності вкладених фінансів, тому що потрібно повертати банку помісячно кошти з відсотковою ставкою. Саме тому дохід від продажу електроенергії буде зменшений.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

4.1 Загальна характеристика об'єкта

Об'єктом дослідження є фотоелектрична сонячна установка, яка розміщується на даху приватного будинку. Дана установка підключається до мережі та має додаткове обладнання:

- інвертор, що перетворює постійний струм у змінний;
- акумуляторну батарею, яка повинна накопичувати енергію;
- контролер заряду акумулятора.

При монтажі обладнання буде знаходитися виключно у вимкненому стані, лише коли будуть завершені монтажні роботи та буде наданий дозвіл на підключення до мережі, установка буде ввімкненою та знаходитиметься у робочому стані. Конструкція фотоелектричних панелей забезпечує високий рівень ІР та стійкість до природних явищ, оскільки повинна буде знаходитися на відкритому повітрі. Вся електропровідна конструкція буде схованою та недоступною для випадкового доторкання.

Таблиця 4.1 – Загальна характеристика об'єкту

Найменування	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія пожежної безпеки
Фотоелектрична сонячна установка	На даху приватного будинку	На даху будинку на висоті 8 метрів	4 категорія ЕУ знаходиться на відкритому повітрі	Д

4.2 Перелік робіт та склад бригади

Таблиця 4.2 – Види робіт та склад бригади

Вид робіт	Спосіб поставки і розвантажування	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Монтаж сонячної станції	Транспортування та вивантаження елементів конструкцій з підвищеною обережністю	Весняно-літній період, тривалість 5-8 робочих днів	Керівник, 2 монтера, 2 електромонтера	III і вище розряду

Таблиця 4.3 - Організація монтажу сонячної фотоелектричної установки

Сонячна фотоелектрична установка буде розташовуватися на даху приватного будинку	Перед монтажем всі конструкції повинні бути оглянуті перевірені на цілісність струмопровідних частин
Перед монтажем проводяться цільовий інструктаж з охорони праці та правил поведінки при монтажі електроустановок	Так як монтажні роботи будуть проводитися на висоті то на даху повинні бути розміщені анкерні точки для страхувального спорядження монтера
Всі працівники повинні мати відповідний розряд та групу допуску до електромонтажних робіт(не нижче III групи допуску та розряду)	Монтажні роботи повинні виконуватися в захисний одяг та лише справними інструментами

4.3 Аналіз умов праці на робочих місцях

Таблиця 4.4 – Показники умов праці [38]

Показники умов праці		Локальні показники	
Розташування на даху. Все обладнання переміщається за допомогою технічного транспорту	Клімат-помірно континентальний	Шум інструментів в день 55 дБ	Легка вібрація при монтажі та переміщенні монтажників
Площа даху 99.21 м ²	Робота виконується тільки при денному освітлені (з 8 до 17 години)	Температура : +15°- +20°	Робота відбувається протягом робочого дня. 8-ми годинний робочий день
Освітлення природне-штучне	Робота під відкритим небом	Пересічна середня температура повітря +7 - 9 °С	Робота виконується лише за сприятливих природних умов (без дощу і вітру не більш як 8 м/с)

4.4 Визначення небезпек для працівника на робочих місцях

Таблиця 4.5 – Можливі небезпечні випадки [39]

Небезпечні виробничі фактори	Технічні заходи та засоби індивідуального захисту		
Падіння з висоти	До роботи допускаються лише кваліфіковані спеціалісти	Медичний огляд до вимог про положення про медичний огляд працівників	Забезпечення міцними огорожами в радіусі 6-7 метрів від стін об'єкту
Падіння інструментів	До роботи на висоті допускаються особи не молодше 18 років	Проведення цільових інструктажів	Забезпечення працівників засобами захисту для робіт на висоті
Несправність елементів станції	Типова інструкція щодо заходів пожежної безпеки на робочому місці	Забезпечення працівників засоби захисту	У випадку травмування надати першу медичну допомогу здійснити виклик карети швидкої допомоги

4.5 Вибір технічних засобів і заходів безпеки робіт в енергоустановках

Технічні засоби та заходи забезпечення електробезпеки поділяються на дві групи:

- При нормальному режимі роботи електроустановок
- При аварійних режимах роботи електроустановок

Таблиця 4.6 - аварійний та нормальний режим роботи електроустановок [40]

При аварійних режимах роботи електроустановок	При нормальному режимі роботи електроустановок
Захисне заземлення	захисне заземлення ЕУ
захисне автоматичне вимикання	ізоляція струмовідних частин
загороджувальні засоби (огорожі, оболонки, бар'єри)	Засоби орієнтації в електроустановках
При не спрацюванні автоматичного вимикання , вимкнути в ручну в захисному одязі	Попереджувальні знаки
блокувальні засоби	Контроль показників напруги та струму
способи орієнтації в ЕУ	

Таблиця 4.7 - Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисні засоби індивідуального захисту	Діелектричне взуття	Для стійкості під час роботи на даху	випробувальна напруга 20000В
	Діелектричні рукавиці	Підключення станції до мережі	Робоча напруга 1000В, випробувальна напруга 5000В
Захисні пристосування	Захисна огорожа	Для заборони доступу стороннім особам	
Контрольно-сигнальні прилади	Мультиметр	Вимірювання струмів, напруг та опорів	Кожні 0,5-1 рік

Таблиця 4.8. Перелік засобів індивідуального захисту[41]

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Від загальновиробничих забруднень	100% х\б авсентг Комбінезон	3 місяці	Для загального захисту
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень, захист від ковзання	MG405 Спіненого поліуретану Черевики	12 місяців	випробувальна напруга 20000В
Захист рук	Захист шкірного покриву від механічних та електричних уражень	SNIPE, Телячий спилок, гума Рукавички	6-8 місяців	На протязі всієї роботи з установкою
Захист голови	Від випадкових ударів	Каска Розривне навантаження не менше 15кН, поліамід	10-12 місяців	Під час всієї монтажної роботи
Захист очей	Захист від яскравого проміння	ПОДВІЙНІ ОКУЛЯРИ UNIVET Полікарбонат янтарний	24 місяці	Під час роботи в день на відкритому повітрі.

Продовження таблиці 4.9

Захист органів слуху	Зниження рівня шуму на 25дБ	Навушники 3М поліуретан	12 місяці	Захист від шуму під час роботи з підвищеним звуковим навантаженням
Захист для роботи на висоті	Кріпильний захист від падінь	Пояс UPSKY Канатний строп з карабіном	24 місяці	Для страховки під час роботи на висоті

4.6 Заходи пожежної безпеки

Таблиця 4.10 - Заходи пожежної безпеки[42]

Пожежне оповіщення і боротьба з пожежами		
Залежно від особливостей будівельного майданчика, розмірів і характеру експлуатації приміщень, наявного обладнання, фізичних і хімічних властивостей наявних матеріалів чи речовин, а також максимально можливої чисельності присутніх людей повинна бути передбачена достатня кількість належних протипожежних засобів.	Зазначені протипожежні засоби, засоби пожежного оповіщення і сигналізації повинні регулярно перевірятись і утримуватись у робочому стані. Через регулярні відрізки часу повинні проводитись належні випробування і тренування.	Неавтоматичні протипожежні засоби повинні бути зручними і легко досяжними. Вони повинні мати позначення відповідно до Технічного регламенту знаків безпеки і захисту здоров'я працівників . Ці позначення мають бути достатньо стійкими і наноситись на відповідних місцях

До засобів гасіння пожежі належать [43]:

- вода й водяна пара;
- хімічна й повітряно-механічна піна;
- інертні і негорючі гази;

- галоїдні вуглекислотні сполуки;
- сухі порошки;
- пісок, щільна тканина
- повсть та азбест

4.7 Розрахунок стержневого блискавковідводу

Розрахуємо блискавковідводу (рис.4.1) для приватного будинку з нахиленим дахом на якому розташовується сонячна фотоелектрична станція [44].

Згідно з ПУЕ [5] середньорічна тривалість гроз у м. Черкаси від 60 до 80 годин. Розрахуємо очікувану кількість N уражень блискавкою об'єкта на рік

$$N = [(S + 6 * h) * (L + 6 * h) - 7.7 * h^2] * n * 10^{-6} \quad (4.1)$$

L - довжина об'єкта, м;

S - ширина об'єкта, м;

n - щільність ударів блискавки на 1 км² земної поверхні за рік;

Де, h – найбільша висота об'єкта, м.

$$N = [(9 + 6 * 7.5) * (16 + 6 * 7.5) - 7.7 * 7.5^2] * 5.5 * 10^{-6} = 0.0157$$

$$0.0157 < 1$$

Виходячи з визначеної кількості уражень блискавкою за рік = 0,0157 рівень захисту визначається згідно ДСТУ Б В.2.5-38.200:8.

Категорія блискавкозахисту -II, тип зони – Б

Для зони типу Б висота $h < 150$ м одиночного стрижневого блискавковідводу за відомих значень h_x ($h_x = 7,5$ м) і r_x

$$r_x = \sqrt{5^2 + 7.5^2} = 9 \text{ м}$$

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5} \quad (4.2)$$

$$h = \frac{9 + 1,63 \cdot 7,5}{1,5} = 14,15 \text{ м}$$

Зона захисту має наступні розміри:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 14,15 = 13,1 \text{ м,}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 14,15 = 21,23 \text{ м},$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - h_x/0,92) = 1,5 \cdot (14,15 - 7,5/0,92) = 8,99 \text{ м}.$$

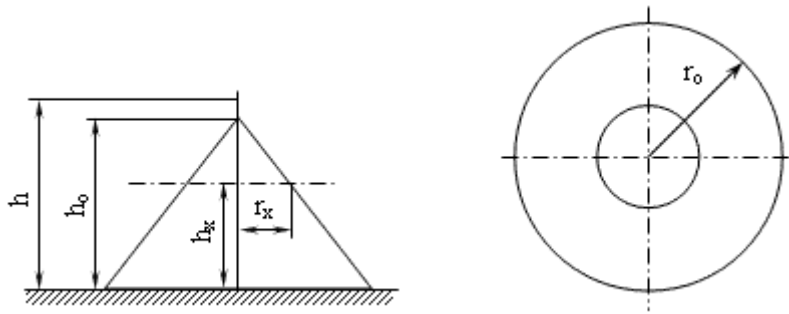


Рисунок 4.1-Розташування стержневого блискавковідводу

Припускаючи, що в якості заземлювача фундамент будинку використовувати неможливо улаштуємо штучний заземлювач з трьох вертикальних круглих електродів довжиною 3 м, об'єднаних горизонтальним круглим електродом; відстань між вертикальними електродами 5 м; діаметр всіх електродів 10 мм.

Висновок

Проведені організаційні заходи перед початком монтажних робіт, потрібні для того щоб забезпечити працівників засобами індивідуального захисту, робочим інвентарем та надати групу допуску необхідну для проведення робіт.

У розділі охорони праці було проведено аналіз умов праці працівників під час монтажних робіт на висоті для встановлення сонячних панелей та встановлено ризиків під час роботи на висоті. Також проведено технічні інструктажі та ознайомлення працівників з пожежною безпекою та правилами поведінки при монтажі електротехнічних установок.

ВИСНОВКИ

1. Виходячи з дослідження потенціалу сонячної енергетики України, можна зробити висновок, що рівень інсоляції має непогані показники, а отже розвиток сонячної енергетики має великий потенціал для розвитку, який в майбутньому буде становити велике значення в енергетичній спроможності України.
2. Було проведено аналіз питання актуальності та доцільності використання СЕС на даху приватного будинку, також було з'ясовано, що термін окупності та вартість СЕС залежить від кількості генерації електроенергії, вартості енергії виробленою СЕС та обладнання. Можна зробити висновок, що розміщення СЕС в даній місцевості не забезпечить початкові вимоги, з точки зору екології то даний проєкт є актуальним.
3. Описані умови праці за «зеленим тарифом», та розраховали вартість та кількість виробленої енергії помісячно.
4. Проводячи порівняльну характеристику полі та монокристалічних сонячних елементів, було обрано панель з монокристалічними фотоелементами, так як вона має більший ККД.
5. При проєктуванні даної системи були також враховані позитивні та негативні сторони сонячних фотоелектричних панелей. Основними перевагами є: відсутність шуму при роботі та повна автономність. Основними недоліками є: повна залежність від погодних умов та великий термін окупності.
6. Оскільки СЕС виробляє лише постійний струм та низьку напругу (12-24 В), а в мережу потрібно подавати змінний та напругу 220-380 В, то для нормальної роботи станції потрібне додаткове обладнання, а отже і додаткові затрати.
7. Для того щоб отримати максимальну потужність від сонячних панелей було застосовано контролер заряду, перетворювач струму та напруги, акумуляторні батареї та МРРТ пристрій.

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	113
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

8. Також були проведені розрахунки електричних навантажень груп споживачів житлових об'єктів та комунально- побутового призначення будівлі. Після цього були вибрані трансформатори, тип та переріз кабелів та ін. електротехнічне обладнання.
9. Для того щоб захистити вибране електричне обладнання від струмів короткого замикання було проведено вибір захисних апаратів.
10. Також були проведені розрахунки струмів короткого замикання та перевірено захисні апарати на відповідність та час спрацювання. Вибране технічне обладнання повністю задовільняє технічні та нормативні вимоги монтажу та експлуатації.
11. Також розглянуто розділ з охорони праці та пожежної безпеки працівників під час робіт на висоті та на відкритому повітрі під час монтажу СЕС, який забезпечить правильність виконання всіх правил безпеки під час роботи. Розрахований стержневий блискавкозахист буде використаний для захисту будинку та панелей від випадкового попадання блискавки.

Перелік використаної літератури

1. Мережева сонячна станція [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://generacia.energy/zelenyj-tarif/merezheva-stancija-na-30-kvt-pid-zelenij-tarif/>
2. Сонячні електростанції [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://xn----8sblc3bftbzy4n.com/soniachna_paniel
3. <https://ecoenerhiia.ua/news/pidbir-obladnannja-dlja-sonjachnoi-elektrostantsii-dlja-domu-kriterii-jakosti.html>
4. Photovoltaic Geographical Information System – PVGIS / Офіційний вебсайт Центру Спільних Досліджень Європейської Комісії. URL: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
5. Методичні вказівки для виконання курсової роботи з дисципліни “Альтернативні джерела живлення в системах електропостачання”.
6. Мережевий інвертор. [Електронний ресурс]. – Режим доступу:
7. Будова сонячної панелі. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://xn----8sblc3bftbzy4n.com/soniachna_paniel
8. Фотоелектрична комірка [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://wikipedia.ua.nina.az/wiki/>
9. Сонячна панель (монокристал) Risen 330Вт Mono. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://prom.ua/p1074279044-sonyachna-batareya-risen.html>
10. ПУЕ [Електронний ресурс]. – Режим доступу <https://art-energetyka.com.ua/PUE.pdf>
11. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків, установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою [Електронний ресурс]. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.
12. Попов В. А. Системи електропостачання: метод. вказівки до викон. курсового проекту з дисципліни для студ. напряму підготовки 6.050701

«Електротехніка та електротехнології» за спеціальністю «Електротехнічні системи електроспоживання» [Електронний ресурс] / В. А. Попов, В. В. Ткаченко // НТУУ «КПІ». – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <https://ep.kpi.ua/files/Metod.pdf>.

13. Правила улаштування електроустановок. Київ: Міненерговугілля України, 2017. 617 с.

14. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Київ: Міненерговугілля України, 2006. 141 с.

15. ГКД 34.20.507-2003 Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Харків: Індустрія, 2019. 580 с.

16. ДБН В.2.5-28-2018 Природне і штучне освітлення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2018. 133 с.

17. ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. 104 с.

18. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. Київ: Мінрегіонбуд України, 2015. 45 с.

19. Васи́леґа П.О. Електропостачання: підручник. Суми: Сумський державний університет, 2019. 521 с.

20. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова Книга, 2004. 656 с.

21. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Москва: Международный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1999. 32 с.

22. ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Київ: Держбуд України, 2001. 24 с.

23. Про встановлення тарифів на електроенергію, що відпускається

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	116
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

населенню. Постанова НКРЕКП від 26.02.2015 № 220.. URL:

<https://www.nerc.gov.ua/?id=19617>

24. ПУЕ 7. 1.4: Вибір електричних апаратів і провідників за умови кз [Електронний ресурс]-Режим доступу до ресурсу: <https://besthomemaster.com/>
25. Конспект лекцій з курсу: Релейний захист і автоматизація електроенергетичних систем. Калінчик В.П. 2017р. ст.7-9
26. «Релейний захист та автоматика». [Електронний ресурс]-Режим доступу до ресурсу:<http://works.doklad.ru/view/Fmb2XEdmH3Q.html>
27. Технічна енциклопедія TechTrend . [Електронний ресурс]-Режим доступу: <http://techtrend.com.ua/index.php?newsid=22969>
28. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с
29. НКРЕКП від 28.12.2018 № 2069 “Про затвердження ставок плати за нестандартне приєднання потужності та ставок плати за лінійну частину приєднання на 2019 рік
30. Пункт комерційного обліку ПКО - 10кВ. ЕТК веб-сайт. URL: <https://www.etk-pp.com.ua/catalog/punkt-komertsijnoho-obliku-pko/>
31. Електронний каталог ПАТ «Мегомметр» [Електронний ресурс]: база даних. – Режим доступу: <http://www.megommetr.com/production>
32. J.M. Bloemink, T.G. Green Benefit of distributed level power electronic for supporting distributed generation growth, IEEE Transactions on Power Delivery, V. 28, N. 2, 2013, pp. 911-919.
33. Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію, вироблену генеруючими установками приватних домогосподарств. Постанова НКРЕКП від 24.12.2019 № 3006. // База даних «Законодавство України». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v3006874-19>
34. Про внесення змін до Порядку продажу, обліку та розрахунків за електричну енергію, що вироблена з енергії сонячного випромінювання

					НТУУ.001.8101.057 ПЗ	117
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

об'єктами електроенергетики (генеруючими установками) приватних домогосподарств. Постанова НКРЕКП від 30.09.2020 № 1789. // База даних «Законодавство України». URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=54692>

35. Калькулятор визначення вартості послуги зі стандартного приєднання електроустановок замовника до електричних мереж операторів систем розподілу. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/?calc>

36. Регіональна доповідь про стан навколишнього природного середовища в м. Черкаси <https://www.ukrinform.ua/tag-cerkasi>

37. Енергетична стратегія України на період до 2035 року [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#Text>

38. Закон України «Про ринок електричної енергії». Відомості Верховної Ради (ВВР), 2017, № 27-28, ст.312. // База даних «Законодавство України». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>

39. Показники та критерії умов праці [Електронний ресурс]- Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0050-98#Text>

40. ДБН В.2.5-38. Про затвердження Правил охорони праці під час виконання робіт на висоті (НПАОП 0.00-1.15-07) [Електронний ресурс] // Державний комітет України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду. – 2007. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0573-07>.

41. Закон України "Про охорону праці" [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12#Text>

42. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці та пожежна безпека» для підготовки студентів КПП ім. І. Сікорського за освітньо-кваліфікаційними рівнем “бакалавр” спеціальностей 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,

43. Захисний одяг та технічні засоби захисту [Електронний ресурс]

//AVCENTR – Режим доступу до ресурсу: <https://www.avcentr.com.ua/ua/>.

44. Про затвердження Правил пожежної безпеки в Україні (НАПБ А.01.001-2004) [Електронний ресурс]. – 2004. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1410-04>.

45. Порядок розрахунку блискавкозахисту. [Електронний ресурс]- Режим доступу до ресурсу: <http://edu-mns.org.ua/avtomat/lessons/26/8.html#>

46. ДБН В.2.5-38:20008 Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд" [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_2_5_38_2008_ulashtuvannja_bliskavkozakhistu_budivel_i_sporud/5-1-0-774

Додатки

Додаток А

Таблиця сонячної інсоляції по містах України

	січень	лютий	березе нь	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересе нь	жовтень	листопад	грудень	рік
Сімферополь	1,27	2,06	3,05	4,30	5,44	5,84	6,20	5,34	4,07	2,67	1,55	1,07	3,58
Вінниця	1,07	1,89	2,94	3,92	5,19	5,3	5,16	4,68	3,21	1,97	1,10	0,9	3,11
Луцьк	1,02	1,77	2,83	3,91	5,05	5,08	4,94	4,55	3,01	1,83	1,05	0,79	2,99
Дніпропетровськ	1,21	1,99	2,98	4,05	5,55	5,57	5,70	5,08	3,66	2,27	1,20	0,96	3,36
Донецьк	1,21	1,99	2,94	4,04	5,48	5,55	5,66	5,09	3,67	2,24	1,23	0,96	3,34
Житомир	1,01	1,82	2,87	3,88	5,16	5,19	5,04	4,66	3,06	1,87	1,04	0,83	3,04
Ужгород	1,13	1,91	3,01	4,03	5,01	5,31	5,25	4,82	3,33	2,02	1,19	0,88	3,16
Запоріжжя	1,21	2,00	2,91	4,20	5,62	5,72	5,88	5,18	3,87	2,44	1,25	0,95	3,44
Івано-Франківськ	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,40	3,06	2,00	1,20	0,94	2,94
Київ	1,07	1,87	2,95	3,96	5,25	5,22	5,25	4,67	3,12	1,94	1,02	0,86	3,10
Кіровоград	1,20	1,95	2,96	4,07	5,47	5,49	5,57	4,92	3,57	2,24	1,14	0,96	3,30
Луганськ	1,23	2,06	3,05	4,05	5,46	5,57	5,65	4,99	3,62	2,23	1,26	0,93	3,34
Львів	1,08	1,83	2,82	3,78	4,67	4,83	4,83	4,45	3,00	1,85	1,06	0,83	2,92
Миколаїв	1,25	2,10	3,07	4,38	5,65	5,85	6,03	5,34	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Одеса	1,25	2,11	3,08	4,38	5,65	5,85	6,04	5,33	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Полтава	1,18	1,96	3,05	4,00	5,40	5,44	5,51	4,87	3,42	2,11	1,15	0,91	3,25
Рівне	1,01	1,81	2,83	3,87	5,08	5,17	4,98	4,58	3,02	1,87	1,04	0,81	3,01
Суми	1,13	1,93	3,05	3,98	5,27	5,32	5,38	4,67	3,19	1,98	1,10	0,86	3,16
Тернопіль	1,09	1,86	2,85	3,85	4,84	5,00	4,93	4,51	3,08	1,91	1,09	0,85	2,99
Харків	1,19	2,02	3,05	3,92	5,38	5,46	5,56	4,88	3,49	2,10	1,19	0,9	3,26
Херсон	1,30	2,13	3,08	4,36	5,68	5,76	6,00	5,29	4,00	2,57	1,36	1,04	3,55
Хмельницький	1,09	1,86	2,87	3,85	5,08	5,21	5,04	4,58	3,14	1,98	1,10	0,87	3,06
Черкаси	1,15	1,91	2,94	3,99	5,44	5,46	5,54	4,87	3,40	2,13	1,09	0,91	3,24
Чернігів	0,99	1,80	2,92	3,96	5,17	5,19	5,12	4,54	3,00	1,86	0,98	0,75	3,03
Чернівці	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,40	3,06	2,00	1,20	0,94	2,94