

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

« ____ » червня 2024 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

на тему: Особливості електропостачання громадських будівель

з залученням засобів відновлювальних джерел енергії.

Виконав:

студент III курсу, групи ОЕ-п11

Євсєєв Євгеній Вадимович _____

Керівник:

д.т.н., професор Волошко А.В. _____

Консультанти:

Охорона праці та пожежна безпека д.т.н., проф.Третьякова Л.Д.

_____ (назва розділу)

_____ (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Нормоконтроль

_____ (назва розділу)

к.т.н., доц. Ярмолюк О.С.

_____ (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент

_____ (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

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

Студент _____

Київ – 2024 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Навчально-науковий 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

В.о. завідувача кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

« ____ » червня 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Євсєву Євгенію Вадимовичу

1. Тема проєкту «Особливості електропостачання громадських будівель з залученням засобів відновлювальних джерел енергії.»,

керівник проєкту д.т.н., професор Волошко А.В., затверджені наказом по університету від «29» травня 2024 р. № 2183-с

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту «12» червня 2024 р.

3. Вихідні дані до проєкту Схема електропостачання району міста та цеху

4. Перелік розділів, які мають бути розроблені

а) електрична частина: Розробка загальної схеми електропостачання промислового підприємства та району міста

б) охорона праці та пожежна безпека: Особливості проєктування сонячної електростанції для громадської будівлі

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. Однолінійна схема підключення інвертора;

2. Однолінійна схема електропостачання супермаркету;

3. Однолінійна схема електропостачання району міста;

4. Однолінійна схема підключення сонячних панелей до інвертора.

6. Консультанти розділів проєкту

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>Розрахунки струмів к.з.</i>	<i>к.т.н., доц. Белоха Г.С.</i>		
<i>Розрахунок навантаження</i>	<i>д.т.н., професор Волошко А.В</i>		
<i>Охорона праці та пожежна безпека</i>	<i>д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.</i>		

7. Дата видачі завдання “22” травня 2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проєкту

студентом Євсєєвим Євгенієм Вадимовичем

(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту (роботи)	Строк виконання етапів проєкту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розрахунок електричної частини	22.05.-05.06.24	
2	Розрахунок релейної частини	27.05.-08.06.24	
3	Розрахунок струмів короткого замикання	22.05.-05.06.24	
4	Розрахунок критичного електричного навантаження	27.05.-08.06.24	
5	Розрахунок частини охорони праці та пожежної безпеки	30.05.-09.06.24	
6	Підготовка графічного матеріалу	10.06.-13.06.24	
7	Захист дисертації	18.06.24	

Студент
Керівник проєкту

Євгеній ЄВСЄЄВ
Анатолій ВОЛОШКО

РЕФЕРАТ

Тема дипломної роботи «Особливості електропостачання громадських будівель із залученням засобів відновлювальних джерел енергії включає 161 сторінки основного тексту, містить 46 рисунків, 43 таблиць, 37 бібліографічних джерел у переліку посилань і 4 креслення.

У процесі виконання дипломного проєкту було проведено розрахунок компонентів сонячної електростанції (СЕС). Вибрано сонячні панелі, інвертори, живильні мережі до 1 кВ та вище 1 кВ, силові трансформатори, апарати захисту та автоматики. Проведено розрахунок струмів короткого замикання.

Ключові слова: СОНЯЧНА ПАНЕЛЬ, СЕС, ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		4

ABSTRACT

The topic of the diploma thesis "Features of power supply for public buildings using renewable energy sources" consists of 161 pages of main text, includes 46 figures, 43 tables, 37 bibliographic sources in the reference list, and 4 drawings.

During the execution of the diploma project, the calculation of the components of the solar power plant (SPP) was carried out. Solar panels, inverters, power networks up to 1 kV and above 1 kV, power transformers, protection, and automation devices were selected. A short-circuit current calculation was performed.

Keywords: SOLAR PANEL, SPP, RENEWABLE ENERGY SOURCES, SOLAR POWER PLANT.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		5

2.5. ПЕРЕВІРКА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НА ВІДПОВІДНІСТЬ ЩОДО ВИМОГ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	75
2.6 ВИБІР КОМУТАЦІЙНОЇ АПАРАТУРИ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ	77
2.6.1 Вибір апаратури живильної мережі	77
2.6.2 Вибір апаратури розподільної мережі	78
2.6.3 Вибір трансформаторів напруги та струму	79
2.7 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	80
2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ	81
2.7.1.1 Розрахунок однофазного короткого замикання.....	87
2.7.1.2 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки	93
2.7.1.3 Перевірка перерізу провідників.....	94
2.7.2.1 Розрахунок трифазного короткого замикання.....	94
2.7.2.2 Розрахунок однофазного короткого замикання.....	98
2.7.2.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки	101
2.8 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	101
2.9 ОРГАНІЗАЦІЯ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У ЖИТЛОВИХ БУДИНКАХ І ГРОМАДСЬКИХ БУДІВЛЯХ.....	104
2.10 ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЄКТУ	106
2.10.1 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж	106
Висновок до розділу	108
3 ОСОБЛИВОСТІ ПРОЄКТУВАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДЛЯ ГРОМАДСЬКОЇ БУДІВЛІ	110
3.1 ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ТА ЗАВДАННЯ.....	110
3.2 ПОТЕНЦІАЛ ІНСОЛЯЦІЇ НА МІСЦІ ПРОЄКТУВАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	110
3.2.1 Дослідження кліматичних умов	110
3.2.2 Методи визначення енергетичного потенціалу сонячної енергії .	112
3.2.3 Дослідження потенціалу сонячної енергії в м. Умань	113
3.3 СТВОРЕННЯ ВАРІАНТІВ ІНФОРМАЦІЙНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВОЇ МОДЕЛІ ТА ПІДБОРУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ БАТАРЕЇ.....	117
3.3.1 Умови та властивості для монтажу фотоелектричної батареї	117
3.3.2 Підбір сонячних панелей та встановлення на даху будівлі.....	120
3.3.3 Вибір та встановлення фотоелектричних батарей на даху будинку	121

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

3.4 ВИБІР ТИПУ ІНВЕРТОРА ТА СТВОРЕННЯ АЛЬТЕРНАТИВ ІНФОРМАЦІЙНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	124
3.1 Вибір інвертора	124
3.4.2 Перевірка вибраного інвертора на відповідність	125
3.4.3 Схема підключення сонячних панелей до інвертора	126
3.4.4 Оцінка вартості складових станції та їх монтажу	128
3.5 СТРУКТУРА СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРО СТАНЦІЇ ТА СТВОРЕННЯ ВАРІАНТІВ ІНФОРМАЦІЙНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВОЇ МОДЕЛІ.....	128
3.5.1 Розрахунок генерації електроенергії	128
3.5.2 Розрахунок витрат підприємства за рік.....	130
3.6 ДЕГРАДАЦІЯ ТА ЇЇ НАСЛІДКИ НА СОНЯЧНІ БАТАРЕЇ.....	131
Висновок до розділу	138
4.ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	139
4.1 Загальна властивість об'єкта, його технічні характеристики систем енергопостачання	139
4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході монтажу та експлуатації енергетичного об'єкта	141
4.3.Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників.....	144
4.4 ВИБІР ТЕХНІЧНИХ ТА ОРГАНІЗАЦІЙНИХ ЗАХОДІВ З БЕЗПЕКИ ПРАЦІ	147
4.6 ВИБІР ЗАХОДІВ ІЗ ЗАПОБІГАННЯ ТА ЛІКВІДАЦІЇ НАСЛІДКІВ ПОЖЕЖ	149
4.7 Розрахунок захисного заземлення	151
Висновок до розділу	156
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ. ПОСИЛАННЯ	158

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

ВСТУП

Метою цієї дипломної роботи є створення системи сонячної електростанції для громадських будівель. Ця тема актуальна через зростаючу потребу в аварійному живленні та розвитку децентралізованих джерел енергії, які сприяють енергоефективності та зниженню залежності від традиційних видів палива. Згідно з "Новою енергетичною стратегією України до 2035 року: безпека, енергоефективність та конкурентоспроможність", особлива увага приділяється розвитку відновлюваної енергетики як засобу зменшення імпорту енергоносіїв.

Будівництво сонячних електростанцій за допомогою економічно вигідних, екологічно чистих та енергозберігаючих стратегій є пріоритетним напрямком у сучасній енергетиці. Сонячні електростанції швидко розвиваються і стають все більш доступними завдяки технологічним інноваціям.

Об'єктом дослідження у цій роботі є сонячна електростанція, розміщена на даху будівлі. Предметом дослідження є процес організації, проєктування та функціонування цієї сонячної електростанції, з акцентом на ефективність та доцільність її використання в умовах громадської будівлі.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ХАРАКТЕРИСТИКИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТА МОНТАЖУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІ

1.1 Відновлювані джерела енергії

Відновлювана енергетика – область господарювання, науки і техніки, що охоплює виробництво, передачу, перетворення, накопичення і споживання електричної, теплової і механічної енергії за рахунок використання в якості первинних енергоресурсів відновлюваних джерел енергії. Відновлювані джерела енергії – це потоки енергії, що постійно або періодично діють у навколишньому середовищі. В цілому всі енергетичні потоки відновлюваних джерел енергії розділяються на дві основні групи: - пряма енергія сонячного випромінювання; - вторинні прояви енергії сонячного випромінювання у вигляді енергії вітру, гідроенергії, теплової енергії навколишнього середовища, енергії біомаси та ін. Загалом ВДЕ класифікують наступним чином:

- промениста енергія Сонця;
- енергія вітру;
- гідроенергія течій води, хвиль, припливів;
- тепла енергія оточуючого середовища (Землі, повітря, морів та океанів);
- енергія біомаси;
- геотермальна енергія.

Виникнення енергії відновлюваних джерел пов'язане із наступним: - термоядерними процесами на Сонці (теплова та промениста енергія Сонця, енергія вітру, енергія біомаси, гідроенергія рік та хвиль, тепла енергія оточуючого середовища, у тому числі Землі, повітря, морів та океанів); - гравітаційною взаємодією Сонця, Землі та Місяця (гідроенергія припливів).

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Кільк</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разробив</i>	<i>Євсєєв</i>				ХАРАКТЕРИСТИКИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТА МОНТАЖУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІ		<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Провіри</i>	<i>Волошко</i>						<i>10</i>	<i>161</i>
<i>Н. Контр.</i>	<i>Ярмолюк</i>				НН ІЕЕ, ОЕ-п11			
<i>Затвердив</i>	<i>Волошко</i>							

Геотермальну енергію також відносять до відновлюваних видів енергії, хоча в даному випадку теплова енергія виділяється в результаті відновлювані джерела енергії протікання хімічних реакцій і розпаду радіоактивних елементів, запаси яких мають межу, тобто по своїй суті є невідновлюваним джерелом енергії Сонце – специфічний гідродинамічний об’єкт, температура надр якого настільки висока, що забезпечує синтез водню та гелію. Цей синтез вивільняє енергію у вигляді високочастотного електромагнітного випромінювання, яке, перевипромінюючись, поступово доходить від надр Сонця до його поверхні. Випромінювання, яке досягає Землі, виходить із тонкого поверхневого шару Сонця, що називається фотосферою. Потужність випромінювання Сонця надзвичайно велика – $3,8 \cdot 10^{20}$ МВт. Електромагнітне випромінювання фотосфери Сонця поширюється у космічному просторі зі швидкістю світла. Енергія, яку щоденно випромінює Сонце, є джерелом життя на Землі. Вона підтримує у газоподібному стані земну атмосферу, постійно нагріває сушу і водойми, дає енергію вітрам і водотокам, морським течіям і хвилям, забезпечує життєдіяльність тваринного та рослинного світу. Частина сонячної енергії витрачається на створення енергоресурсів у надрах Землі у вигляді кам’яного вугілля, торфу, нафти, природного газу та інших викопних енергоресурсів. Матеріалом для утворення горючих копалин були залишки рослинності і живих організмів, що в результаті довгострокових процесів без доступу повітря та під дією високої температури і тиску перетворювалися на торф, вугілля та нафту. Таким чином, на протязі мільйонів років проходив процес біохімічного перетворення сонячної енергії. Все це підкреслює роль Сонця як основного первинного джерела енергії на планеті. Загальна енергетична система Землі показана на рис.. 1.1 [1].

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		11

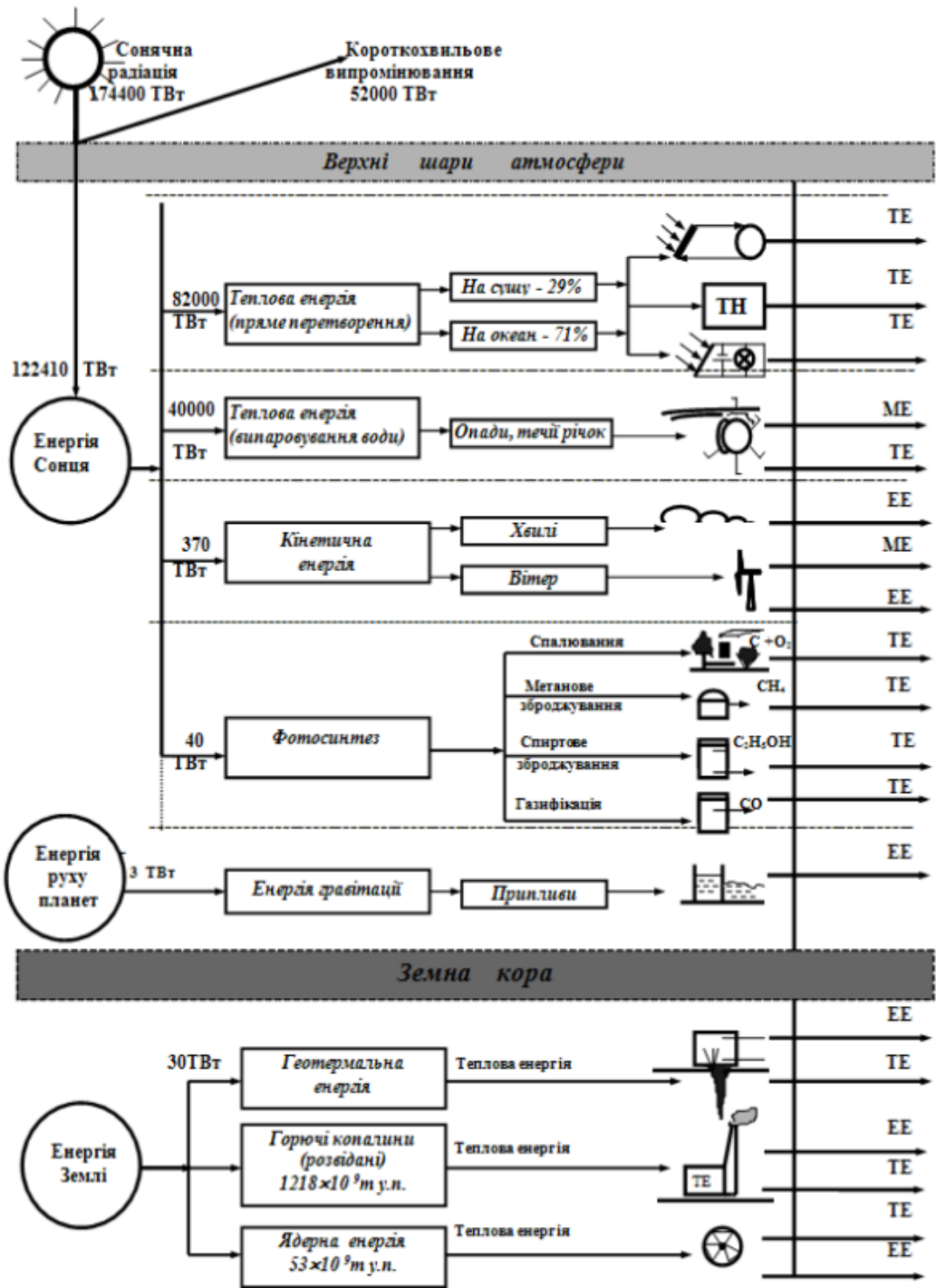


Рисунок 1.1 - Схема енергетичного балансу планети

1.2 Сонячна енергетика

Енергія сонячного випромінювання, або сонячна енергія, має здатність виробляти електрику чи тепло в зручній для використання формі. Ця галузь

					ОЕ-п11-01.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ док.м.	Підпис	Дата		12

використовує відновлюване джерело енергії, яке має потенціал стати повністю екологічно безпечним, адже не виробляє шкідливих відходів.

Сонячна енергія – це енергія, яка поступає на Землю від Сонця у вигляді радіації та світла і є основою життя на планеті. З усіх відновлюваних джерел екологічно чиста сонячна енергія найбільш доступний та практично невичерпний енергоресурс, використання якого є ефективним на більшості ділянок поверхні Землі. Використання енергії сонячного випромінювання має багатовіковий історичний досвід. Техніка і технології, що використовують сонячну енергію для отримання електричної або теплової енергії у будь-якому зручному для їх застосування вигляді, називається сонячною енергетикою. Сонячна енергетика – один із перспективних та прогресуючих напрямів використання енергії відновлюваних джерел, перевагою якого є можливість безпосереднього перетворення енергії сонячної радіації в електричну енергію та отримання теплової енергії. На сучасному етапі розвитку сонячної енергетики на перше місце виходять проблеми ефективного використання енергії сонячної радіації за рахунок застосування передових технологій.[2]

1.2.1 Ресурси сонячної енергії

Сонце кожену секунду випромінює 88.1024 кал теплоти, що еквівалентно 1,25.1016 т у.п. або 1,02.1020 кВт·год. На Землю попадає тільки частина цієї енергії – біля 1.1018 кВт·год (123.1012 т у.п.) за рік, що приблизно в 100 разів перевищує енергоресурси всіх розвіданих горючих копалин на Землі [1 - 3]. Сонце має безперервний спектр випромінювання, який пересікається у деяких місцях темними лініями поглинання (фраунгоферовими лініями), впливом яких при енергетичних розрахунках можна знехтувати. Розподілення енергії у спектрі Сонця нерівномірне і справжня крива спектральної щільності потоку сонячного випромінювання має досить складний вигляд. Розподілення щільності потоку випромінювання,

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

що випускається Сонцем, по його поверхні досить рівномірне, але об'ємний характер випромінювання призведе до деякого спаду яскравості від центра сонячного диска до краю. У центрі сонячного диска візуальна яскравість в 1,22 рази більша від середньої. Ближче до краю яскравість диска зменшується, при цьому спектр випромінювання змінюється внаслідок того, що температура по краях нижча, ніж у центрі .

Увесь потік випромінювання передається до зовнішніх частин Сонця радіаційним шляхом і тільки в області, розміщеній під видимою поверхнею Сонця, має місце конвективний процес передачі енергії. Фотосфера, поверхня Сонця, яку ми бачимо, в дійсності являє собою дуже тонкий шар товщиною всього декілька сотень кілометрів. Випромінювання, яке поступає від краю сонячного диска, проходить крізь відносно великі товщі речовини, тому від глибоких більш гарячих шарів фотосфери проходить порівняно менший потік випромінювання, що викликає потемніння до краю диска. Почервоніння випромінювання до краю диска пояснюється тим, що довгохвильова частина випромінювання легша, ніж короткохвильова і проникає крізь товщі речовини. Величина енергії сонячної радіації значною мірою залежить від астрономічних і метеорологічних факторів – висоти Сонця над обрієм, тривалості дня, хмарності, вологості та прозорості атмосфери.

. Найбільш показовий приклад успішності застосування сонячних технологій – острів Тау (Американське Самоа). Раніше острів'яни повністю залежали від поставок дизельного палива, однак після встановлення сучасної сонячної електростанції (СЕС) стали повністю незалежними.

При створенні та впровадженні сонячного енергетичного обладнання використовуються дані про кількість сумарної сонячної радіації і її складових, періодичність та змінність режимів її надходження. Створена і успішно застосовується методика вимірювань сонячних елементів наземного використання. Методика включає в себе вимірювання характеристик сонячних елементів на дійсному Сонці, на імітаторах Сонця, а також на

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		14

сконцентрованому сонячному випромінюванні. При її розробці враховувалась можливість узгодження вимог вимірювання у більш широкому міжнародному масштабі; в ній використано досвід досліджень, які проводилися в різних країнах світу.

Україна робить важливі кроки для розширення використання ВДЕ та альтернативних видів палива в межах своєї більш широкої стратегії щодо зниження залежності від традиційних викопних видів палива. Підраховано, що наша країна має потенціал, щоб до 2030 року удесятеро збільшити використання відновлюваної енергії та на 15% скоротити споживання природного газу.

Варто зазначити, що клімат та географічне положення України сприятливі для розвитку сонячної енергетики і будівництва СЕС. Навіть північні області країни мають значний потенціал для розвитку даної галузі, який не поступається більшості європейських регіонів.

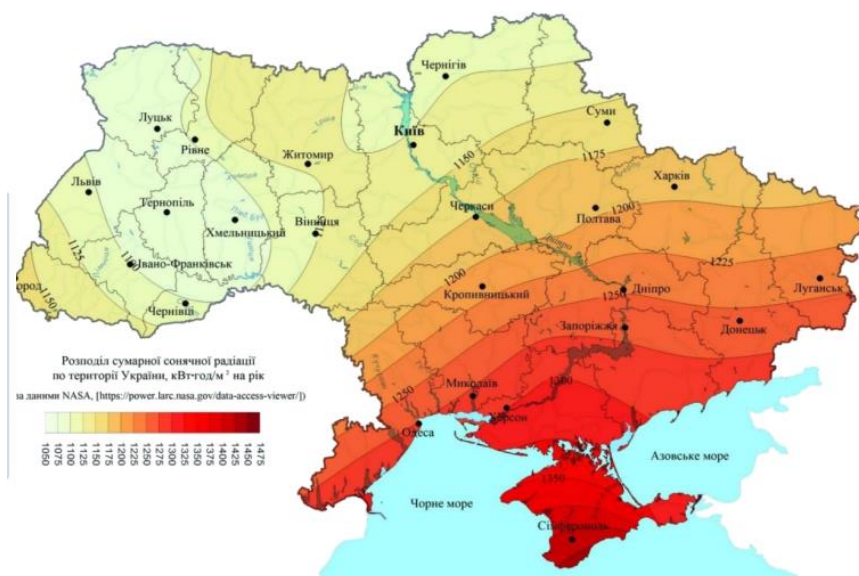


Рисунок 1.2 - Випромінювання і потенціал сонячної енергії в Україні

Наразі розвиток сонячної енергетики в Україні знаходиться на стадії, яку Європа пройшла 7-10 років тому. У той же час ми маємо одну з

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

найпривабливіших 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 досягне 18 мільярдів доларів США.

Сонячні енергетичні системи – це енергетичні установки, що перетворюють енергію сонячної радіації в інші види енергії. Залежно від методу перетворення сонячні енергетичні системи поділяються на дві основні групи: активні та пасивні.

- активні сонячні технології, що базуються на використанні технологій перетворення енергії сонячної радіації на електричну енергію та на отримання теплової енергії з метою перетворення сонячного випромінювання на корисний вихід енергії. В активних енергосистемах сонячна енергія сприймається, накопичується і транспортується в спеціальних пристроях; - пасивні сонячні технології, які базуються на виборі та використанні матеріалів із ефективними тепловими характеристиками, вигідному розташуванні будівель відносно положення Сонця та інше.

У пасивних системах приймачем служать самі об'єкти, що нагріваються. У сучасній сонячній енергетиці можна виділити два основних практичних напрями використання енергії сонячної радіації перетворення сонячної енергії в електричну енергію, у тому числі: - фотоелектричний метод перетворення (електромагнітне випромінювання оптичного діапазону Сонця перетворюється в електроенергію постійного струму); - термодинамічний метод перетворення (сконцентрована сонячна енергія використовується для одержання пари, яка, обертаючи турбогенератор, виробляє електроенергію); 2) перетворення сонячної енергії в теплову енергію, у тому числі: - опалення; - гаряче водопостачання; - технологічні процеси. Найбільш поширеним

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		16

методом отримання електричної енергії є застосування фотоелектричного методу прямого перетворення сонячної енергії із використанням фотоелектричних перетворювачів (ФЕП), які в різних джерелах називають фотоелектричними панелями (ФП), або сонячними елементами (СЕ), або фотоелементами (ФЕ) [3].

Питання про продуктивність сонячних панелей є одним із перших питань, які задають собі люди, які планують інвестувати в сонячну електростанцію. Кількість електроенергії, яку виробляє сонячний модуль, залежить від багатьох факторів, у тому числі від розташування сонячної ферми. Адже за інших рівних умов кількість виробленої електроенергії буде прямо пропорційна кількості сонячної радіації, що надходить на поверхню землі, де розташована електростанція. Потік сонячної радіації, що проходить через площу 1 квадратний метр на території України, дорівнює 1367 Вт/м² (сонячна стала). Внаслідок поглинання земною атмосферою максимальний потік сонячної радіації над рівнем моря становить 1020 Вт/м². Середньодобовий потік сонячної радіації зменшується щонайменше в три рази (за рахунок добових коливань і зміни кута нахилу сонця над горизонтом). Взимку в помірних зонах значення вдвічі менше. Енергія на одиницю площі визначає сонячний потенціал.

Методриси виробництва електрики з сонячної енергії включають:

- Фотоелектричний метод це найбільш поширений та ефективний метод на сьогоднішній день він використовує сонячні панелі, що складаються з фотоелементів. Ці елементи генерують постійний струм безпосередньо під дією сонячного світла. Фотоелектричний метод може застосовуватися як для автономних систем, так і для підключення до електромережі.
- Геліотермальний метод ґрунтується на використанні сонячної енергії для нагрівання теплоносія (води або іншої рідини). Нагрітий теплоносій далі використовується для виробництва електроенергії за

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

допомогою парових турбін. Отже геліотермальний метод може бути більш ефективним, ніж фотоелектричний, але потребує значних капітальних вкладень.

- Сонячні аеростатні електростанції користуються сонячною енергією для нагрівання повітря, яке піднімає аеростат з генератором. Генератор на аеростаті генерує електрику, яка може бути транспортована до землі за допомогою кабельної лінії. На даний момент цей метод знаходиться на стадії розробки, але має потенціал для забезпечення безперебійного електропостачання, навіть уночі та в хмарну погоду.

Сонячна батарея - це електричний пристрій, який генерує постійний струм і складається з сонячних модулів, спрямованих на сонячну енергію із загальною несучою конструкцією(рисунок - 1.3).

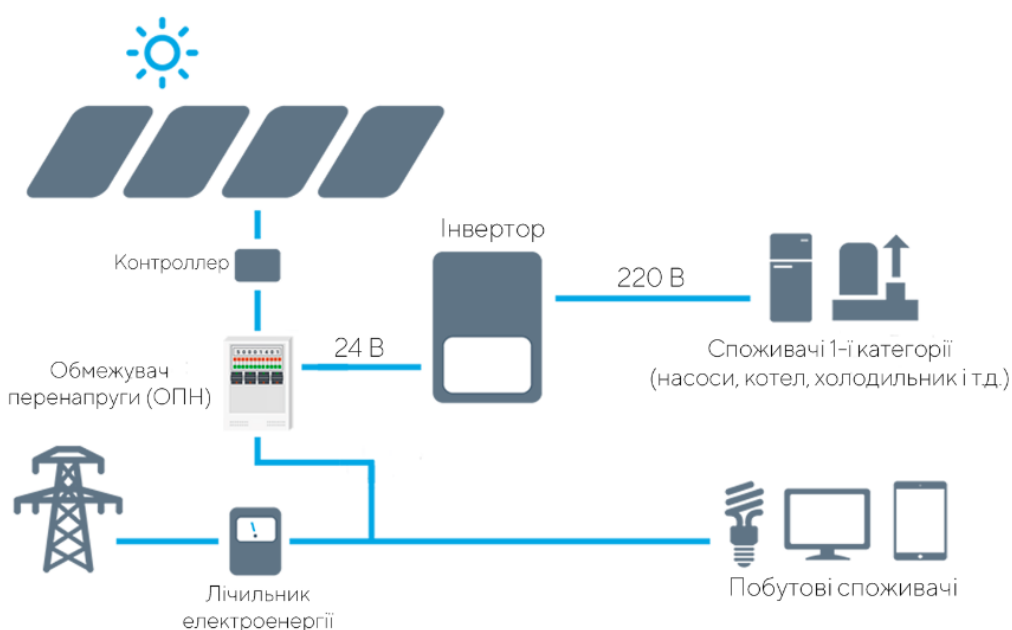


Рисунок 1.3 – Будова сонячної електростанції[4]

Зазвичай сонячна електростанція для домогосподарства може варіюватися в залежності від вимог та потреб споживача який вирішив встановити , але класична СЕС складається з таких компонентів:

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Сонячні батареї - це основний компонент будь-якої СЕС. Вони складаються зі збірок сонячних елементів, які виробляють електричний струм під час взаємодії зі світлом. Сонячні батареї зазвичай знаходяться на плоских ділянках з чистим повітрям, щоб забезпечити найкращий результат.
- Інвертор - це пристрій, який перетворює постійний струм, який генерують сонячні батареї, на змінний струм, який можна використовувати для живлення будівель і побутових приладів. Інвертори також допомагають контролювати напругу та струм, які виробляють сонячні батареї, забезпечуючи оптимальний результат.
- Акумулятори - це пристрої, які зберігають електричну енергію, яку виробляють сонячні батареї, для використання в пізнішому часі. Це особливо важливо вночі, коли сонячні батареї не працюють. Акумулятори допомагають забезпечити стабільність та надійність постачання електроенергії в будь-який час.
- Керуючі системи - відповідають за управління та моніторинг ефективності СЕС. Ці системи забезпечують надійну роботу всіх компонентів СЕС та допомагають контролювати якість електроенергії, яка виробляється. Керуючі системи можуть автоматично регулювати напругу та струм, які генерують сонячні батареї, забезпечуючи оптимальний режим роботи.
- Кабелі та роз'єми - з'єднують всі компоненти СЕС. Вони допомагають передавати електричний струм від сонячних батарей до інверторів та акумуляторів, а також від інверторів до споживачів електроенергії. Кабелі та роз'єми повинні бути високоякісними, щоб забезпечити безперебійну роботу СЕС та зменшити ризик виникнення небезпеки [5].

1.2.2 Типи сонячних панелей, їх переваги та недоліки

У світі існує багато виробників сонячних панелей, але всі складаються з фотоелектричних перетворювачів, які перетворюють сонячну енергію на

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		19

електричну. Фотоелектричних елементів є 3. Відповідно до цих комірок модулі сонячних елементів поділяються на такі типи [6].

- монокристалічні;
- полікристалічні;
- тонкоплівкові.

1.2.2.1 Монокристалічні сонячні батареї

Монокристалічні панелі виготовляються на основі монокристалів кремнію, які отримуються шляхом вирощування в спеціальних вакуумних печах. Чистота молекулярної сітки такого кристала досягає 99,99%, тому ККД монокристалічних батарей в порівнянні з полікристалічними елементами набагато вище. Монокристалічні елементи мають закруглені кути і однорідну поверхню. Розміщені поруч одна з одною панелі виглядають естетично і створюють однорідний ефект покриття. Їхня ефективність досить висока - до 22%. Такий показник досягається за рахунок рівномірного розподілу сонячних променів по поверхні кремнієвого кристалу. Завдяки високому ККД монокристалічні панелі дають більшу вихідну потужність, займаючи при цьому мінімальну площу. Але продуктивність сонячних панелей з кожним роком трохи знижується. Завдяки рівномірній однорідній структурі монокристалічні елементи старіють повільніше: через 25 років вони можуть втратити 17-20% від первинного ККД. У полікристалічних фотомодулях цей показник досягає 30%. Основними перевагами панелей є:

- Високий ККД в порівнянні з аналогами;
- Менші розміри при однакових показниках ефективності;
- Максимальний гарантійний термін (25 років) та довговічність служби;
- В середньому на 10% дорожче, ніж полікристалічні;

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Чутливість до затінення та забруднення.

Використовуються для забезпечення автономного та резервного електропостачання приватних будинків, офісних будівель, АЗС, фермерських господарств, промислових підприємств.

- Для збільшення недостатньої потужності від зовнішньої мережі.
- Для економії та зменшення рахунків за електроенергію.
- Для забезпечення електроенергією віддалених об'єктів, які не мають доступу до центральних мереж.
- Для організації екологічно чистого освітлення парків, вулиць і магістралей.

1.2.2.2 Полікристалічні сонячні батареї

Полікристалічні сонячні панелі виготовляють з кремнію з домішками. Чарунки мають форму звичайного квадрату та неоднорідний колір. ККД таких панелей становить 15–18%. Вони потребують значно більших площ, ніж монокристалічні панелі. Водночас технологія їхнього виробництва більш проста та дешева, тож вартість таких панелей нижча у порівнянні з монокристалічними.

Переваги:

- Коштовність. Метод виробництва полікристалічних панелей менш дорогий, що робить їх ціну більш конкурентоспроможною на світовому ринку.

Недоліки:

- Нижча ефективність. Конверсія сонячної енергії у таких панелях зазвичай становить 14-18%, що обумовлено нижчою чистотою використовуваного кремнію.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

Недоліки:

- вимагають більшої площі для установки;
- площа покриття. Потрібно встановити більше панелей для досягнення запланованих потужностей електростанції;
- додаткові витрати. Важливо відзначити, що зміст електростанції тонкоплівкових елементів, це не тільки витрати на їх придбання, але і витрати пов'язані з купівлею опорних конструкцій, кабелю та інших витратних матеріалів;
- малий експлуатаційний термін.

Характеристики сонячних панелей зведено в таблицю 1.2.1[3].

Таблиця 1.1 – Характеристика сонячних панелей

Характеристики/ типи панелей	Монокристалічні	Полікристалічні	Тонкоплівочні
ККД, %	25	20	12
Вартість	Найдорожчі	Середня вартість	Найдешевші
Термін служби, років	20	25	10
Вага	Найважчі	Середня вага	Найлегші
Потреба в площі для системи 10 кВт	70	183	85
Сфера застосування	(для дому / промислові трекерні)	(промисло ві стаціонарні)	(для дому)

1.2.3 Особливості монтажу сонячних панелей

Технології сонячної енергетики безперервно розвиваються і удосконалюються. Рішення, які впроваджуються і працюють для генерації чистої «сонячної» електроенергії мають безліч різноманітних конфігурацій і відмінностей. Сонячні модулі мають бути надійно закріплені на міцних та

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		23

довговічних конструкціях, щоб захистити їх від вітру, граду, дощу, снігу та навіть легких землетрусів. Панелі можуть бути встановлені на землі, на дахах на стовпах або на плавучих платформах . За способом розміщення сонячних модулів всі фотоелектричні системи діляться на наступні типи:

- Наземні сонячні електростанції;
- Дахові сонячні електростанції (розташовуються на плоских, скатних і інших типах дахів);
- Фасадні сонячні електростанції;
- BIPV сонячні електростанції;
- Сонячні навіси і парковки;
- Плавучі сонячні електростанції;
- Мобільні (переносні) сонячні електростанції.

Найбільш популярний спосіб монтажу це є стійка на даху як правило, мінімальна відстань між променями сонячної батареї та акумуляторною батареєю або інвертором зводиться до мінімуму, але вимагає проникнення на дах та небезпеки витоків даху, тому дах повинен бути добре герметичним. Ще один недолік конструкцій, встановлених на даху, може виникнути, якщо орієнтація та кут нахилу даху не є оптимальними, таким чином витрачаючи багато потенційної енергії. Для оптимальної ефективності системи, використовуючи конструкцію, встановлену на даху, потрібно забезпечити відсутність тіні від дерев та інших будівель на оптимально вільному шляху повітряного потоку сонячних панелей. Вони також складаються з проектних інженерних міркувань, які включають сейсмічний аналіз поведінки, випробування прикордонного шару аеродинамічної труби та сертифікацію UL 2703 на заземлення та склеювання.

Полюсні кріплення використовуються для кріплення сонячних панелей до, як ви вже здогадалися, стовпів. Існує два основних типи кріплень

					<i>OE-n11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		24

для стовпів, "верхній полюс" і "бічний полюс". Перший дозволяє сонячній панелі сидіти на вершині стовпа, піднятого на кілька футів від землі. Останній кріпить сонячні панелі до бортів полюсів.



Рисунок 1.4 – Види кріплень систем стійок на даху

Наземні фотоелектричні системи зазвичай представляють собою великі електростанції, що використовують сонячну енергію. Їх сонячні модулі закріплені на стелажах або металевих рамах, які монтуються на опорах, розташованих на землі.

Наземні системи кріплення сонячних модулів поділяються на:

- Динамічна система кріплення: Опорна конструкція, що має можливість змінювати кут нахилу модуля;
- Статична система кріплення: Встановлена в поверхню конструкція з підібраним кутом нахилу відповідно до сонячної інсоляції місця встановлення.



Рисунок 1.5 – Види наземних систем кріплення фотоелектричних установок

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

Монтаж СЕС на покрівлі будинку [7].

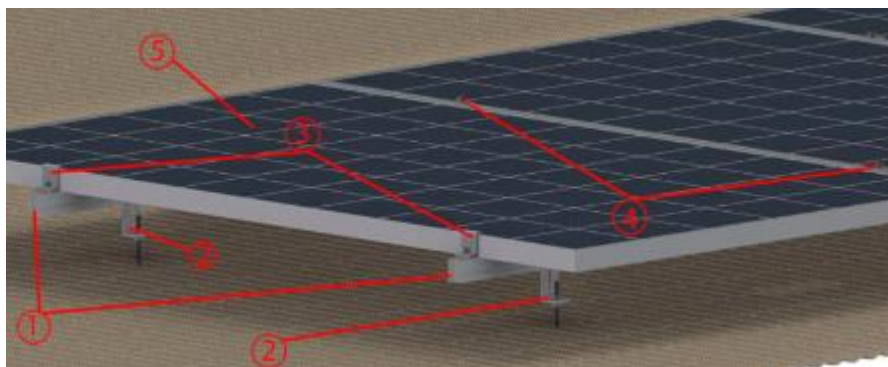


Рисунок 1.6 - Основні вузли системи кріплення сонячних панелей до покрівлі

Умовні зображення:

1. Монтажний профіль SPL-1 або SPL-4;
2. Кронштейн (точка кріплення системи до покрівлі);
3. Торцеві притиски;
4. Міжпанельні притиски;
5. Сонячна панель (фотомодуль).

Основою системи кріплення є монтажний профіль (1), який укладається під ФЕМ – до нього вже кріпляться самі панелі за допомогою міжпанельних і торцевих притисків, а профіль кріпитися до покрівлі за допомогою вузлів кронштейнів.

Ми виробляємо два види профілю, який використовується для дахових станцій – SPL-1 та SPL-4, вони відрізняються міцністю, вагою та вартістю. Принцип використання та фіксації на них елементів профілю не відрізняються.

					ОЕ-п11-01.002 ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

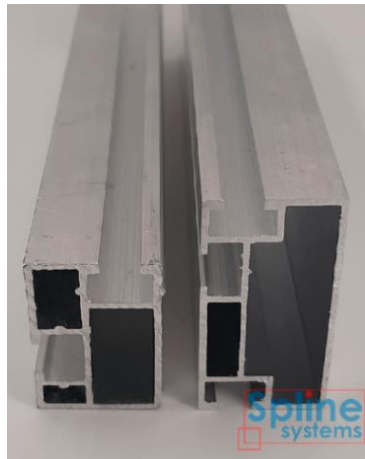


Рисунок 1.7 - Алюмінієві профілі для встановлення сонячних панелей SPL-1 та SPL-4

Типи кріплення фотоелектричних модулів до покрівлі: Призначенням профілю є створення площини для монтажу сонячних панелей, кожен ряд панелей, що монтується на два ряди профілю. Профілі несуть на собі все навантаження – вага самих фотомодулів, вітрове та снігове навантаження (сезонно).

За допомогою кронштейнів із двосторонніми гвинт-шурупами (2) (ще їх називають двосторонніми шпильками) профіль кріпиться до покрівлі. При цьому одна сторона гвинт-шурупа має гвинтове різьблення для вкручування її в дерево, а друга – метричне різьблення, на якому кріпиться сам кронштейн (алюмінієвий) за допомогою двох гайок. Герметичність отвору, через яке гвинт-шуруп проходить покриття покрівлі і вкручується в балки, герметизується спеціальною шайбою-прокладкою з EPDM ущільнювача. Даний ущільнювач стійкий до ультрафіолету та перепадів температури.

					<i>OE-n11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27



Рисунок 1.8 - Алюмінієвий кронштейн із двостороннім гвинт-шурупом

Кронштейни і гвинт-шурупи можуть бути різних розмірів, але схеми їх з'єднання один з одним, з профілем і з покрівлею не відрізняються.



Рисунок 1.9 - Різні моделі гвинт-шурупів та кронштейнів

Торцеві притиски (3), як відомо з їхньої назви служать для кріплення панелі з торця, тобто з одного боку від себе і встановлюються на початку та в кінці кожного ряду. Торцеві притиски можуть відрізнятись за типорозміром, залежно від товщини сонячної панелі.

					<i>OE-n11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

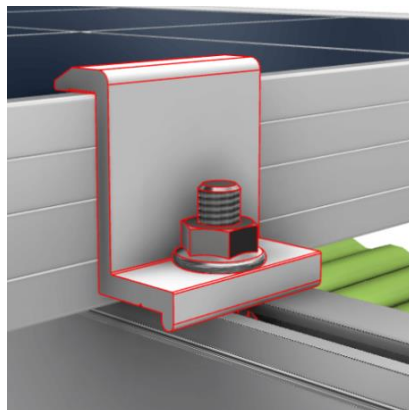


Рисунок 1.10 - Торцевой притиск

Важливе кріплення для сонячних панелей – міжпанельні притиски (4) встановлюються між кожними двома панелями і притискають відразу дві панелі до профілю, по обидва боки від себе. Існує кілька видів міжпанельних притисків, але всі вони підходять до сонячних панелей різної товщини – залежно від товщини ФЕМ, підбирається необхідний довжиною болт для кріплення міжпанельного притиску



Рисунок 1.11 - Різні моделі міжпанельних притисків

1.2.3 Інсоляція

Сонячне світло відіграє життєво важливу роль у виробництві сонячної енергії, і умови сонячного світла можуть значно відрізнятися від регіону до регіону. Вимірювання кількості сонячного світла, що досягає поверхні Землі

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

в районах, де планується встановлення сонячних панелей, має вирішальне значення для ефективності сонячних проєктів. Інсоляція - це кількість сонячної радіації, що падає на 1 квадратний метр поверхні Землі. Цей показник дуже важливий для правильного проєктування сонячних електростанцій. Це налаштування допоможе вам зрозуміти, скільки сонячного світла ваш сонячний модуль може перетворити на електроенергію. Чим вище значення сонячного світла в цьому районі, тим більше електроенергії можуть генерувати панелі. Високий рівень сонячного світла означає, що для виробництва заданої кількості енергії потрібно менше сонячних панелей. І навпаки, в умовах слабого сонячного освітлення може знадобитися більше панелей для досягнення тієї ж потужності, що збільшує вартість інвестицій у сонячну енергетику. Проте норми інсоляції житлових приміщень не можна застосовувати до розрахунку потужності сонячних електростанцій. Це пов'язано з тим, що за цим значенням неможливо визначити річний обсяг виробітку СЕС. До того ж у приміщення сонячні промені потрапляють під кутом і з різною інтенсивністю залежно від сторони будівлі, а також кількості, розміру та форми вікон.

Норма інсоляції для станцій визначається середніми показниками протягом року для певного регіону. Враховують саме ці значення, тому що виконати точний розрахунок неможливо через велику кількість зовнішніх факторів, які можуть доповнювати один одного.

Мова про:

- Відстань між землею та сонцем, яка різниться залежно від пори року;
- Кут падіння сонячних променів на поверхню землі (зокрема й фотопанелей). Залежить від доби;
- Висоту над рівнем моря;
- Різні погодні умови та фактори, наприклад, туман, хмарність, кількість опадів тощо.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Якщо проводити розрахунок інсоляції для визначення продуктивності СЕС, можна виділити регіони, які найбільше підходять для встановлення фотопанелей. Для цього можна скористатися супутниковими знімками NASA за останні 20 років. Оптимальними областями для експлуатації сонячних електростанцій вважаються:

- Херсонська;
- Миколаївська;
- Запорізька;
- Одеська;
- Дніпропетровська.

Найвищі показники інсоляції — на території Криму, зокрема в Сімферополі. Тут, залежно від погодних умов, пори року та інших факторів, інсоляція варіюється від 1450 до 1550 кВт·год/м². Для порівняння: на Львівщині цей показник знаходиться на рівні 1150-1200 кВт·год/м².

Низька сонячна інсоляція характерна для Чернівецької та Івано-Франківської областей через їх географічне розташування. Однак у решті регіонів країни інсоляція перебуває в середньому рівні — від 1250 до 1400 кВт·год/м² [8].

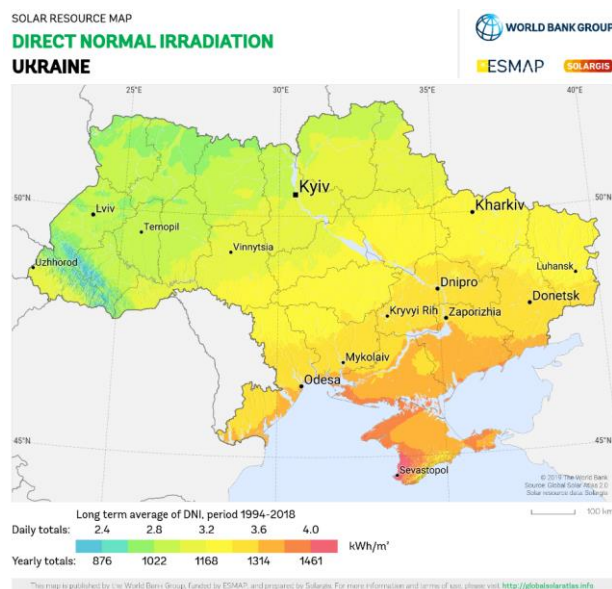


Рисунок 1.12 – Сонячної інсоляція України [9]

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Адк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

вітрогенератори можуть бути з'єднані в єдину мережу, утворюючи більш потужну станцію [10].

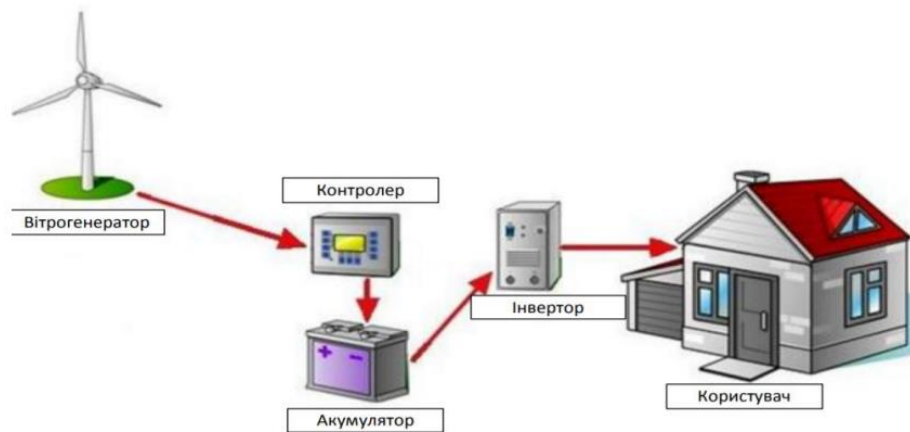


Рисунок 1.13 – Будова вітрової електростанції [11]

Основні компоненти вітрової електростанції:

- Генератор;
- Контролер;
- Акумуляторні батареї;
- Анемоскоп (пристрій для вимірювання швидкості вітру);
- Датчик напрямку вітру;
- Автоматичний перемикач джерел живлення;
- Інвертор.

1.3.1 Типи вітрогенераторів:

На даний момент існує два типи вітрогенераторів, такі як:

- горизонтального встановлення;
- вертикального встановлення.

Роздивимось кожен с цих типів.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		33

1.3.1.1 Вітрогенератори з горизонтальним ротором

Горизонтальні вітрогенератори, що є найпоширенішим типом вітрових турбін у світі. Горизонтальні вітряки з потужністю від 1 кВт до кількох мегават впроваджуються по всьому світу. Розвинені технології і конструктивна надійність гарантують стабільний попит на горизонтальні вітрогенератори. В залежності від номінальної потужності вітрогенератори, вітроелектроустановки (ВЕУ) можуть використовуватися як:

- основне джерело енергопостачання (при повному автономному енергозабезпечення об'єкта);
- джерело резервного живлення (аварійне або безперебійне енергозабезпечення об'єкта);
- джерело для мережевого, комерційного вироблення електроенергії, з метою продажу по «зеленому тарифу».

Види горизонтальних вітрогенераторів:

- однолопатеві;
- дволопатеві;
- трилопатеві;
- багатолопатеві.



Рисунок 1.14 – Однолопатевий вітрогенератор

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

Головною перевагою однолопастних вітрогенераторів є високі оберти обертання. Замість другої лопасті в них встановлений противага, який мало впливає на опір руху повітря, що дозволяє використовувати їх для генераторів з високими обертами обертання, в тому числі асинхронних і синхронних. Це дозволяє зменшити масу і габарити всієї установки.

Однолопастний вітряк має швидкохідність $Z = 9,0$, тобто однолопастний вітрогенератор обертається майже вдвічі швидше, ніж трилопастний при однаковій швидкості вітру (кількість обертів однолопастної турбіни діаметром 2 метри при швидкості 9 м/с становить 774 оберти на хвилину, а у трилопастної - 478). Тому вони можуть працювати і при слабших вітрах. Однак вартість тихохідного асинхронного двигуна більша через більшу кількість полюсів, і його вага вища. Тому часто вигідніше використовувати готовий мотор-редуктор, а не просто один двигун.



Рисунок. 1.15 – Дволопатеви вітрогенератор

Порівняно з вітровими турбінами, що мають три або більше лопатей, дволопатеви вітрогенератори володіють схожими перевагами з однолопатеви. Проте, дволопатеви вітрогенератори мають додаткову перевагу завдяки здатності ротора залишатися збалансованим у будь-якому кутовому положенні лопатей через їх парну кількість. Ця перевага

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

використовується в самонесучих вітрових турбінах малого та середнього діапазону потужності. Під час підйому або опускання самонесучих дволопатевоїх вітрогенераторів площина їх ротора у будь-якому кутовому положенні лопатей прагне приймати горизонтальне положення, що значно спрощує технологію монтажу або демонтажу турбін.



Рисунок 1.16 – Багатолопатевиий вітрогенератор

Багатолопатевиий вітрогенератори оснащені значною кількістю лопатей, яка в деяких моделях може досягати до 50 одиниць. Ротор таких вітрогенераторів має великий момент інерції, що призводить до зниження швидкості, але забезпечує більший крутний момент. Ця характеристика є особливою перевагою при використанні в системах вітрових насосів, де вони знайшли своє застосування в промисловості.

1.3.1.2 Вітрогенератори з вертикальним ротором

Вертикальні вітрогенератори перетворюють кінетичну енергію вітру в механічну енергію обертання приводного валу. Вертикальна вісь вітрової

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

турбіни з'єднана з ротором, що працює також у вертикальному положенні. Ротор і генератор розташовані в нижній частині башти.

Лопаті вітряка приєднані прямо до центральної осі, з'єднаної з ротором генератора. Генератор розташовується в нижній частині установки, іноді навіть на рівні землі.

Таким чином, при обертанні лопатей гвинта ротор генератора також починає рухатися і, отже, з'являється можливість вироблення електроенергії.

Дані вітряки не потребують додаткового обладнання, яке визначає напрямок вітру і коригує положення вітряка у відповідність з ним.

Крім того, ці турбіни більш стійкі до турбулентності, ніж стандартні горизонтальні.



Рисунок 1.17 – Вітрогенератор з вертикальним ротором

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		37

Переваги вітрогенераторів з вертикальним ротором:

Основною перевагою є ортогональне розташування осі ротора, що дозволяє розміщувати пристрій поблизу поверхні землі. Відповідно, вітрогенератор і передавальний механізм розташовані на цій же висоті і не вимагають споруди високих конструкцій для їх установки.

Крім того, турбіна не обов'язково повинна бути орієнтована за напрямком вітру, що робить її дуже простою в експлуатації.

Застосування вертикальних вітрогенераторів дає високий ефект при їх установці на верхній частині пагорбів, поверхнях гір, по лінії гірських хребтів і в інших місцях, де поблизу поверхні землі присутні турбулентні потоки повітря.

У місцях, де заборонено розміщення висотних вітрових турбін, можуть бути розташовані вертикальні. При цьому, ви заощадите кошти і час, які потрібні були б вам для отримання відповідних погоджень для розробки і монтажу високих баштових установок вітряків з горизонтальним розташуванням валу.

Також, незаперечною перевагою пристроїв з вертикальним валом є їх можливість повороту в будь-якому напрямку разом з вітром.

Одним з недоліків вертикальних турбін є їх низька ефективність у зоні постійних вітрів. Це відбувається через високу сили опору, що діє з протилежного боку, при спробі захопити потік повітря.

Тому, на рівнинах і інших місцях з переважаючими постійними вітровими потоками найкращим варіантом є горизонтальні вітроустановки. Вони дозволяють найбільш повно використовувати енергію вітру в даних районах.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		38

При наявності ж турбулентних потоків у поверхні землі рекомендується застосовувати ортогональні вітроустановки.

Іншим мінусом вертикальних вітроустановок є можливість руйнування лопатей гвинта. Це викликано тим, що при обертанні навколо головної осі, на них постійно впливають відцентрові сили. Тобто, з часом, лопаті згинаються, тріскаються і руйнуються. При їх поломці вся машина виходить з ладу.

Якщо розмістити вітряк поруч з будівлею, то він не буде працювати, так як знаходиться в мертвому повітряному просторі [12].

1.3.2 Енергетичний потенціал вітру України

Україна має значний вітроенергетичний потенціал, особливо у таких регіонах як Українські Карпати, Кримські гори, узбережжя Чорного та Азовського морів, а також Донецька височина. Крім того, сильні вітри також характерні для височин південно-західної України та Придніпровської височини. Найкращими місцями для встановлення вітрогенераторів вважаються території поблизу водойм та на підвищеннях, що дозволяє використовувати сильніші і стабільніші вітрові потоки.

Однак, важливо враховувати, що вітроенергетика залежить від змінності вітрових умов, які можуть суттєво варіюватися залежно від сезону і погодних умов. Це означає, що ефективність вітрогенераторів може коливатися, і важливо використовувати точні метеорологічні дані для планування і розміщення вітроелектростанцій.

З метою оптимізації використання вітрової енергії в Україні, розглядається можливість встановлення вітрогенераторів на ділянках, які забезпечують максимальний прийом вітрової енергії та мінімізацію впливу на навколишнє середовище.

					ОЕ-п11-01.002 ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

Переваги “зеленого” тарифу базуються на кількох фундаментальних факторах:

1. Виробники чистої електроенергії отримують гарантоване підключення до загальної електромережі;
2. Підписується довгостроковий контракт, що передбачає обов’язкове придбання всієї електроенергії, виробленої з використанням відновлюваних джерел;
3. У розрахунках витрат на електроенергію, що викупується державою, використовується спеціальний підвищуючий коефіцієнт;
4. Розрахунки за електроенергію з ВДЕ прив’язані до євро.

Закон про “зелений” тариф

Внесення змін до Закону України «Про електроенергетику» у червні 2015 року суттєво покращило інвестиційний клімат у сфері альтернативної енергетики. Ринок альтернативної енергетики отримав ефективний інструмент, який значно спростив бізнес-операції за зеленим тарифом і значно підвищив його привабливість:

1. Значення “зеленого” тарифу встановлюється до 1 січня 2030 року. Середній період окупності капітальних інвестицій становить 5-8 років (залежить від типу фотоелектричної станції, її потужності, розташування тощо), тому сонячна енергія стає привабливою для інвестицій.
2. “Зелений” тариф визначається з прив’язкою до євро з квартальними оновленнями курсу.
3. Процес підключення до загальної електромережі значно спрощений.
4. Скасовано обов’язкове положення про «місцеву складову», що спростило процес вибору та відбору ефективного обладнання. Використання вітчизняного (зробленого в Україні) обладнання дозволяє збільшити ставку “зеленого” тарифу до 10%.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		

1.4.1 “Зелений” тариф для сонячних електростанцій

Сьогоднішні ставки за “зеленим” тарифом, що використовуються для сонячних електростанцій, є одними з найвищих у Європі, що дозволяє прогнозувати стабільний розвиток і подальшу реалізацію проєктів з будівництва сонячних електростанцій в нашій країні. Кращим аргументом до цього можна вважати, що все більше іноземних інвесторів починають інвестувати в українську сонячну енергію.

Слід зазначити, що сьогодні в країні паралельно розвиваються два різні напрямки – промислові сонячні електростанції та домашні сонячні електростанції. “Зелений” тариф для промислових фотоелектричних станцій (підприємств) встановлюється на нижчому рівні і має дещо складнішу процедуру реєстрації, у порівнянні з аналогічною для приватних осіб. Це пов’язано з тим, що, з одного боку, держава спрощує реєстрацію “зелених” тарифів для населення, щоб додатково стимулювати розвиток малих приватних сонячних електростанцій.

З іншого боку, потужне обладнання для сонячних електростанцій істотно дешевше на 1 МВт, ніж технологічно подібне, але менш потужне обладнання для приватних проєктів потужністю 10-30 кВт. Таким чином, це дозволяє отримати дуже привабливі ставки на повернення інвестицій навіть при зниженні “зеленого” тарифу і трохи складніше процедури його реєстрації.

1.4.2 “Зелений” тариф для комерційних сонячних електростанцій

Нині в Україні склалося досить сприятливе правове середовище для розвитку сонячної енергетики. «Зелений» тариф є ефективним механізмом, який стимулює залучення інвестицій у технології відновлюваної енергетики. Держава гарантує, що вся кількість електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, буде викуплена за «зеленим» тарифом. У

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

цьому випадку платежі за електроенергію виробляються в першу чергу з тими виробниками, які використовують альтернативні (відновлювані) джерела енергії.

Електроенергію заковує Оптовий ринок електроенергії України в умовах державного підприємства «Енергоринок». Платежі за «зеленим» тарифом передбачають місцевий компонент, тобто проєкти у його складі повинні мати певну частку вартості послуг та матеріалів українського походження. Закон дозволяє встановити «зелений» тариф для окремих черг стартових комплексів та електростанцій з відновлюваних джерел. Держава гарантує постійність стимулів інвесторам, порівняно з поточними на момент введення в експлуатацію об'єкта відновлюваної енергії.

1.4.3 Система державної підтримки за допомогою механізму аукціонів

З липня 2019 року в Україні запрацювала система аукціонів для розподілу квот державної підтримки виробництва електроенергії. Раніше будь-який інвестор, який побудував електростанцію, що використовує відновлювані джерела енергії (сонце, вітер, біогаз і т.д.), мав право продати свою електроенергію державному підприємству «Енергоринок» за «зеленим» тарифом, який на порядок вище, ніж звичайний.

Наприклад, оператори сонячних електростанцій, побудованих в 2017-2019 роках, отримують близько 15 євроцентів за кожен кіловат-годину проданої електроенергії. З моменту встановлення зеленого тарифу така ціна для кожного інвестора зафіксована в євро до 2030 року і змінюється відповідно до коливань курсу валют.

Цей механізм впровадили для того, щоб залучати інвестиції у відновлювану енергетику країни. Інвесторів цікавили страхування валютних

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		43

ризиків і можливість гарантованого продажу електроенергії, щоб розраховатися з кредиторами.

За останні роки вартість технологій в галузі відновлюваної енергетики значно знизилася. Наприклад, вартість сонячних панелей тільки за 2018 рік знизилася на 35%. Це, в свою чергу, здешевлює проекти.

Більш того, дуже високий розмір “зеленого” тарифу створював ризики «дефолту» галузі, коли держава не могла б виконувати власні гарантії викупу занадто дорогої електроенергії. Як показує приклад Іспанії, подібна ситуація призводить до численних інвестиційних арбітражів і відпливу інвестицій.[14]

Висновок до розділу

У першому розділі було розглянуто сутність відновлювальних джерел які можна встановити для власних потреб та для продажу під зелений тариф. Було розглянуто особливості та критерії розташування сонячних і вітрових електростанцій. З цього випливає що важливим чинником для розташування та функціонування СЕС і ВЕС є їхнє місце встановлення де є достатній рівень сонячної інсоляції та досить висока швидкість вітру.

На малюнках 1.12. та 1.18 зображена сонячна інсоляція та середня швидкість вітру на території України. Так що для Черкаської області де буде знаходитись місто, доцільно використовувати відновлювальне джерело енергії яке базується на сонячній інсоляції.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА

2.1 Умови проєктування

2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту проєктування

На території району міста досліджуємо міські та промислові об'єкти. Загалом міські електричні мережі напругою 6-10 кВ особливі тим, що у районі міста можуть знаходитись споживачі трьох категорій за надійністю. Тому потрібно раціонально спроектувати систему електропостачання міста. В даному проєкті розглядається система території району міста а саме система електропостачання району Черкаської області. Кількість мешканців району – 21 тисяча.

Район знаходиться на рівнинному рельєфі, територія забудована рівномірно. Споживачі електричної енергії – житлові будинки та громадські будівлі.

Район забудований переважно 9-ти поверховими будинками та 16-ти поверховими будинками з квартирами, обладнаними газовими та електричними плитами .

Більшість споживачів відноситься до II категорії – житлові будинки, магазини. Всі 16-ти поверхові будинки відносяться до споживачів I категорії. Крім того, на території району розташовані різні громадські будівлі, серед них гаражі, аптеки, підприємства громадського харчування, пункти побутового обслуговування населення, продовольчі та промтоварні магазини.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>			
Зм.	Кільк	№ докум	Підпис	Дата				
Разробив	Євсєєв				РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА		Аркуш	Аркушів
Провіри	Волошко						45	161
Н. Контр.	Ярмолук				НН ІЕЕ, ОЕ-п11			
Затвердив	Волошко							

2.1.2 Характеристика джерела живлення

Живлення міських споживачів здійснюється за допомогою розподільних мереж напругою 6-10 кВ і 0,38 кВ, які спираються на дані джерела живлення. Трансформаторні підстанції з трансформаторами різної потужності живлять мережу 0,38 кВ, схема побудови якої залежить від характеру споживачів. Залежновід відповідальності споживачів ТП можуть бути автоматизовані, тобто забезпечені пристроями для автоматичного перемикання живлення споживача на резервну лінію при раптовому виході з роботи основної лінії. Від розподільної підстанції постачання відбувається з комплектної трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ, що розташовано на відстані 30 км ПЛ: АС-240 від РП.

Міські електричні мережі напругою 6-10 кВ характерні тим, що в кожному мікрорайоні можуть виявитися споживачі всіх трьох категорій за надійністю електропостачання. Відповідно, це вимагає і належної побудови схеми мережі [1]. План проєктованого району наведений на листі 1 у масштабі 1:2000.

Система, як джерело живлення задано потужністю трифазного короткогозамикання $S_{KC} = 4500 \text{ MVA}$ та струмом однофазного короткого замикання.

$$I_{KC} = 18 \text{ кА.}$$

2.2 Розрахункових електричних навантажень району міста

2.2.1 Вихідні дані для проведення розрахунку

Перелік житлових та громадських будівель занесено до таблиці 2.1. Схема живлення житлових та громадських будинків наведена на рисунку на рисунку 2.1.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 – Перелік житлових та громадських будинків

№	Тип об'єкту	Кількість	Умовне позначення	Категорія
1	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція, 64 помешкань	1	А	II
2	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секція, 256 помешкань	6	Б	II
3	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секція, 36 помешкань	7	В	II
4	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 2 секції, 148 помешкань	2	З	II
5	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 3 секції, 324 помешкань	1	Г	II
6	Поліклініка на 2000 відвідувачів за зміну	1	Д	II
7	Магазин промислових товарів на 200 м ² торгівельної зали	1	Ж	III

Розрахункове навантаження житлового будинку розраховується наступним чином:

$$P_{\text{ж.б}} = p_{\text{пит}} n_{\text{кв}} + 0,9 K_{\text{п.л}} n_{\text{ліф}} p_{\text{л}},$$

					ОЕ-п11-01.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

$$Q_{ж.б} = p_{пит} n_{кв} tg\varphi_{кв} + 0,9K_{п.л} n_{ліф} p_{л} tg\varphi_{ліф},$$

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

$$P_{кв} = P_{кв.пит} \cdot n,$$

де $P_{кв}$ – питоме розрахункове навантаження помешкання, кВт/кварт.;

n – кількість квартир в будинку.

Силове навантаження електроприймачів, визначається по кількості ліфтових установок в будинку з урахуванням коефіцієнту попиту. Визначається залежно від кількості ліфтових установок та поверховості будинків [35].

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

$$P_{сил} = K_{сил} \cdot P_{л},$$

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

$P_{л}$ – потужність ліфтової установки ($P_{л}$ пасажирського ліфта 6 кВт)

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

Розрахункове навантаження громадських та адміністративних будівель знаходиться наступним чином:

$$P_p = P_{пит} n,$$

$$Q_p = P_p tg\varphi_{пит},$$

де $P_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження будівлі ;

N – кількість місць.

На рисунку 2.1 зображена схема розміщення житлових, громадських та адміністративних будівель відносно трансформаторних підстанцій.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

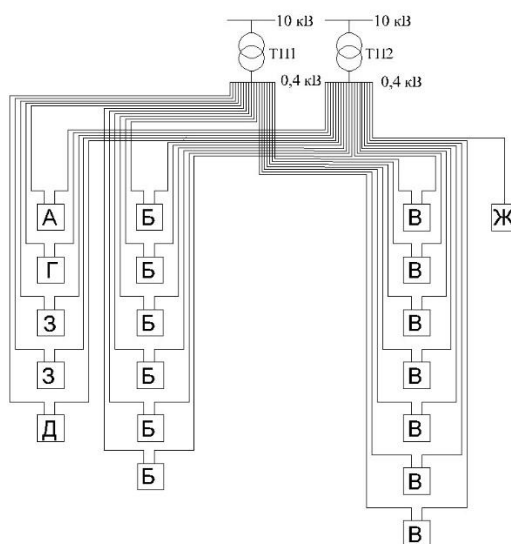


Рисунок 2.1 – Схема живлення будівель

Умовні позначення на рисунку 2.1:

А – Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція, 64 помешкань;

Б – Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секція, 256 помешкань;

В – Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секція, 36 помешкань;

Г – Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 3 секції, 324 помешкань;

Д – Поліклініка на 2000 відвідувачів за зміну;

Ж – Магазин промислових товарів на 200 м² торгівельної зали;

З – Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 2 секції, 148 помешкань;

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

У випадку сумісного електропостачання різних об'єктів, розрахункове навантаження низьковольтних ліній і на шинах НН ТП визначається за формулою:

$$P_{\text{ТП}} = P_{p.\text{max}} + \sum_{i=1}^{n-1} P_{pi} K_{c.\text{max}i},$$

$$Q_{\text{ТП}} = Q_{q.\text{max}} + \sum_{i=1}^{n-1} Q_{qi} K_{c.\text{max}i},$$

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{P_{\text{ТП}}^2 + Q_{\text{ТП}}^2},$$

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

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

$K_{\text{сум.}i}$ – коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою долею навантаження i -ого житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні.

Знаходимо розрахункове навантаження житлових будинків з електричними плитами в нормальному режимі роботи, тобто половина квартир та ліфтових установок живиться від однієї ТП;

$$P_{\text{АБ}}^{1/2} = 1,34 \cdot \left(\frac{64+6 \cdot 256}{2} \right) + 0,9 \cdot 0,8 \cdot \frac{26}{2} \cdot (6 + 9) = 1212,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{АБ}}^{1/2} = 1,34 \cdot \left(\frac{64 + 6 \cdot 256}{2} \right) \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot \frac{26}{2} \cdot (6 + 9) \cdot 1,17 = 593 \text{ квар};$$

$$P_{\text{ТП1}} = (80+80+60) \cdot 0,85 = 187 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП1}} = 187 \cdot 0,29 = 54,23 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{187^2 + 54,23^2} = 194,7 \text{ кВА};$$

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розраховуємо розрахункове навантаження житлових будинків з газовими плитами в нормальному режимі роботи, тобто половина квартир та ліфтових установок живиться від однієї ТП;

$$P_{ВЗГ}^{1/2} = 0,85 \cdot \left(\frac{7 \cdot 36 + 2 \cdot 148 + 324}{2} \right) + 0,9 \cdot 0,5 \cdot \frac{14}{2} \cdot 6 = 389,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{ВЗГ}^{1/2} = 0,85 \cdot \left(\frac{7 \cdot 36 + 2 \cdot 148 + 324}{2} \right) \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 0,5 \cdot \frac{14}{2} \cdot 6 \cdot 1,17 = 181,1 \text{ квар.}$$

Знаходимо розрахункове навантаження поліклініки в нормальному режимі роботи:

$$P_P^{1/2} = 0,15 \cdot \frac{2000}{2} = 150 \text{ кВт};$$

$$Q_P^{1/2} = 150 \cdot 0,43 = 64,5 \text{ квар.}$$

Знаходимо розрахункове навантаження продовольчого магазину.

$$P_C^{1/2} = 200 \cdot 0,23 = 46 \text{ кВт};$$

$$Q_C^{1/2} = 46 \cdot 0,62 = 28,52 \text{ квар.}$$

Зведемо до таблиці 2.2 розраховані розрахункові навантаження об'єктів в нормальному режимі роботи.

Таблиця 2.2 – Навантаження об'єктів в нормальному режимі роботи

Позначення на схемі	Об'єкт	P_p , кВт	Q_p , квар
А,Б	Житловий будинок з електричними плитами	1207	586
В,З,Г	Житловий будинок з газовими плитами	389,5	181,1
Д	Поліклініка на 2000 відвідувачів за зміну	150	64,5
Ж	Магазин промислових товарів на 200 м2 торгівельної зали	46	28,52

Розрахуємо навантаження на шини ТП1 та ТП2 в нормальному режимі роботи.

$$P_{ТП} = P_{p.max} + \sum_{i=1}^{n-1} P_{pi} K_{c.maxi};$$

$$Q_{ТП5} = Q_{q.max} + \sum_{i=1}^{n-1} Q_{qi} K_{c.maxi};$$

$$S_{ТП} = \sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2};$$

$$P_{ТП1}^{1/2} = 1207 + 389,2 \cdot 0,9 + 150 \cdot 0,7 = 1722,28 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП1}^{1/2} = 5885 + 181,1 \cdot 0,9 + 64,5 \cdot 0,7 = 793,64 \text{ квар};$$

$$S_{ТП1}^{1/2} = \sqrt{1611,28^2 + 735,64^2} = 1771,26 \text{ кВА};$$

$$P_{ТП2}^{1/2} = 1156 + 389,2 \cdot 0,9 + 150 \cdot 0,7 + 46 \cdot 0,6 = 1638,88 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП2}^{1/2} = 527,5 + 181,1 \cdot 0,9 + 64,5 \cdot 0,7 + 28,52 \cdot 0,6 = 752,75 \text{ квар};$$

$$S_{ТП2}^{1/2} = \sqrt{1638,88^2 + 752,75^2} = 1803,4 \text{ кВА}.$$

Проводим розрахунки навантаження в після аварійному режимі.

Розраховуємо розрахункове навантаження житлових будинків електричними плитами в аварійному режимі роботи, тобто всі квартири та ліфтові установки живиться від однієї ТП

Будинки з однаковим способом їже приготування рахуємо як один будинок з сумарною кількістю квартир та сумарним числом ліфтових установок:

$$P_{АБ} = 1,10 \cdot (64 + 6 \cdot 256) + 0,9 \cdot 0,5 \cdot 26 \cdot (6 + 9) = 1928,76 \text{ кВт};$$

$$Q_{АБ} = 1,10 \cdot (64 + 6 \cdot 256) \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 0,5 \cdot 26 \cdot (6 + 9) \cdot 1,17 = 901,43 \text{ квар}.$$

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

Знаходимо розрахункове навантаження житлових будинків з газовими плитами в після аварійному режимі роботи, тобто один ТП живить всі квартири та ліфтові установки.

Будинки з однаковим способом їже приготування рахуємо як один будинок з сумарною кількість квартир та сумарним числом ліфтових установок:

$$P_{ВЗГ} = 0,65 \cdot (7 \cdot 36 + 2 \cdot 148 + 324) + 0,9 \cdot 0,5 \cdot 14 \cdot 6 = 604,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{ВЗГ} = 0,65 \cdot (7 \cdot 36 + 2 \cdot 148 + 324) \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 0,5 \cdot 14 \cdot 6 \cdot 1,17 = 287,95 \text{ квар.}$$

Знаходимо розрахункове навантаження продовольчого магазину в після аварійному режимі.

$$P_{Ж} = 0,15 \cdot 2000 = 300 \text{ кВт};$$

$$Q_{Ж} = 300 \cdot 0,43 = 129 \text{ квар.}$$

Зведемо до таблиці 2.3 розраховані розрахункові навантаження об'єктів в після аварійному режимі роботи.

Таблиця 2.3 – Навантаження об'єктів в після аварійному режимі роботи

Позн. на схемі	Об'єкт	P_p , кВт	Q_p , квар
А,Б	Житловий будинок з електричними плитами	1928,76	901,43
В,З,Г	Житловий будинок з газовими плитами	604,6	287,95
Ж	Магазин промислових товарів на 200 м2 торгівельної зали	46	28,52

Розрахуємо навантаження на шини ТП1 в після аварійному режимі роботи.

$$P_{ТП1} = 1928,76 + 604,6 \cdot 0,9 + 300 \cdot 0,7 = 2682,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП1} = 901,43 + 287,95 \cdot 0,9 + 129 \cdot 0,7 = 1250,8 \text{ квар};$$

$$S_{ТП1} = \sqrt{2682,9^2 + 1250,8^2} = 2960,1 \text{ кВА}.$$

Розрахуємо навантаження на шини ТП2 в після аварійному режимі роботи, до ТП2 не підключений споживач III категорії.

$$P_{ТП2} = 1928,76 + 604,6 \cdot 0,9 + 300 \cdot 0,7 + 46 \cdot 0,6 = 2710,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП2} = 901,43 + 287,95 \cdot 0,9 + 129 \cdot 0,7 + 28,52 \cdot 0,6 = 1267,9 \text{ квар};$$

$$S_{ТП2} = \sqrt{2710,5^2 + 1267,9^2} = 2992,3 \text{ кВА}.$$

2.3 Вибір номінальної потужності трансформаторів

Зведемо до таблиці 2.3.1 навантаження по кожному ТП в нормальному та після аварійному режимі роботи, для вибору трансформаторів.

Таблиця 2.4 – навантаження по кожному ТП

	$P_{тр}, \text{кВт}$	$Q_{тр}, \text{квар}$	$S_{тр}, \text{кВА}$	$P_{п\ a}, \text{тр}, \text{кВт}$	$Q_{п\ a}, \text{тр}, \text{квар}$	$S_{п\ a}, \text{тр}, \text{кВА}$
ТП1	322,67	275,04	423,44	-	-	-
ТП2	420	60	424	-	-	-
ТП3	420	60	424	-	-	-
ТП4	260	70	269,2	-	-	-
ТП5	1722,28	793,64	1771,2	2682,9	1250,8	2960,1
ТП6	1638,88	752,75	1803,4	2710,5	1267,9	2992,3

Виберемо трансформатор для ТП1.

Приймаємо для ТП1 трансформатор ТМ 400/10 з паспортними даними:

$$S_H=400 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{xx}=0,830 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз}=5,50 \text{ кВт};$$

$$I_{xx}=1.5 \text{ \%};$$

$$U_{кз}=4,5 \text{ \%}.$$

Перевірка трансформатора в післяаварійному режимі:

Втрати в трансформаторі:

$$\Delta S = \sqrt{(\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз})^2 + \left(S_H \frac{I_{xx}}{100} + \left(\frac{S_{\phi}}{S_H} \right)^2 S_H \frac{U_{кз}}{100} \right)^2},$$

$$\Delta S = \sqrt{(0,83 + 5,5)^2 + \left(400 \cdot \frac{1,5}{100} + \left(\frac{423,99}{100} \right)^2 \cdot 100 \cdot \frac{4,5}{100} \right)^2} = 6.334 \text{ кВА}.$$

Вибір трансформаторів для наступних ТП в після аварійному режимі проводиться аналогічно, результати заносимо до таблиці 2.5

Таблиця 2.5 - Розподіл навантаження на ТП1-ТП6 в після аварійному режимі

Марка трансформатора	S_{HT} , кВА	ΔS кВА	$S_{п/а}$, кВА	$1,4S_{HT}$, кВА	$K_{зав}$
ТМ 400/10	400	6,33	423,44	560	1,3
ТМ 400/10	400	6,33	424	560	1,3
ТМ 400/10	400	6,33	424	560	1,3
ТМ 250/10	250	5,3	269,2	350	1,3
ТМ 2500/10	2500	30,93	2960,1	3500	1,17
ТМ 2500/10	2500	30,93	2992,3	3500	1,17

2.4 Розрахунок живлячих і розподільних мереж

2.4.1 Розрахунок перерізу провідників для мереж 0,4 кВ

В якості напруги розподільної мережі доцільно використовувати напругу 10 кВ [36].

Випадку, повинні задовольняти наступним вимогам.

Втрата напруги в нормальному режимі не повинна перевищувати допустимої величини: $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$.

Втрата напруги в післяаварійному режимі не повинна більш ніж на 5% перевищувати допустиму величину: $\Delta U_{\text{п/а}} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\%$.

Струмове навантаження в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з урахуванням умов прокладки лінії

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустиме тривале струмове навантаження, яке визначається за довідковими даними з урахуванням марки кабелю 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 повинне перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_{\text{рп/а}} \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}}$$

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

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

Вибраний переріз повинен відповідати параметрам захисного апарату:

$$I_{доп} \geq Kз Iз ,$$

де $I_{доп}$ – допустимий струм вибраного провідника, визначений з урахуванням умов його прокладки;

$Kз$ – коефіцієнт кратності захисту;

$Iз$ – номінальний струм або струм спрацьовування захисного апарату.

Визначимо переріз КЛ напругою до 1000 В.

Визначаємо струмове навантаження в післяаварійному режимі на прикладі житлового будинку А1 з електричними плитами 16 поверхів, 1 секція 64 помешкання.

$$I_{р.л.} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot 0,38},$$

де S_n - номінальна потужність будинку.

$$I_{р.л.} = \frac{\sqrt{89,9^2 + 41,17^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 150,2A.$$

Вибір кабельної лінії необхідно виконати згідно умови т:

$$I_p \leq I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер}, = 150,2 \leq 160 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3,$$

$$150,2 \leq 208;$$

АВВГ 4×70, $I_{доп}=160A$, $r_0 = 0,443 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,0612 \text{ Ом/км}$.

Розраховуємо втрату напруги (у відсотках від номінального значення) на ділянці мережі:

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Адк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 \cdot l)}{10 \cdot U_H^2},$$

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

$$\Delta U = \frac{(89,87 \cdot 0,0612 \cdot 0,075)}{10 \cdot 0,38^2} = 2,06\%.$$

Втрата напруги у післяаварійному режимі не повинна перевищувати допустиму величину +5%:

$$\Delta U_{A1} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\% \rightarrow 2,06\% \leq 10\%,$$

$$\Delta U = 2,06 \leq 5 \%.$$

Отже, вибраний кабель підходить.

Отримані результати розрахунків по цій та інших лініях заносимо в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Вибір перерізу ліній низької напруги в післяаварійному режимі

	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А	L , км	Кабель	$I_{\text{доп}}$, А	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$\Delta U \leq 1$ 0%
A1	89,9	41,17	98,8	150,2	0,075	АВВГ 4x70	166	0,443	0,0612	2,74
Б1	228,5	101,8	250,1	380	0,064	АВВГ-4x240	330	0,125	0,0587	1,28
Б2	228,5	101,8	250,1	380	0,072	АВВГ-4x240	330	0,125	0,0587	1,25
Б3	228,5	101,8	250,1	380	0,078	АВВГ-4x120	330	0,125	0,0587	1,48
Б4	228,5	101,8	250,1	380	0,089	АВВГ-4x120	330	0,125	0,0587	1,38
Б5	228,5	101,8	250,1	380	0,064	АВВГ-4x120	330	0,125	0,0587	1,48
Б6	228,5	101,8	250,1	380	0,06	АВВГ-4x16	330	0,125	0,0587	1,25
В1	26,7	12,4	29,4	44,7	0,07	АВВГ 4x16	72	1,91	0,0675	5,01
В2	26,7	12,4	29,4	44,7	0,069	АВВГ-4x16	72	1,91	0,0675	5,01
В3	26,7	12,4	29,4	44,7	0,075	АВВГ-4x16	72	1,91	0,0675	5,45
В4	26,7	12,4	29,4	44,7	0,058	АВВГ-4x16	72	1,91	0,0675	4,21

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>					Арк.
										58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Продовження таблиці 2.6

	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А	L , км	Кабель	$I_{доп}$, А	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$\Delta U \leq 1$ 0%
В5	26,7	12,4	29,4	44,7	0,083	АВВГ-4x16	72	1,91	0,0675	6,03
В6	26,7	12,4	29,4	44,7	0,087	АВВГ-4x16	72	1,91	0,0675	6,32
В7	26,7	12,4	29,4	44,7	0,087	АВВГ-4x16	72	1,91	0,0675	6,32
31	111,5	48,2	121,5	184,6	0,08	АВВГ-4x70	166	0,443	0,0612	2,74
32	111,5	48,2	121,5	184,6	0,066	АВВГ-4x70	166	0,443	0,061	2,26
Г	133,6	60,4	146,6	222,7	0,08	АВВГ 4x150	255	0,206	0,05	1,52
Д	150	64,5	163,2	248,	0,05	АВВГ 4x185	286	0,164	0,059	0,85
Ж	46	28,5	54,1	82,2	0,069	АВВГ-4x35	113	0,868	0,0637	1,6

2.4.2 Розрахунок перерізу провідників для мереж понад 1000 В

Струмове навантаження будь-якої ділянки в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з врахуванням умов прокладки лінії [36]:

$$I_p \leq I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2,$$

де $I_{доп}$ - допустиме тривале струмове навантаження, визначене за довідковими даними з врахуванням марки кабелю (дроту) і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і т.д.);

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

K_2 – поправочний коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів.

Для магістральних ліній, виконаних одним перерізом, вказаний контроль здійснюється для ділянки, що працює в найбільш важких умовах.

2. Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати фактичного допустимого значення, визначеного з врахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

											Арк.
											59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>						

$$I_p^{на} \leq I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер},$$

де $K_{пер}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з врахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження кабельних ліній. Для повітряних ліній коефіцієнт допустимого перевантаження приймається рівним 1,3.

3. Для КЛ вибраний перетин не може бути менше мінімально допустимого за умовами термічної стійкості струмам к.з.

$$F_{кл}^{min} = \frac{I_{\Sigma}^{(3)} \cdot \sqrt{t_n}}{C},$$

де $I^{(3)}$ – сумарний струм к.з. від енергосистеми з врахуванням наявних в СЕП синхронних двигунів;

t_n – приведений розрахунковий час (час відключення к.з.);

C – термічний коефіцієнт.

Зокрема, для кабелів 10 кВ з алюмінієвими жилами і полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією:

$$C = 75;$$

Причому необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторних підстанціях. Зробимо розрахунок електричної мережі району напругою 10 кВ. Трансформаторні підстанції мають наступні параметри, зносимо данні в таблицю 2.7 [36].

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

Таблиця 2.7 – Трансформаторних підстанцій.

	Трансформатори				
	$S_{\text{НОМ}}$, кВА	$P_{\text{кз}}$, кВт	$P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %	$U_{\text{к}}$, %
ТМ 400/10	400	0,83	5,5	1,5	4,5
ТМ 400/10	400	0,83	5,5	1,5	4,5
ТМ 400/10	400	0,83	5,5	1,5	4,5
ТМ 250/10	250	0,56	3,7	1,9	4,5
ТМ 2500/10	2500	2,7	28	0,4	5,5
ТМ 2500/10	2500	2,7	28	0,4	5,5

Розрахуємо втрати потужності трансформаторах на прикладі ТП5 в нормальному та після аварійному режимах.

$$\Delta P_{\text{трТП5н}} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ТП1н}}}{S_{\text{трн}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{хх}} = 28 \cdot \left(\frac{1771,26}{2500} \right)^2 + 2,7 = 16,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{трТП5н}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ТП1н}}^2}{S_{\text{трн}}} + \frac{I_{\text{хх}}}{100} \cdot S_{\text{трн}} = \frac{5,50}{100} \cdot \frac{1771,26^2}{2500} + \frac{0,4}{100} \cdot 1771,26$$

$$= 79,02 \text{ квар};$$

$$\Delta S = \sqrt{\Delta P_{\text{трТП1н}}^2 + \Delta Q_{\text{трТП1н}}^2} = \sqrt{16,7^2 + 79,02^2} = 80,77 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{\text{трТП5п/а}} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{трнп}}}{a} \right)^2 + \Delta P_{\text{хх}} = \Delta P_{\text{хх}} = 28 \cdot \left(\frac{2960}{2500} \right)^2 + 2,7 =$$

$$41,9 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{трТП5п/а}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ТП1п}}^2}{S_{\text{трн}}} + \frac{I_{\text{хх}}}{100} \cdot S_{\text{трн}} = \frac{5,50}{100} \cdot \frac{2960^2}{2500} + \frac{0,4}{100} \cdot 2960$$

$$= 202,7 \text{ квар};$$

$$\Delta S = \sqrt{\Delta P_{\text{трТП1п/а}}^2 + \Delta Q_{\text{трТП1п/а}}^2} = \sqrt{41,9^2 + 202,7^2} = 207,06 \text{ кВА.}$$

Аналогічні розрахунки для всіх ТП приведені в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Розрахунок втрат в трансформаторах ТП

	Р _{тр,кВт}	Q _{тр,квар}	ΔР _{тр,кВт}	ΔQ _{тр,квар}	ΔS _{тр,кВА}	ΔР _{п\а,} тр,кВт	ΔQ _{п\а,} тр,квар	ΔS _{п\а,} тр,кВА
ТП1	322,67	275,04	6,98	26,12	27,04	-	-	-
ТП2	420	60	7	26,22	27,14	-	-	-
ТП3	420	60	7	26,22	27,14	-	-	-
ТП4	260	70	5,74	20,52	21,31	-	-	-
ТП5	2682,9	1250,8	16,75	79,02	80,77	41,95	202,76	207,06
ТП6	2710,5	1267,9	17,27	81,54	83,35	42,80	206,94	211,32

Знайдемо навантаження ділянки розподільної мережі Л1 та Л2 які живлять ТП1..4 в нормальному режимі роботи:

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

$$P_{Л1} = 0,85 \cdot (322,67 + 420 + 420 + 260 + 6,98 + 7 + 7 + 5,74) = 123198 \text{ кВт,}$$

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

$$Q_{Л1} = 0,85 \cdot (+275 + 60 + 60 + 70 + 26,12 + 26,22, +26,22 + 20,52) = 479,502 \text{ квар,}$$

$$S_{Л1} = \sqrt{\Delta P_{Л1}^2 + \Delta Q_{Л1}^2} = \sqrt{1231,98^2 + 479,502^2} = 1322 \text{ кВА,}$$

$$I_{Л1} = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1322}{\sqrt{3} \cdot 10} = 76,32 \text{ А.}$$

					ОЕ-п11-01.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

Знайдемо навантаження ділянки розподільної мережі Л1 та Л2 які живлять ТП1..4 в після аварійному режимі роботи:

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

$$P_{Л1п/а} = 0,85 \cdot (322,67 + 420 + 420 + 260 + 6,98 + 7 + 7 + 5,74) = 123198 \text{ кВт},$$

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

$$\frac{Q_{Л1п}}{а} = 0,85 \cdot (+275 + 60 + 60 + 70 + 26,12 + 26,22, +26,22 + 20,52) = 479,502 \text{ квар},$$

$$S_{Л1} = \sqrt{\Delta P_{Л1}^2 + \Delta Q_{Л1}^2} = \sqrt{1231,98^2 + 479,502^2} = 1322 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1} = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1322}{\sqrt{3} \cdot 10} = 76,32 \text{ А}.$$

Отже приймаємо кабель АПвП 3х35 з $I_{доп} = 119 \text{ А}$ та $r_0 = 0,868 \text{ Ом/км}$;

Проводим аналогічні розрахунки для Л3 та Л4 та всі результати заносим в таблицю 2.9:

Таблиця 2.9. – Розрахунок струмів та вибір перерізу ліній

	S, кВА	ТП, що живляться	I, А	Марка	I _{доп} , А
Л1,2	1441,27	ТП1–4	83,2	АПвП 3х35	119
Л3,4	2516,122	ТП5	111,74	АПвП 3х50	140
Л5,6	2543	ТП1–6	112,9	АПвП 3х50	140

2.4.3 Розрахунок навантаження на шинах 10 кВ центра живлення

Розрахунок навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції будемо проводити прийнявши до уваги навантаження ліній Л5, Л6, Л7, а також зосереджене навантаження S1 (P1, Q1) та S2 (P2, Q2) значення яких наведено в табл. 2.10

					ОЕ-п11-01.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

Таблиця 2.10 – Зосереджене навантаження.

Назва приєднання	P, кВт	Q, квар
Л _{5,6}	3983.9	2168.9
Л ₇	950	0
S ₁	34000	3000
S ₂	28000	4000

Розрахуємо загальну активну та реактивну потужність:

$$P_{\text{сум}} = P_{\text{Л5,6}} + P_{\text{Л7}} + P_{\text{S1}} + P_{\text{S2}},$$

$$Q_{\text{сум}} = Q_{\text{Л5,6}} + Q_{\text{Л7}} + Q_{\text{S1}} + Q_{\text{S2}},$$

$$P_{\text{сум}} = 3983.9 + 950 + 34000 + 28000 = 66933.9 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{сум}} = 2168.9 + 0 + 3000 + 4000 = 9168.9 \text{ квар}.$$

Розрахуємо загальну реактивну потужність

$$S = \sqrt{P_{\text{сум}}^2 + Q_{\text{сум}}^2},$$

$$S = \sqrt{66933.9^2 + 9168.9^2} = 67558.97 \text{ кВА}.$$

					OE-n11-01.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

2.4.4 Визначення очікуваної величини недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії

Параметри лінії наведені в таблицях 2.11 та 2.12.

Таблиця 2.11 – Параметри лінії Л7

τ_p , ГОД	6
τ_{II} , ГОД	3
$\tau_{вр}$, ГОД	2
ω_o , пошк./ км·рік	0,25
l_{0-12} , КМ	1,9
l_{12-13} , КМ	1,3
l_{13-14} , КМ	1,3
l_{14-15} , КМ	0,4
l_{15-16} , КМ	1,4
l_{14-17} , КМ	1,4
l_{17-18} , КМ	1
l_{18-19} , КМ	1,6
l_{19-110} , КМ	1,6
l_{18-111} , КМ	0,4
$l_{111-112}$, КМ	1,4
$l_{112-113}$, КМ	0,1
$l_{111-114}$, КМ	1,1

Таблиця 2.12 – Навантаження вузлів лінії Л5

Навантаження у вузлах ПЛ	кВт
P_{12}	160
P_{13}	60
P_{15}	210
P_{16}	100
P_{17}	50
P_{19}	100
P_{110}	80
P_{112}	110
P_{113}	20
P_{114}	60

Розраховуємо очікувану величину недовідпущеної електроенергії $EENS$ у повітряній лінії Л7 без роз'єднувачів на ланках.

$$\begin{aligned}
 EENS_1 = \sum EENS_1 = \omega_0 (P_{12} + P_{13} + P_{15} + P_{16} + P_{17} + P_{19} + P_{110} + P_{112} + \\
 P_{113} + P_{114})(L_{0-12}\tau_p + L_{12-13}\tau_p + L_{13-14}\tau_p + L_{14-15}\tau_p + L_{15-16}\tau_p + \\
 L_{14-17}\tau_p + L_{17-18}\tau_p + L_{18-19}\tau_p + L_{19-110}\tau_p + L_{18-111}\tau_p + L_{111-112}\tau_p + \\
 L_{112-113}\tau_p + L_{111-114}\tau_p) = 0,25 \cdot (160 + 60 + 210 + 100 + 50 + 100 + 80 + \\
 110 + 20 + 60) \cdot (1,9 \cdot 6 + 1,3 \cdot 6 + 1,3 \cdot 6 + 0,4 \cdot 6 + 1,4 \cdot 6 + 1,4 \cdot 6 + 1 \cdot 6 + \\
 1,6 \cdot 6 + 1,6 \cdot 6 + 0,4 \cdot 6 + 1,4 \cdot 6 + 0,1 \cdot 6 + 1,1 \cdot 6) = 21230 \text{ кВт} \cdot \text{год.}
 \end{aligned}$$

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Розраховуємо очікувану величину недовідпущеної електроенергії *EENS* у повітряній лінії Л7 після розміщення роз'єднувачів на ланках.

Для зручності використання виразу для розрахунку очікуваного недовідпуску електричної енергії скористаємося структурно-логічною матрицею, (таблиця 2.13).

Таблиця 2.13 – Структурно-логічна матриця

	L ₀ - 12	L ₁₂ - 13	L ₁₃ - 14	L ₁₄ - 15	L ₁₅ - 16	L ₁₄ - 17	L ₁₇ - 18	L ₁₈ - 19	L ₁₉ - 110	L ₁₈ - 111	L ₁₁₁ - 112	L ₁₁₂ - 113	L ₁₁₁ - 114
P12	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}
P13	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}
P15	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}
P16	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}
P17	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}
P19	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}
P110	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}
P112	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p
P113	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p
P114	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p

$$\begin{aligned}
EENS_2 &= \sum EENS_2 \\
&= \omega_0 (P_{12} + P_{13} + P_{15} + P_{16})(L_{0-12}\tau_p + L_{12-13}\tau_p + L_{13-14}\tau_p \\
&+ L_{14-15}\tau_p + L_{15-16}\tau_p + L_{14-17}\tau_{\Pi} + L_{17-18}\tau_{\Pi} + L_{18-19}\tau_{\Pi} \\
&+ L_{19-110}\tau_{\Pi} + L_{18-111}\tau_{\Pi} + L_{111-112}\tau_{\Pi} + L_{112-113}\tau_{\Pi} \\
&+ L_{111-114}\tau_{\Pi}) \\
&+ \omega_0 (P_{17} + P_{19} + P_{110})(L_{0-12}\tau_p + L_{12-13}\tau_p + L_{13-14}\tau_p \\
&+ L_{14-15}\tau_p + L_{15-16}\tau_p + L_{14-17}\tau_p + L_{17-18}\tau_p + L_{18-19}\tau_p \\
&+ L_{19-110}\tau_p + L_{18-111}\tau_p + L_{111-112}\tau_{\Pi} + L_{112-113}\tau_{\Pi} \\
&+ L_{111-114}\tau_{\Pi}) \\
&+ \omega_0 (P_{112} + P_{113} + P_{114})(L_{0-12}\tau_p + L_{12-13}\tau_p + L_{13-14}\tau_p \\
&+ L_{14-15}\tau_p + L_{15-16}\tau_p + L_{14-17}\tau_p + L_{17-18}\tau_p + L_{18-19}\tau_p \\
&+ L_{19-110}\tau_p + L_{18-111}\tau_p + L_{111-112}\tau_p + L_{112-113}\tau_p \\
&+ L_{111-114}\tau_p) \\
&= 0,25 \cdot (160 + 60 + 210 + 100) \\
&\cdot (1,9 \cdot 6 + 1,3 \cdot 6 + 1,3 \cdot 6 + 0,4 \cdot 6 + 1,4 \cdot 6 + 1,4 \cdot 3 + 1 \cdot 3 + 1,6 \\
&\cdot 3 + 1,6 \cdot 3 + 0,4 \cdot 3 + 1,4 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 + 1,1 \cdot 3) + 0,2 \\
&\cdot (50 + 100 + 80) \\
&\cdot (1,9 \cdot 6 + 1,3 \cdot 6 + 1,3 \cdot 6 + 0,4 \cdot 6 + 1,4 \cdot 6 + 1,4 \cdot 6 + 1 \cdot 6 \\
&+ 1,6 \cdot 6 + 1,6 \cdot 6 + 0,4 \cdot 3 + 1,4 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 + 1,1 \cdot 3) + 0,25 \\
&\cdot (110 + 20 + 60) \\
&\cdot (1,9 \cdot 6 + 1,3 \cdot 6 + 1,3 \cdot 6 + 0,4 \cdot 6 + 1,4 \cdot 6 + 1,4 \cdot 6 + 1 \cdot 6 + 1,6 \\
&\cdot 6 + 1,6 \cdot 6 + 0,4 \cdot 6 + 1,4 \cdot 6 + 0,1 \cdot 6 + 1,1 \cdot 6) \\
&= 17370 \text{ кВт} \cdot \text{год};
\end{aligned}$$

Визначимо на скільки зменшився очікуваний недовідпуску електроенергії після встановлення роз'єднувачів:

$$\Delta EENS = EENS_1 - EENS_2 = 21230 - 17370 = 3860 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

$$\Delta EENS_2 = 100 \frac{21230 - 3860}{21230} = 81,81\%.$$

Висновок: при використанні селективного захисту лінії можна зменшити кількість недовідпущеної е/е на 81,1%.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Адк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

2.4.5 Вибір відгалужень регуляторів напруги перемикання без збудження розподільних трансформаторів

Таблиця 2.14 – Навантаження об'єктів в нормальному режиму роботи

№	L, км	P, кВт	Q, квар	S, кВА
Л1,2	0,6	161,34	137,52	211,994
Л12,22	0,5	161,34	137,52	211,994
Л13,23	0,4	161,34	137,52	211,994
Л14,24	0,6	161,34	137,52	211,994
Л3	0,4	2682,90	1250,80	2960,144
Л4	0,3	2710,2	1267,9	2992,115
Л5	1,2	3983,9	2168,9	4536,032
Л6	1,2	3983,9	2168,9	4536,032

Для визначення втрат мережі, розрахуємо втрати в ТП.

Таблиця 2.15 – Довідникові дані обраних ТП

ТП	S _н , кВА	P _{хх} , кВт	P _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _{кз} , %
1	400	0,83	5,5	1,5	4,5
2	400	0,83	5,5	1,5	4,5
3	400	0,83	5,5	1,5	4,5
4	400	0,83	5,5	1,5	4,5
5	2500	2,7	28	0,4	5,5
6	2500	2,7	28	0,4	5,5

Розрахуємо втрати потужності в ТП на прикладі ТП1:

$$\Delta P = (P_{xx} + P_{кз}),$$

$$\Delta P = 0,83 + 5,5 = 6,33 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q = \left(S_H \frac{I_{xx}}{100} + \left(\frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 S_H \frac{U_{кз}}{100} \right);$$

$$\Delta Q = \left(400 \cdot \frac{1,5}{100} + \left(\frac{211,94}{100} \right)^2 \cdot 100 \cdot \frac{4,5}{100} \right) = 11,056 \text{ квар.}$$

Знайдемо втрати напруги в ТП1:

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{r_{тр} P_{ТП1} + x_{тр} Q_{ТП1}}{10 U_H^2},$$

де $r_{тр}$ – активний опір трансформатора, Ом;

$$r_{тр} = \frac{P_{кз} U_{BH}^2}{S_H^2} 10^3;$$

$$r_{тр} = \frac{5,5 \cdot 10^2}{400^2} \cdot 10^3 = 3,4 \text{ Ом.}$$

де $Z_{тр}$ – повний опір трансформатора, Ом;

$x_{тр}$ – реактивний опір трансформатора, Ом;

$$Z_{тр} = \frac{U_{кз} U_H^2}{100 S_H} 10^3;$$

$$Z_{тр} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 400} \cdot 10^3 = 11,25 \text{ Ом};$$

$$x_{тр} = \sqrt{Z_{тр}^2 - r_{тр}^2};$$

$$x_{тр} = \sqrt{11,25^2 - 3,4^2} = 10,712 \text{ Ом};$$

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{3,4 \cdot 161,34 + 11,056 \cdot 137,52}{10 \cdot 10^2} = 2,028\%.$$

Розрахунок інших ТП проводимо аналогічно, результати заносимо до таблиці 2.16:

Таблиця 2.16 – втрати в ТП

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Адк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

№	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$r_{\text{ТП}}$, Ом	$z_{\text{ТП}}$, Ом	$x_{\text{ТП}}$, Ом	ΔU , %
ТП1	6,33	11,056	3,44	11,25	10,712	2,028
ТП2	6,33	11,056	3,44	11,25	10,712	2,028
ТП3	6,33	11,056	3,44	11,25	10,712	2,028
ТП4	6,33	11,056	3,44	11,25	10,712	2,028
ТП5	30,70	202,774	0,45	2,2	2,1539	3,896
ТП6	30,70	206,961	0,45	2,2	2,1539	3,945

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

Розрахуємо втрати лінії на прикладі ділянки Л1:

$$\Delta P_{L1} = \frac{(P+\Delta P)^2+(Q+\Delta Q)^2}{U_{\text{н}}^2} r_0 L_1 10^{-3};$$

$$\Delta Q_{L1} = \frac{(P+\Delta P)^2+(Q+\Delta Q)^2}{U_{\text{н}}^2} x_0 L_1 10^{-3};$$

$$\Delta P_{L1} = \frac{(161,34+6,33)^2+(137,52+11,056)^2}{10^2} \cdot 0,868 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,218 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{L1} = \frac{(161,34+6,33)^2+(137,52+11,056)^2}{10^2} \cdot 0,095 \cdot 0,7 \cdot 10^{-3} = 0,024, \text{ квар.}$$

Знайдемо втрати напруги на лінії Л1:

$$\Delta U_{L1} = \frac{((P+\Delta P_{L1})r_0+(Q+\Delta Q_{L1})x_0)L_1}{10U_{\text{н}}^2};$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{L1} &= \frac{((161,34 + 0,218) \cdot 0,868 + (137,52 + 0,024) \cdot 0,095) \cdot 0,7}{10 \cdot 10^2} \\ &= 0,077 \%. \end{aligned}$$

Розрахунок інших ліній проводимо аналогічно, результати заносимо до таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – Втрати на лініях

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

№	L, км	$\Delta P_{\Delta P}$, кВт	ΔQ , квар	ΔU , %
Л1	0,6	0,261	0,029	0,092
Л12	0,5	0,218	0,024	0,077
Л13	0,4	0,174	0,019	0,061
Л14	0,6	0,261	0,029	0,092
Л3	0,4	32,902	3,601	0,991
Л4	0,3	25,227	2,761	0,749
Л5	1,2	214,315	23,456	4,623
Л6	1,2	214,315	23,456	4,623
Л2	0,6	0,261	0,029	0,092
Л22	0,5	0,218	0,024	0,077
Л23	0,4	0,174	0,019	0,061
Л24	0,6	0,261	0,029	0,092

Виберемо відгалуження розподільних трансформаторів з перемиканням без збудження (ПБЗ). На існуючих трансформаторах 10/0,4кВ з ПБЗ напруга на вторинних шинах може змінюватися за рахунок зміни коефіцієнта трансформації. Для цього передбачено п'ять відгалужень $\Delta E_T = 2,5\%$. Таким чином на трансформаторі можуть біти отримані добавки напруги E_T : 0; 2,5; 5; 7,5; 10 %. Вибір необхідної добавки напруги E_T та її розміщення виконують за допомогою таблиці 10.5 вибираючи відповідний діапазон зміни напруги на шинах ЦЖ.

Таблиця 2.18 – Область застосування добавок напруги E_T

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						72
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Номер відгалуження, n	1	2	3	4	5
Добавка, ΔE_T , %	0	2,5	5	7,5	10
Втрати напруги у мережі 10кВ до ТП ΔU_M , %	0..2,5	2,5..5	5..7,5	7,5..10	більше 10

Розрахуємо втрати напруги у мережі 10кВ до розподільних трансформаторів (від шин 10кВ п/ст):

$$\Delta U_{M1.1} = \Delta U_{L5} + \Delta U_{L1.1} = 4.62 + 2,120 = 6.743 \%,$$

$$\Delta U_{M2.1} = \Delta U_{L5} + \Delta U_{L1.1} + \Delta U_{L1.2} = 4.62 + 2,120 + 2,104 = 8.847 \%,$$

$$\Delta U_{M3.1} = \Delta U_{L5} + \Delta U_{L1.1} + \Delta U_{L1.2} + \Delta U_{L1.3} = 4.62 + 2,120 + 2,104 + 2,089 = 10.933 \%,$$

$$\Delta U_{M4.1} = \Delta U_{L5} + \Delta U_{L1.1} + \Delta U_{L1.2} + \Delta U_{L1.3} + \Delta U_{L1.4} = 4.62 + 2,120 + 2,104 + 2,089 + 2,120 = 13.056 \%.$$

Інші лінії розраховуємо аналогічно та заносимо дані в таблицю 2.19:

Таблиця 2.19 – Вибір добавки напруги

№	Втрати ΔU_M , %	Добавка ΔE_T , %
$\Delta U_{M1.1}$	6,743	8
$\Delta U_{M2.1}$	8,847	10
$\Delta U_{M3.1}$	10,936	10
$\Delta U_{M4.1}$	13,056	10,0
ΔU_{M5}	9,51	10
ΔU_{M6}	9,32	10
$\Delta U_{M1.2}$	6,743	8
$\Delta U_{M2.2}$	8,847	10
$\Delta U_{M3.2}$	10,936	10
$\Delta U_{M4.2}$	13,056	10,0

У загальному випадку рівняння балансу напруг (відхилення напруги δU у будь-якій точці мережі та для будь-якого режиму β) може бути представлено у такий спосіб:

$$\delta U = E_{\Pi} + E_T - \beta(\Delta U_M + \Delta U_T + \Delta U_{HM}),$$

Величина добавки напруги у режимі максимальних навантажень E'_{Π} обмежена верхнім допустимим рівнем відхилення напруги на затискачах ЕП $\delta U_{\text{доп}}^B = 5\%$, технічними можливостями регулювання напруги в ЦЖ, умовами нормальної роботи ліній середньої напруги. При виконанні цих умов значення E'_{Π} вибирається таким, щоб відхилення напруги на шинах 0,4 кВ найближчого ТП (точка А на рис.10.2) не перевищувала верхнього допустимого рівня $\delta U_{\text{доп}}^B = 5\%$.

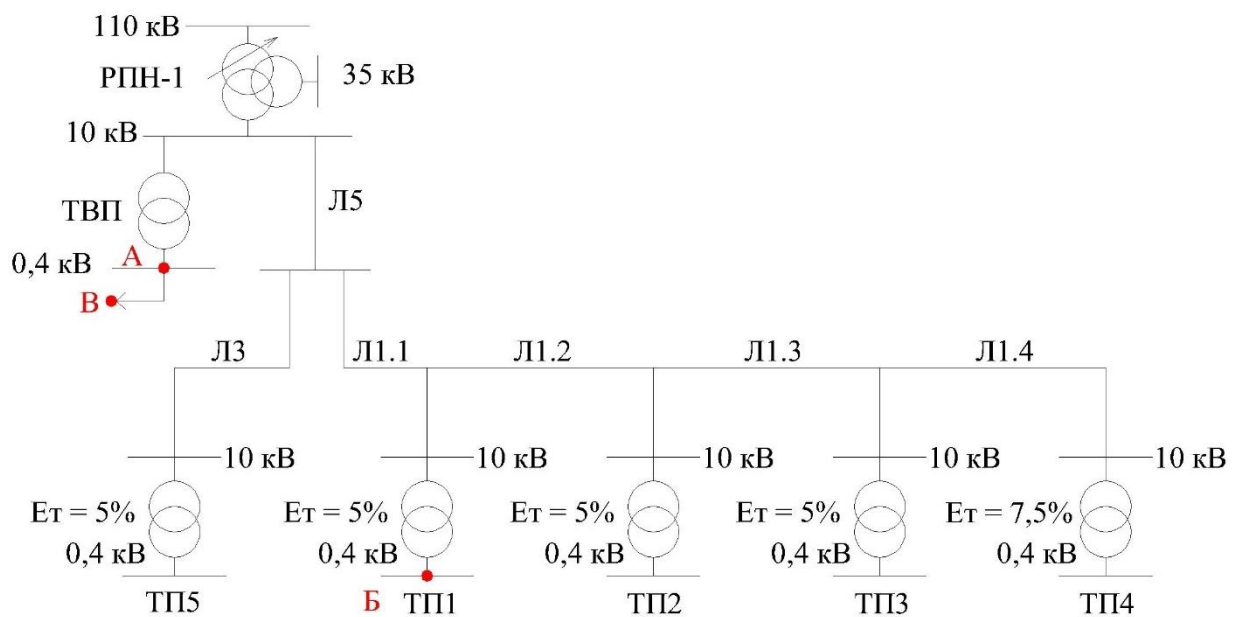


Рисунок 2.2 – Фрагмент розподільної мережі

$$E'_{\Pi} = \delta U_{\text{доп}}^B - E_T + \beta_{\text{max}}(\Delta U_M + \Delta U_T + \Delta U_{HM}) = 5 - 0 + 1 \cdot (0 + 2,5 + 0) = 7,5 \%,$$

Для режиму мінімальних навантажень існує дві контрольні точки: $E_{\Pi}^{//B}$ та $E_{\Pi}^{//H}$. Необхідно, щоб у першого ТП, що має максимальну добавку напруги $E_{T.max}$ (точка Б на рис.10.2), напруга на його шинах 0,4 кВ не перевищила верхнього допустимого рівня $\delta U_{доп}^B = 5\%$.

$$E_{\Pi}^{//B} = \delta U_{доп}^B - E_T + \beta(\Delta U_{M1} + \Delta U_{ТП1} + \Delta U_{HM}) =$$

$$= 5 - 5 + 0,25 \cdot (5,027 + 1,784 + 0) = 1,7 \%,$$

Крім цього потрібно, щоб в останнього ТП із мінімальною добавкою напруги $E_{T.min}$ (точка В на рис.10.2), напруга у найбільш віддаленого низьковольтного споживача не була нижчою за мінімально допустиме значення відхилень напруги $\delta U_{доп}^B = -5\%$.

$$E_{\Pi}^{//H} = \delta U_{доп}^H - E_T + \beta(\Delta U_M + \Delta U_{ТВП} + \Delta U_{HM}) =$$

$$= -5 - 0 + 0,25 \cdot (0 + 2,5 + 7,5) = -2,5 \%,$$

Для РПН-2 результати будуть симетричні.

2.5. Перевірка електричних мереж на відповідність щодо вимог якості електричної енергії

Проектуванні електричній мережі в цеху передбачає обов'язкову перевірку показника усталеного відхилення напруги. Згідно з ГОСТ [36] відхилення напруги не повинно перевищувати $\pm 5\%$. Вважатимемо, що напруга сторони джерела живлення є номінальною. В цьому випадку розрахунок за усталеним відхиленням напруги повинен виконуватися для максимальних і мінімальних режимів електричних навантажень. максимальних/мінімальних електричних навантажень напруга на затискачах ЕП не має бути більшою або меншою $0,95 U_{ном} \cdot / 1,05 U_{ном} \cdot$ тобто в мережі 0,38 кВт відхилення не повинно перевищувати $\pm 5\%$. Максимальним беремо розрахункове навантаження, а мінімальним – навантаження цеху $\min K = - (0,25 \ 0,3)$. Якщо напруга неробочого ходу (НХ) трансформатора не перевищує

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		75

номінальну, то усталені відхилення напруги на затискачах ЕП становитимуть:

– для максимальних навантажень:

$$\delta U_{y-} = E_T - (\Delta U_{в.к} + \Delta U_T + \sum_{i=1}^n U_{н.м} + \Delta U_{сп}) \geq -5,$$

– для мінімальних навантажень:

$$\delta U_{y+} = E_T - \kappa_H (\Delta U_{в.к} + \Delta U_T) - \Delta U_{сп} \geq +5,$$

де E_T – величина добавки напруги на регульованих відгалуженнях трансформатора, %;

$\Delta U_{в.к}, \Delta U'_{в.к}$ – втрати напруги у високовольтному кабелі в режимах максимальних та мінімальних навантажень, %

$\sum_{i=1}^n U_{н.м}$ – сумарна втрата напруги в магістральних лініях до споживача, %;

n – кількість послідовних ділянок магістралей до споживача, шт.;

$\Delta U_{сп}, \Delta U'_{сп}$ – втрата напруги в лінії найвіддаленішого споживача в режимах максимальних та мінімальних навантажень, %.

Величину ΔU_T знаходять за виразом:

$$\Delta U_T = \frac{S_p}{S_{т.ном}} = (U_a \cdot \cos\varphi + U_p \cdot \sin\varphi),$$

S_p – розрахункова потужність на вторинній стороні трансформатора
кВА

$S_{т.ном}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

$U_a = \frac{100 \cdot P_k}{S_{т.ном}}$ – активний складник напруги КЗ трансформатора, %;

$U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2}$ реактивний складник напруги КЗ трансформатора, %.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

Тоді:

$$\Delta U_T = \frac{423}{400} \cdot \left(\frac{100 \cdot 3,3}{400} \cdot 0,77 + \sqrt{3,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 3,3}{400} \right)^2 \cdot 0,06} \right) = 0,83\%.$$

Величину ΔU_L знаходять за виразом

$$\Delta U_L = \frac{P_p^2 \cdot r_L + Q_p^2 \cdot x_L}{U_{\text{НОМ}}^2},$$

Де r_L, x_L - активний та реактивний опори лінії, Ом;

$U_{\text{НОМ}}$ - номінальна напруга лінії, кВ;

$$\Delta U_L = \frac{423^2 \cdot 0,1 + 20^2 \cdot 0,078}{10^2} = 1,82,$$

Тоді втрати в кінці лінії будуть наступні:

– для режиму максимальних навантажень;

$$\delta U_y = 10 - (0 + 1,31 + 2 \cdot 11,2) = -3,51 \geq -5,$$

для режиму мінімальних навантажень;

$$U_{y+} = 0 - 0,3(0 + 1,31) - 11,2 = -0,8 < 5,$$

2.6 Вибір комутаційної апаратури розподільної мережі

2.6.1 Вибір апаратури живильної мережі

Номінальні параметри повинні відповідати розрахунковим значенням. Після їх вибору ми розраховуємо вартість за даними каталогу. Для забезпечення надійності розраховане значення повинно дорівнювати допустимому значенню. Електропостачання здійснюється від двох підстанцій АСО 240, розташованих на відстані 13 км від РП. До РП приєднані два TRDCNK - 80000/100. Кожен трансформатор живиться від повітряних

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						77
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ліній. На стороні високої напруги (ВН) кожного трансформатора є два силових вимикача типу ВЕКТ-110-40/2000У1. На стороні низької напруги (LV) трансформатора також є вимикач живлення типу VR2. Тип 10/1600-31,5У3 Для оцінки кількості електроенергії, яку не очікується отримати, можна використовувати так звану структурну логічну матрицю. Принцип її формування полягає в наступному: рядки матриці відповідають вузлам мережі, представленим середнім значенням їх навантаження, а стовпці матриці відповідають вузлам мережі, тобто характеризуються їх довжина.

У комірках матриці вказані значення, що представляють час, необхідний для відновлення живлення конкретного вузла мережі (рядка матриці) при пошкодженні відповідної частини лінії (стовпця матриці). Тут враховуються всі комутаційні пристрої та захисне обладнання, встановлене в мережі, а також резервні джерела живлення. Для забезпечення надійності розраховане значення повинно дорівнювати допустимому значенню. Електропостачання здійснюється двома підстанціями АС-240, відстань від підстанцій до РП 30 кілометрів. До РП приєднані два TRDCNK - 80000/100. Кожен трансформатор живиться від повітряних ліній. На стороні високої напруги (ВН) кожного трансформатора є два силових вимикача типу ВЕКТ-110-40/2000У1. На стороні низької напруги (LV) трансформатора також є вимикач живлення типу VR2. Тип 10/1600-31,5У3.

2.6.2 Вибір апаратури розподільної мережі

Розподільча мережа складається з РП 10 кВ, розділених на 2 секції. Ці частини з'єднані між собою за допомогою АВР у вигляді з'єднання двох роздільників типу РЛК - 10.IV/630 УХЛ1 і силового вимикача ВБ4 - П - 10/1250. Кожна секція обладнана своїм необхідним трансформатором (ТВП) моделі НТМИ-10-66У3. 2 і 2KL з'єднані з першою і другою частинами шини РР відповідно. Кожен KL має певну кількість електрообладнання, і

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						78
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

трансформатор кожного електрообладнання захищений роздільником типу RLC.

2.6.3 Вибір трансформаторів напруги та струму

Вимірювальний трансформатор струму — трансформатор, який призначений для перетворення струму до значення, зручного для виміру. Первинна обмотка трансформатора струму включається послідовно у коло зі змінним струмом, що вимірюється. А у вторинну включаються вимірювальні прилади. Струм, що протікає по вторинній обмотці трансформатора струму, пропорційний струму, що протікає у його первинній обмотці. В даному проєкті ТС будуть встановлені на ТП, які не відносяться до цеху, оскільки цех має ПКО.

Розрахуємо трансформатор струму для ТП:

Первинний номінальний струм на високій стороні (ВН) трансформатора струму:

$$I_{1ВН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{1ВН}},$$

де $I_{1ВН}$ – первинний номінальний струм ТС, А;

$S_{НОМ}$ – номінальна потужність трансформатора, що захищається, кВА

$U_{1ВН}$ – номінальна напруга обмотки ВН, кВ.

$$I_{1ВН} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 25,34 \text{ А.}$$

Первинний номінальний струм на боці НН:

$$I_{1НН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{1НН}},$$

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

де $U_{1нн}$ – номінальна напруга НН обмотки трансформатора, що захищається;

$$I_{1вн} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,3} = 592,14 \text{ А.}$$

Встановлюємо наступні трансформатори струму:

На стороні ВН: ТОГФ-110, клас точності 0,5;

На стороні НН: ТЛМ-10.

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання

Струм короткого замикання (СКЗ) – це перенапруга, спричинена коротким замиканням в електричній системі. В результаті зменшення опору короткого замикання мережі струми в пошкоджених фазах збільшуються, а напруга вузлів поблизу точок несправності зменшується. Ці струми перевищують номінальний струм у кілька разів.

Метою розрахунку струмів короткого замикання є вибір та випробування електрообладнання та проводів на теплову та електродинамічну стійкість, вибір захисту та автоматики реле, вибір раціональної електричної схеми, конструкція заземлюючих пристроїв. Цедозволяє оцінити стійкість EPS та проаналізувати всі аварії, викликані короткими замиканнями, а також зменшити сприйнятливність системи.

Цей розділ враховує розрахунки струмів короткого замикання в електричних мережах вище 1 кВ і нижче 1 кВ. Розрахунки струму короткого замикання проводяться для найбільш характерних точок, де встановлені захисні пристрої.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ

Була розроблена розрахункова схема на основі однолінійної схеми електричної мережі, (лист 1 графічної частини) на якій позначені розрахункові точки КЗ.

Розрахункова схема (РС) представляє собою фрагмент однолінійної схеми, де вибрана магістраль живлення цехової трансформаторної підстанції з трансформатором Т2.

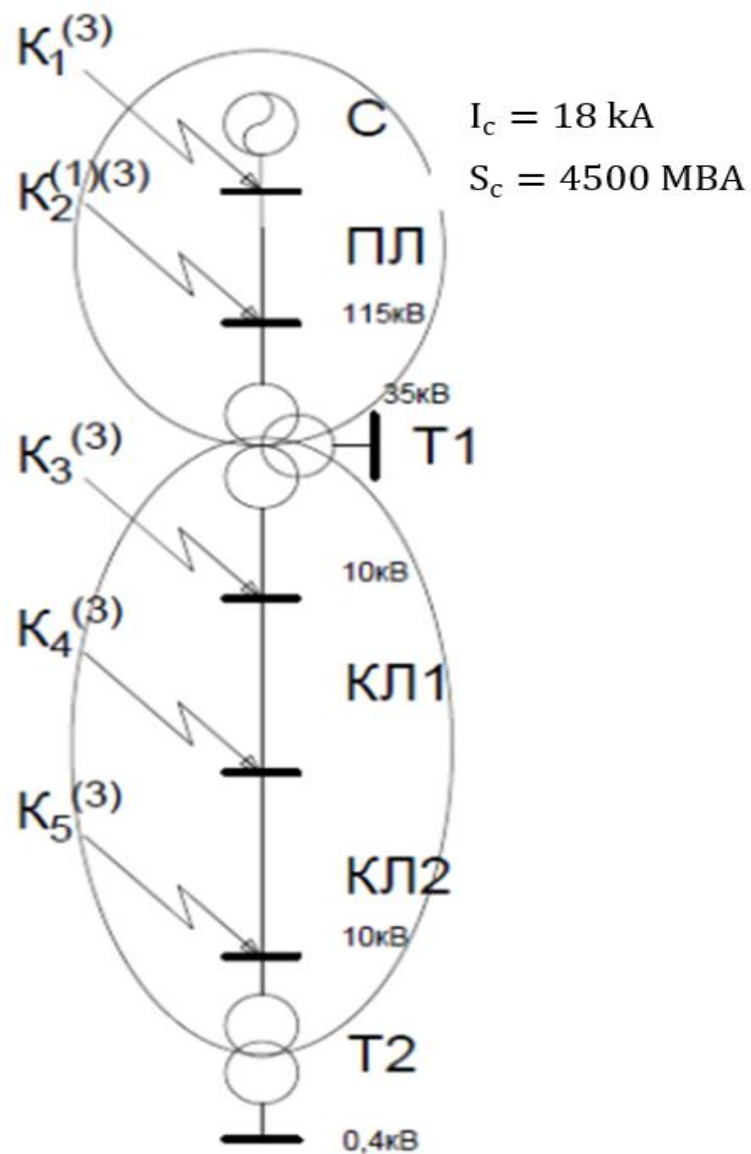


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

Вхідні дані розрахункової схеми:

Система (С) як джерело живлення задана;

$S(3) = 4500 \text{ МВА}$, $I(1) = 18 \text{ кА}$.

Трансформатор – Т1: ТДТН-25000/110; $S_{\text{HT}} = 25 \text{ МВА}$; $U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}$;
 $U_{\text{СН}} = 11 \text{ кВ}$; $U_{\text{НН}} = 6,6 \text{ кВ}$; $\Delta P_{\text{НХ}} = 25 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\text{КЗ}} = 140 \text{ кВт}$; $u_{\text{кв-с}} = 10,5\%$ [17];

$u_{\text{кв-н}} = 17,5\%$; $u_{\text{кс-н}} = 6,5\%$; $I_{\text{нх}} = 0,23\%$; З'єднання обмоток: $Y_{\text{Н}} / Y_{\text{Н}} / Y_{\text{Н}}$.

повітряна лінія ПЛ1: АС-240, $l = 5 \text{ км}$, $X_{01} = 0,42 \text{ Ом/км}$, $R_{01} = 0,198 \text{ Ом/км}$, $X_{0\text{ПЛ1}} = 3,5X_{01} \text{ Ом/км}$, $R_{0\text{ПЛ1}} = 3,5R_{01} \text{ Ом/км}$;

кабельна лінія КЛ1: АПВП 3х50, $l = 1 \text{ км}$, $X_{01} = 0,09 \text{ Ом/км}$, $R_{01} = 0,641 \text{ Ом/км}$ [16];

кабельна лінія КЛ2: АПВП 3х50, $l = 2,1 \text{ км}$, $X_{01} = 0,09 \text{ Ом/км}$, $R_{01} = 0,641 \text{ Ом/км}$ [16];

Трансформатор Т2: тип ТМ-400/10; $S_{\text{Н}} = 400 \text{ кВ А}$; $U_{\text{НВ}} = 10 \text{ кВ}$;

$U_{\text{НН}} = 0,4 \text{ кВ}$; $P_{\text{КЗ}} = 5,5 \text{ кВт}$; $U_{\text{к}} = 4,5\%$; $I_{\text{ХХ}} = 1,8\%$; $P_{\text{ХХ}} = 9 \text{ кВт}$;

Розрахуємо параметри елементів схеми у іменованих одиницях за наближеним зведенням, приймаємо середні напруги $U_1 = 115 \text{ кВ}$, $U_2 = 10,5 \text{ кВ}$. Розрахунки проводимо з точністю до сотих. За базисну напругу приймаємо $U_{\text{б}} = 115 \text{ кВ}$. Схема заміщення (С3) зображена на рисунку 2.4.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						82
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

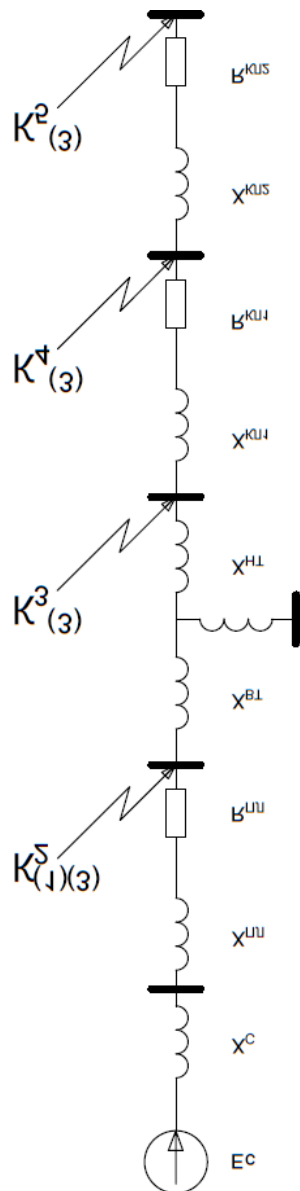


Рисунок 2.4 – Схема заміщення

Розраховуємо ЕРС і опір системи:

$$E_c = U_{НС} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 115 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 66,47,$$

$$X_c = \frac{U_b^2}{S_{kc}^{(3)}} = \frac{115^2}{4500} = 2,93 \text{ Ом.}$$

					<i>OE-n11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

Розрахуємо активний і індуктивний опори ПЛ1:

$$x_{пл} = l_{пл} \cdot x_{0пл} = 2,8 \cdot 0,42 = 1,176 \text{ Ом},$$

$$r_{пл} = l_{пл} \cdot r_{0пл} = 2,8 \cdot 0,249 = 0,697 \text{ Ом}.$$

Для трьохобмоткових трансформаторів, в яких відносно-номінальні опори з'єднання трикутником, заміщуються з'єднанням зіркою:

$$X_{ВТ} = \frac{(u_{к.вс} + u_{к.вн} - u_{к.сн})}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НТ}} = \frac{(10,5 + 17,5 - 6,5)}{2} \cdot \frac{115^2}{25} = 56,86 \text{ Ом},$$

$$X_{НТ} = \frac{(u_{к.вн} + u_{к.сн} - u_{к.вс})}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НТ}} = \frac{(17,5 + 6,5 - 10,5)}{2} \cdot \frac{115^2}{25} = 55,29 \text{ Ом},$$

$$X_{СТ} = \frac{(u_{к.вс} + u_{к.сн} - u_{к.вн})}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НТ}} = \frac{(17,5 + 6,5 - 10,5)}{2} \cdot \frac{115^2}{25} = 0 \text{ Ом}.$$

Еквівалентуємо схему заміщення відносно точок КЗ

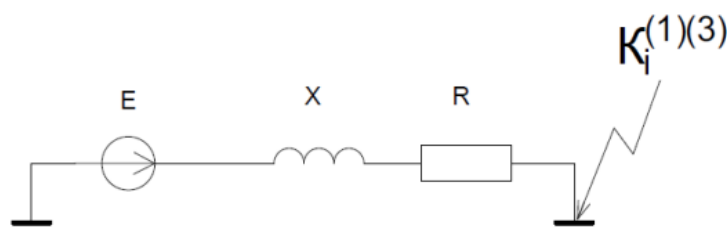


Рисунок 2.5 – Еквівалентна схема заміщення для точки КЗ

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

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

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

$$I_t^{\prime\prime} = I_{tt} = I_{t\infty} = \frac{E_c}{\sqrt{R_{\Sigma i}^2 + X_{\Sigma i}^2}},$$

Де $I_t^{\prime\prime} = I_{tt} = I_{t\infty}$ діючі значення відповідно надперехідного струму, періодичного складника струму КЗ для довільного моменту часу t та усталеного струму трифазного КЗ

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

$$T_{aki} = \frac{X_{\Sigma i}}{\omega \cdot R_{\Sigma i}},$$

Ударний коефіцієнт визначається:

$$K_{ydi} = 1 + \frac{-0,01}{e^{T_{aki}}},$$

Визначимо ударний струм КЗ за формулою:

$$I_{di} = \sqrt{2} \cdot k_{ydi} \cdot I_t^*,$$

Найбільші діючі значення повного струму короткого замикання:

$$I_{di} = I_t^* \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{ydi} - 1)^2},$$

Значення теплового імпульсу розраховується:

$$B_{ki} = I_i^{\prime\prime 2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{aki}),$$

де $t_{\text{відімк}}$ - час початку КЗ до його відімкнення, с

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимк}} = 0,1 + 0,08 + 0,18\text{с.}$$

де $t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, $t_{\text{вимк}} = 0,08\text{с}$ - весь час вимикання вимикача, с. Розрахуємо активний і реактивний опори до точки К1:

$$X_{\Sigma 2} = X_c + X_{\text{пл1}} + R_{\text{пл1}} = 2,1 + 3,3 = 5,4,$$

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Адк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

$$R_{\Sigma 2} = R_{пл1} = 0,99 \text{ Ом.}$$

Періодична складова струму КЗ для точки К2:

$$I_t^{\ddot{}} = I_{tt} = I_{t\infty} = \frac{66,47}{\sqrt{5,4^2 + 0,99^2}} = 12,1 \text{ кА.}$$

Розрахуємо постійну часу затухання аперіодичної складкової струму КЗ для К2

$$T_{aki} = \frac{5,4}{314 \cdot 0,99} = 0,039 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт для К2:

$$K_{yd2} = 1 + \frac{-0,01}{e^{0,039}} = 1,77,$$

Ударний струм КЗ для К2:

$$I_{d2} = \sqrt{2} \cdot 1,77 \cdot 12,1 = 30,29,$$

Найбільше діюче значення повного струму КЗ для К2:

$$I_{d2} = I_t^* \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,77 - 1)^2} = 17,89 \text{ кА.}$$

Значення теплового імпульсу для К2

$$B_{k2} = 12,1^2 \cdot (0,18 + 0,039) = 32,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розрахуємо активний і реактивний опори для К5

$$\begin{aligned} X_5 &= X_c + X_{пл1} + X_{вт} + X_{нт} + X_{кл1} + X_{кл1} \\ &= 3,2 + 2,1 + 56,86 + 55,29 + 10,79 + 22,67 = 151,01 \text{ Ом;} \end{aligned}$$

$$R_{\Sigma 5} = R_{пл1} + R_{кл1} + R_{кл1} = 0,99 + 76,89 + 161,5 = 239,38 \text{ Ом;}$$

Періодична складова струму КЗ для К5:

$$I_5^{\ddot{}} = I_{5t} = I_{5\infty} = \frac{66,47}{\sqrt{151,01^2 + 239,38^2}} = 0,23 \text{ кА.}$$

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Адк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

Періодична складова струму КЗ для К5:

$$T_{aki} = \frac{151,01}{314 \cdot 239,38} = 0,002 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт для К5:

$$K_{yd5} = 1 + \frac{-0,01}{e^{0,002}} = 1,$$

Ударний струм КЗ для К5:

$$I_{d5} = \sqrt{2} \cdot 2,5 \cdot 1 = 3,54 \text{ кА.}$$

Найбільше діюче значення повного струму КЗ для К5:

$$I_{d5} = 2,5 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 2,5 \text{ кА.}$$

Значення теплового імпульсу для К5:

$$B_{k2} = 2,5^2 \cdot (0,18 + 0,002) = 1,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Аналогічно здійснимо розрахунки для всіх точок КЗ та зведемо д таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 - Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	x_i	r_i	I''_i кА	Такіс	куді	іуді ,кА	Іді , кА	Вкі , кА ² с
К2	5,4	0,99	12,1	0,039	1,77	30,29	17,89	32,06
К3	54,62	1,2	13,11	0,017	2,1	29,85	18,76	44,55
К4	103,84	122,66	4,89	0,0044	1,304	9,32	4,56	10,75
К5	151,01	239,38	2,5	0,002	1	3,54	2,5	1,14

2.7.1.1 Розрахунок однофазного короткого замикання

Виконаємо розрахунок струму однофазного КЗ на стороні 115 кВ.

Еквівалентний опір прямої послідовності:

$$r_{1\text{рез}} = r_{\text{пл}} = 0,99 \text{ Ом},$$

$$x_{1\text{рез}} = x_c + x_{\text{пл}} = 3,3 + 2,1 = 5,4 \text{ Ом},$$

Будуємо схему заміщення(рисунок 2.7.3) прямої послідовності та визначаємо її еквівалентний опір:

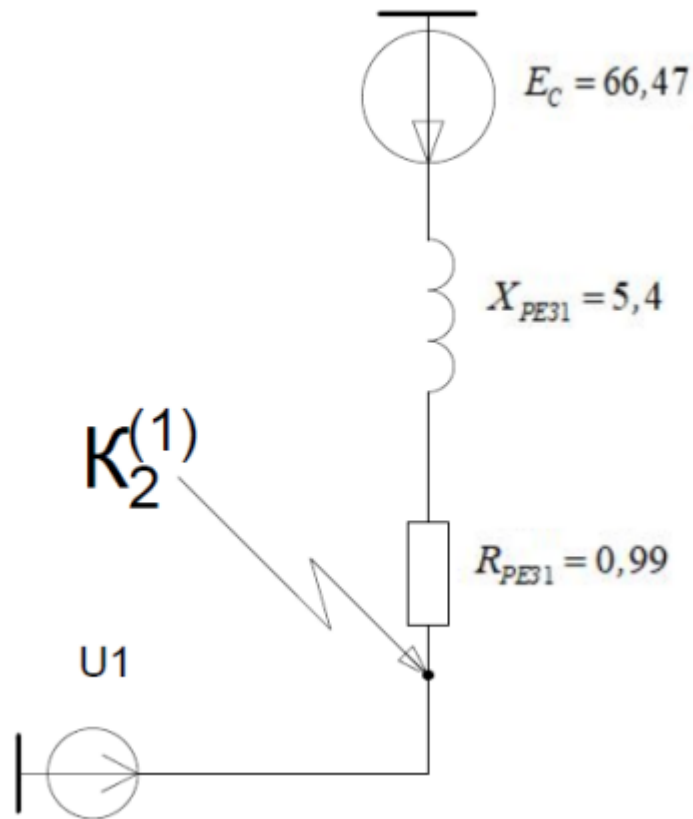


Рисунок 2.6 – Схема заміщення прямої послідовності

Будуємо схему заміщення(рисунок 2.7.4) для зворотної послідовності. Схема зворотної послідовності майже така ж сама, як і схема прямої послідовності. В схемі зворотної послідовності немає ЕДС, як джерела живлення і всі елементи позначаються з індексом 2.

					<i>OE-n11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

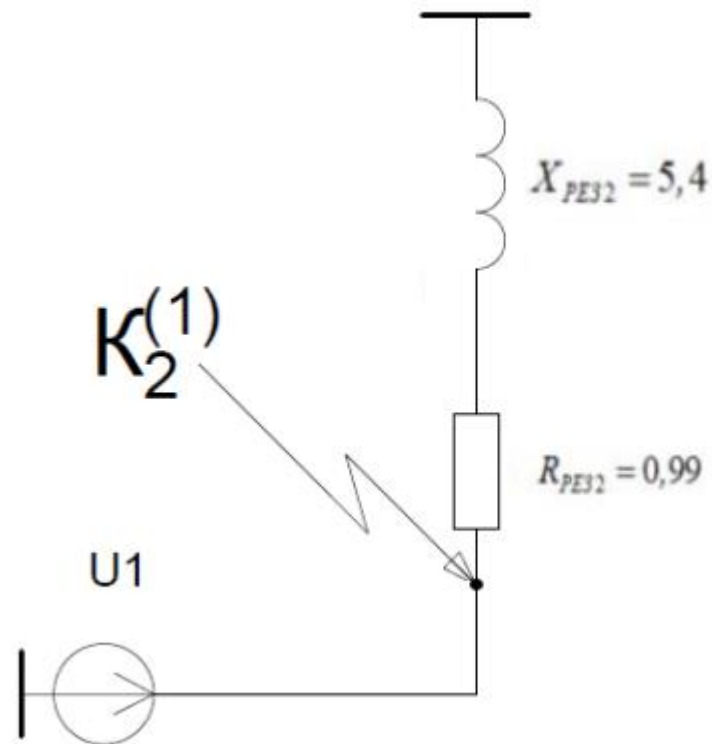


Рисунок 2.7 – Схема заміщення прямої послідовності

Еквівалентний опір зворотної послідовності:

$$r_{2рез} = r_{1рез} = 5,4 \text{ Ом},$$

$$x_{2рез} = x_{1рез} = 0,99 \text{ Ом},$$

Розраховуємо параметри схеми нульової послідовності та будуємо схему заміщення. Опори елементів СЗ нульової послідовності співпадають з опорами СЗ трифазного КЗ, окрім опорів повітряної лінії та системи: Розрахуємо опори повітряної лінії:

$$x_{пл0} = 3,5 \cdot x_{пл} = 3,5 \cdot 0,09 \cdot 1 = 0,315 \text{ Ом},$$

$$r_{пл0} = 3,5 \cdot r_{пл} = 3,5 \cdot 0,641 \cdot 1 = 2,25 \text{ Ом},$$

Опір нульової послідовності системи знаходимо по заданому струму однофазного КЗ на шинах системи $I_{кс}=18 \text{ кА}$:

					<i>OE-n11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

$$I_{\text{КС}} = 18 \text{ кА} = \frac{m^{(1)} \cdot E_c}{X_{c1} + X_{c2} + X_{c0}} = \frac{3 \cdot 66.47}{0.99 + 0.99 + X_{c0}} = X_{c0} = \frac{3 \cdot 66.47 - 2 \cdot 18 \cdot 0.99}{18} = 9.03.$$

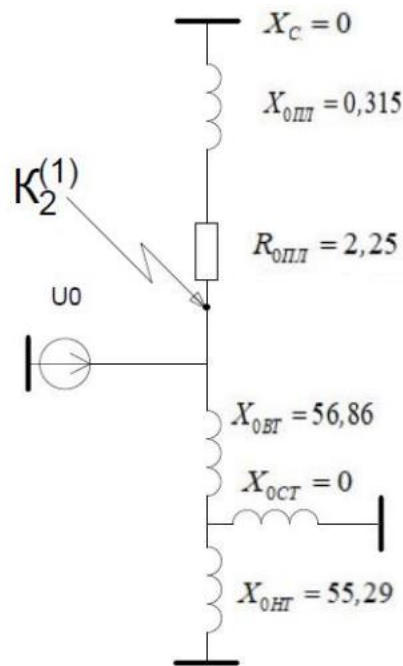


Рисунок 2.8 – СЗ нульової послідовності

Проводимо повне еквівалентування СЗ нульової послідовності до найпростішого виду. Результуючі опори нульової послідовності відносно точки К2:

$$X_{\text{рез1}} = X_{c0} + X_{\text{пл0}} = 9,03 + 0,315 = 9,318 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{рез2}} = \frac{X_{\text{НС}} \cdot X_{\text{СС}}}{X_{\text{НС}} + X_{\text{СС}}} + X_{\text{ВС}} = \frac{55,29 \cdot 0}{55,29 + 0} + 56,86 = 56,86 \text{ Ом},$$

$$X_{0\text{рез}} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{9,318 \cdot 56,86}{9,318 + 56,86} = 8 \text{ Ом},$$

$$r_{0\text{рез}} = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} = \frac{2,25 \cdot 0}{2,25 + 0} = 0 \text{ Ом},$$

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		90

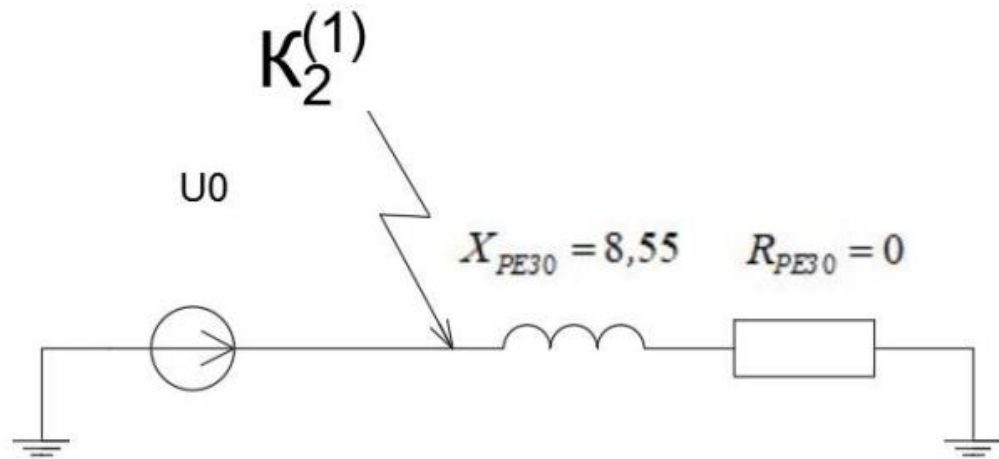


Рисунок 2.9 – Еквівалентна схема заміщення нульової послідовності

Визначимо додатковий опір однофазного КЗ:

$$\Delta X^{(1)} = x_{\text{рез}2} + x_{\text{рез}0} = 5,4 + 8 = 13,4 \text{ Ом},$$

$$\Delta R^{(1)} = R_{\text{рез}2} + R_{\text{рез}0} = 0,99 + 0 = 0,99 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір однофазного КЗ розраховується:

$$X_{\Sigma}^{(1)} = x_{\text{рез}1} + \Delta X^{(1)} = 5,4 + 13,4 = 18,9,$$

$$R_{\Sigma}^{(1)} = R_{\text{рез}1} + \Delta R^{(1)} = 0,99 + 0,99 = 1,98.$$

Розрахуємо діюче значення надперехідного струму КЗ в пошкодженій фазі:

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{m \cdot E_c}{\sqrt{(r_{1\text{рез}} + r_{2\text{рез}} + r_{0\text{рез}})^2 + (x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}})^2}},$$

де $m = 3$ – для однофазного КЗ.

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{3 \cdot 66,47}{\sqrt{(0,99 + 0,99)^2 + (5,4 + 13,4)^2}} = 10,2 \text{ кА}.$$

					<i>OE-n11-01.002 ПЗ</i>	Адк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		91

Постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ

визначається:

$$T_{ак6}^{(1)} = \frac{X_{\Sigma}^{(1)}}{2\pi 50 R_{\Sigma}^{(1)}} = \frac{18,9}{314 \cdot 1,98} = 0,031 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт при однофазному КЗ розраховується:

$$k_{уд6}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ак6}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,031}} = 1,72 \text{ с,}$$

Ударний струм при однофазному КЗ розраховується:

$$i_{уд6}^{(1)} = \sqrt{2} k_{уд6}^{(1)} I_6^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 5,3 = 12,9 \text{ кА,}$$

Розрахунок найбільшого значення повторного струму КЗ:

$$I_{y6}^{(1)} = I_6^{(1)} \sqrt{1 + 2(k_{уд6}^{(1)} - 1)^2},$$

$$I_{y6}^{(1)} = 5,3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,72 - 1)^2} = 7,6 \text{ кА,}$$

Значення теплового імпульсу розраховується:

$$W_{к6}^{(1)} = I_6^{(1)2} (t_{відімк} + T_{ак6}^{(1)}),$$

де $t_{відімк}$ -час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с,}$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{вимик} = 0,08$ -час вимкнення вимикача, с;

$$W_{к1}^{(1)} = 5,3^2 \cdot (0,18 + 0,031) = 5,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

Результати розрахунків для К2 занесемо в таблицю 2.21.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		92

Таблиця 2.21 – Результати розрахунків для К2

Точка КЗ	$x(1)$	$r(1)$	$\Gamma''(1)$, кА	$\Gamma(1)$, акс	$k(1)$ уд	$i(1)$, уд кА	$I(1)$, д кА	$B(1)$, кА ² · с
К 2(1)	19,35	1,98	5,3	0,031	1,72	12,9	7,6	6

2.7.1.2 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників

та висновки

За умовами нормального режиму, перевіримо комутаційні апарати.

Дані перевірки зведемо в таблиці 2.22 та 2.23:

Таблиця 2.22 – Перевірка комутаційних апаратів 110 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
110 кВ	ВРС-110-3,15/2500УХЛ1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вимик}$	30,29 кА 17,89 кА	102 кА 46 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_t \cdot c^2$ т.с	32 кА ² с	4800 кА ² с

Таблиця 2.23 – Перевірка комутаційних апаратів 10 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
10 кВ	Вимикач ВР4-10/250-	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вимик}$	29,85 кА 13,11 кА	51 кА 31,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_t \cdot c^2$ т.с	44,55 кА ² с	1200 кА ² с

2.7.1.3 Перевірка перерізу провідників

Перевірка проводиться за умовою термічної стійкості:

$$F_{min} < F$$

де F – переріз вибраного кабелю, мм²;

F_{min} – мінімально допустимий переріз по умові термічної стійкості, мм².

Мінімально допустимий переріз:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{3,134 \cdot 10^2}}{75} = 23,6 \text{ мм}^2,$$

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

Для КЛ5,6 та КЛ7,8 розрахунок проводиться аналогічно та заноситься у табл.2.24.

Таблиця 2.24 – Перевірка перерізів ПЛ і КЛ

Ділянка	$F_{поч}$,	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	F_{min} ,	$F_{об}$,
ПЛ	120	3,134	23,6	120
КЛ 5,6	70	27,178	69,51	70
КЛ 7,8	35	6,051	32,797	35

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі напругою нижче 1 кВ

2.7.2.1 Розрахунок трифазного короткого замикання

Опори збірних шин і їх з'єднання значно впливають на струми короткого замикання в мережі до 1 кВ, а також трансформатори струму і розмикаючі котушки автоматичних вимикачів. Вагомий вплив мають опори

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						94
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

контактних з'єднань – болтові з'єднання шин, перехідний опір контакту в місці короткого замикання та зажимні контакти апаратів.

Розрахункова схема зображена на рисунку 2.25

Вихідні дані:

Система: струм КЗ $I_5^{(3)} = 2,51$ кА

Приймаємо трансформатор типу ТМ-40010/ з такими паспортними даними:

$$S_H = 400 \text{ кВА}, U_{HB} = 10 \text{ кВ}, U_{HH} = 0,4 \text{ кВ}, \Delta P_{кз} = 5,5 \text{ кВт},$$

$$U_k = 4,5 \%, \Delta I_{xx} = 1,8\%, \Delta P_{xx} = 0,9 \text{ ФФ кВ}$$

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ: $l_{ш} = 5 \text{ м}$, метал – Al, $r_{ш.о} = 0,1 \text{ Ом / км}$, $x_{ш.о} = 0,13 \text{ Ом / км}$, $S = 80 \times 8 \text{ мм}^2$.

QF; тип АВМ 12П, $I_{ном} = 1200 \text{ А}$, QF₁; тип ВА-51-35М2, $I_{ном} = 250 \text{ А}$.

Трансформатор струму ТС: $r_{ТС} = 0,2 \text{ мОм}$, $x_{ТС} = 0,05 \text{ мОм}$.

Опори котушок включення автоматичних вимикачів:

$$X_{KB.SF} = 0,07 \text{ мОм}, R_{KB.SF} = 0,13 \text{ мОм}.$$

Опори контактів автоматичних вимикачів: $R_{б.к} = 0,003 \text{ мОм}$

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						95
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

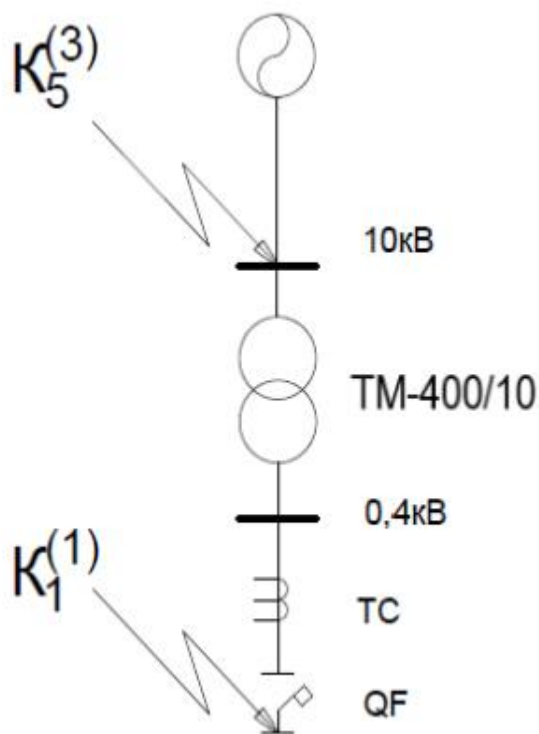


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема

Розрахунок параметрів схеми заміщення у іменованих одиницях:

Опір системи:

$$x_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} I_4^3 U_{HB}} = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2,5 \cdot 10,5} = 3,5 \text{ мОм,}$$

Опори трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} (U_{HH})^2 10^6}{S_H^2} = \frac{5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{400^2} = 5,5 \text{ мОм,}$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{кз}}{S_H}\right)^2} \frac{(U_{HH})^2 10^6}{S_H},$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{4,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{5,5}{400}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{400} = 17,13 \text{ мОм,}$$

					OE-n11-01.002 ПЗ	Адк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		96

Опори шин:

$$r_{\text{ш}} = r_{\text{ш.0}} l_{\text{ш}} 10^3 = 0,1 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,5 \text{ мОм},$$

$$x_{\text{ш}} = r_{\text{ш.0}} l_{\text{ш}} 10^3 = 0,13 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,65 \text{ мОм},$$

Активний опір болтового з'єднання:

$$r_{\text{б.к}} = 0,003 \text{ мОм},$$

Побудуємо схему заміщення (СЗ) для визначення струмів КЗ в точках К1-К2

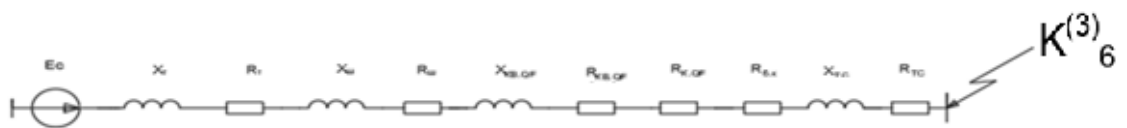


Рисунок 2.11 – Схема заміщення

Еквалентуємо СЗ:

$$x_1 = x_c + x_T + x_{\text{кв.сф}} + x_{\text{ш}} + x_{\text{тс}},$$

$$x_1 = 2 + 17,3 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 20,07 \text{ мОм},$$

$$r_1 = r_{\text{ш}} + 4r_{\text{б.к}} + r_{\text{кв.сф}} + r_T + r_{\text{ксф}} + r_{\text{тс}},$$

$$r_1 = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 5,5 + 0,14 + 0,2 = 6,48 \text{ мОм},$$

Надперехідне значення струму трифазного КЗ:

$$I_6^{(3)} = \frac{1,05 U_{\text{нн}} 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{x_1^2 + r_1^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{20,07^2 + 6,48^2}} = 11,5 \text{ кА},$$

Постійна часу згасання аперіодичного струму трифазного КЗ:

$$T_{\text{акб}}^{(3)} = \frac{x_1}{\omega r_1} = \frac{20,07}{314 \cdot 6,48} = 0,0098 \text{ с},$$

Розрахунок теплового імпульсу:

					ОЕ-п11-01.002 ПЗ	Адк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		97

$$W_{к6}^{(3)} = I_6^{(3)^2} (t_{\text{відімк}} + T_{\text{ак6}}^{(3)}),$$

де $t_{\text{відімк}}$ -час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с},$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ – час вимкнення вимикача, с;

$$W_{к6}^{(3)} = 11,5^2 \cdot (0,18 + 0,0098) = 25,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Ударний коефіцієнт:

$$k_{\text{уд6}}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак6}}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0098}} = 1,36 \text{ с},$$

$$i_{\text{уд6}}^{(3)} = \sqrt{2} k_{\text{уд6}}^{(3)} I_6^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,51 \cdot 11,5 = 22,2 \text{ кА},$$

Найбільше діюче значення струму короткого замикання:

$$I_{\text{у6}}^{(3)} = I_6^{(3)} \sqrt{1 + 2(k_{\text{уд6}}^{(3)} - 1)^2},$$

2.7.2.2 Розрахунок однофазного короткого замикання

Схема заміщення прямої послідовності:

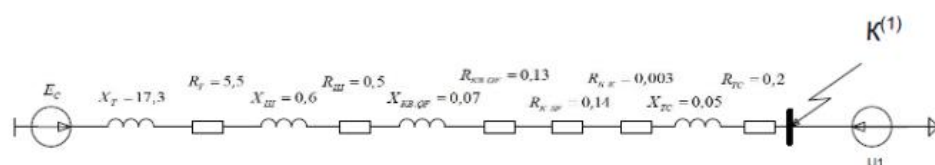


Рисунок 2.12 – СЗ прямої послідовності

$$x_1 = x_c + x_T + x_{\text{кв. SF}} + x_{\text{Ш}} + x_{\text{ТС}},$$

$$x_1 = 2 + 17,3 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 20,7 \text{ мОм},$$

$$r_1 = r_{\text{Ш}} + 4 \cdot r_{\text{б.к}} + r_{\text{кв. SF}} + r_T + r_{\text{к SF}} + r_{\text{ТС}},$$

					ОЕ-п11-01.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		98

$$r_1 = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 5,5 + 0,14 + 0,2 = 6,48 \text{ мОм},$$

Схема заміщення нульової послідовності:

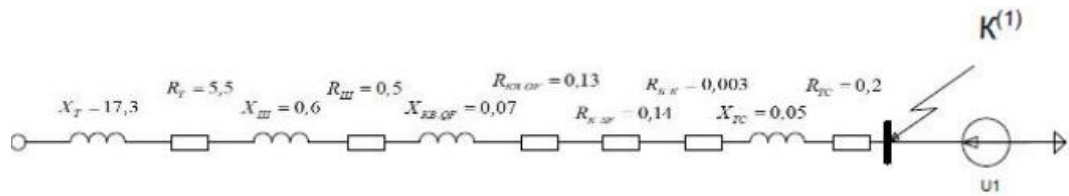


Рисунок 2.13 – Схема заміщення нульової послідовності

Опори нульової послідовності шин:

$$x_{ш.0} = 8,5x_{ш} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,53 \text{ мОм},$$

$$r_{ш.0} = 10r_{ш} = 10 \cdot 0,5 = 5 \text{ мОм},$$

Еквівалентні активні та індуктивні опори нульової послідовності для $K_6^{(1)}$:

$$x_0 = x_{T0} + x_{КВ, QF0} + x_{ш0} + x_{ТС0},$$

$$x_0 = 17,3 + 0,07 + 5,53 + 0,05 = 22,95 \text{ мОм},$$

$$r_0 = r_{T0} + 4r_{К, К0} + r_{К, QF0} + r_{КВ, QF0} + r_{ш.0} + r_{ТС0},$$

$$r_0 = 5,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2 = 10,98 \text{ мОм},$$

Діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05U_{нн})10^3 T^{(1)}}{\sqrt{3} \sqrt{(2r_1 + r_0)^2 + (2x_1 + x_0)^2}}$$

де x_0 та r_0 – індуктивний та активний опір схеми заміщення нульової послідовності:

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 6,48 + 10,98)^2 + (2 \cdot 20,7 + 22,95)^2}} = 2,5 \text{ кА},$$

					ОЕ-п11-01.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		99

Постійна часу згасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ак1}^{(1)} = \frac{2x_1 + x_0}{2\pi 50(2r_1 + r_0)} = \frac{2 \cdot 20,07 + 22,95}{314 \cdot (2 \cdot 6,48 + 10,98)} = 0,0084с,$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{уд1}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ак6}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0084}} = 1,3с,$$

Розрахунок ударного струму для $K_6^{(1)}$:

$$i_{уд1}^{(1)} = \sqrt{2} k_{уд1}^{(1)} I_1^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 2,5 = 4,6 \text{ кА},$$

Розрахунок найбільшого значення повторного струму КЗ:

$$I_{y1}^{(1)} = I_1^{(1)} \sqrt{1 + 2(k_{уд1}^{(1)} - 1)^2},$$

$$I_{y1}^{(1)} = 2,5 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,3 - 1)^2} = 2,7 \text{ кА},$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$W_{к1}^{(1)} = I_1^{(1)2} (t_{відімк} + T_{ак6}^{(1)}),$$

де $t_{відімк}$ -час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18с,$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{вимик} = 0,08$ -час вимкнення вимикача, с;

$$W_{к1}^{(1)} = 4,6^2 \cdot (0,18 + 0,0084) = 3,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		100

2.7.2.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та

ВИСНОВКИ

Параметри комутаційного апарату та умови перевірки внесені до табл.2.25.

Таблиця 2.25 – Перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
0,4 кВ	ВА51-33м1	Струм динамічної стійкості	$i_{y\partial} \leq i_{\max}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	22,28 11,5	50кА
		Тепловий імпульс	$B_{\kappa} \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	25,1	$1200\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

За результатами перевірки, які наведено у табл.2.29 можна зробити висновок, що апарат відповідає вимогам та може використовуватись у даному випадку.

Таким чином, в проекті здійснено розрахунок однофазного та трифазного струмів короткого замикання, а також проведено перевірку комутаційних апаратів як на напрузі більше 1 кВ так і на напрузі нижче 1 кВ.

2.8 Релейний захист

2.8.1 Максимальний струмовий захист

За допомогою МСЗ здійснюється захист від коротких замикань у розподільчих мережах 10 кВ. Розрахунок МСЗ полягає у виборі струму спрацювання захисту, струму спрацювання реле, часу спрацювання захисту. При виборі струму спрацювання максимального струмового захисту необхідно забезпечити не спрацювання захисту при проходженні струмів після аварійних режимів [37].

Струм спрацювання захисту :

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		101

$$I_{сз} = \frac{K_{н} \cdot K_{сз}}{K_{в}} \cdot I_{роб.мах},$$

де $K_{н}$ – коефіцієнт надійності, приймаємо рівним 1,2 (реле типу РТ – 80);

$K_{с.з}$ – коефіцієнт самозапуску, приймаємо 2,2;

$K_{в}$ – коефіцієнт повернення реле, приймаємо 0,8.

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot 83,2 = 274,56 \text{ А},$$

Неспрацювання максимального струмового захисту на відключення досягається вибором струму спрацювання струмових реле більшим, ніж найбільший струм у режимі самозапуску:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{н} \cdot K_{с.з}}{K_{в}} \cdot I_{роб.мах},$$

де: $I_{роб.мах}$ – максимальний робочий струм елемента, що захищається, у нормальному режимі що проходить по лінії 10кВ.

$$I_{роб.мах} = I_{роб.мах \text{ тр-ра ТП-4}}$$

$$I_{роб.мах \text{ тр-ра}} = \frac{S}{1,73 \cdot U},$$

де: S - номінальна потужність трансформатора ТП-4

U - номінальна напруга обмотки високої напруги трансформатора ТП-4.

$$I_{роб.мах \text{ тр-ра}} = \frac{400}{1,73 \cdot 10} = 23,12 \text{ А}.$$

Струм спрацювання реле струму пускових органів МСЗ визначається за формулою:

$$I_{с.з} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_{т}},$$

де $I_{с.з}$ - струм спрацювання захисту;

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		102

n_T - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$k_{сх}$ - коефіцієнт схеми (схем з'єднання трансформаторів у зірку), $k_{сх} = 1$.

Для лінії з максимальним робочим навантаженням 83,2 А приймаємо трансформатор струму з коефіцієнтом трансформації ТОЛУ 10 100/5.

Підставимо відповідні значення в отримаємо

$$I_{с.з} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_T} = \frac{274,56 \cdot 1,1}{10} = 23,84 \text{ А.}$$

Необхідно провести узгодження чутливості захисту

$$k_{ч} = \frac{1,73 \cdot I_{кз2}}{2 \cdot I_{с.з}} = \frac{1,73 \cdot 8500}{2 \cdot 274,56} = 26,77 \geq 2 \text{ (умова виконується)}$$

Необхідно провести узгодження селективності захистів. Це узгодження полягає у виборі таких параметрів спрацювання, при яких наступний захист, розташований ближче до джерела живлення, мав більший струм спрацювання, тобто був менш чутливий, ніж попередній, розташований далі від джерела і ближче до місця ушкодження;

Час спрацювання захисту підбирається з умови селективності захисту і термічної стійкості елемента, що захищається:

$$t_{с.з} = t_{відкл.вим.} + t_{с.рз.},$$

де $t_{відкл.вим.}$ – час відключення FMC4/3U 400A 8-12In, рівний 0,1 с.;

$t_{с.рз.}$ – час спрацювання релейного захисту, приймається 0,5 с.

$$t_{с.з.} = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

Схема максимального струмового захисту наведена на малюнку 2.13

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						103
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

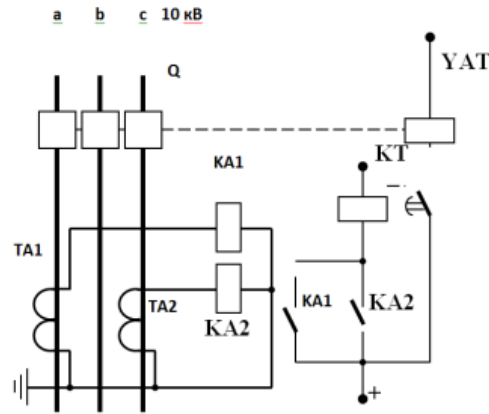


Рисунок 2.13 - Схема максимального струмового захисту

2.9 Організація обліку електричної енергії у житлових будинках і громадських будівлях

Кожна будівля, незалежно від типу, має певний об'єм споживання електричної енергії. Щоб відслідковувати конкретні значення повинні існувати системи дистанційного збирання даних з усіх лічильників електричної енергії, які передають інформацію до певної ОСР (оператора системи розподілу). Наприклад, подібною ОСР являється ПАТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО» [16].

Лічильники АСКОЕ, системи ЛУЗОД.

Порядок виконання робіт з встановлення ЛУЗОД/АСКОЕ:

1. Споживач звертається до облenerго для отримання технічних рекомендацій. Технічні рекомендації видаються протягом 7 днів з моменту отримання заяви споживача.
2. Після погодження технічного завдання та проведення його метрологічної експертизи споживач звертається до проєктної організації для розробки проєкту.

Після розробки проєкту споживач звертається до облenerго для його погодження. Термін розгляду поданого на узгодження робочого проєкту не

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		104

може перевищувати 15 робочих днів з дня його отримання.

4. За підсумками погодження проєкту обленерго оформлює технічне рішення до проєкту та надає його споживачу.

5. У разі необхідності споживач звертається до обленерго для проведення параметризації лічильників, які входять до складу системи ЛУЗОД/АСКОЕ. Після оплати рахунку споживач надає до обленерго лічильники для параметризації.

6. Споживач звертається до підрядної організації для встановлення на його об'єкті лічильників та ЛУЗОД/АСКОЕ.

7. Після виконання монтажних робіт споживач звертається до обленерго з запрошенням до участі в роботі комісії з прийняття ЛУЗОД/АСКОЕ в дослідну експлуатацію.

8. У разі відсутності зауважень, комісією за участю представників обленерго, споживача та проєктної/підрядної організації складається та підписується акт-прийняття обладнання в дослідну експлуатацію.

9. Система ЛУЗОД/АСКОЕ впродовж 1-го місяця проходить дослідну експлуатацію.

10. За зверненням споживача спеціалізована організація проводить державну метрологічну атестацію ЛУЗОД/АСКОЕ та видає свідоцтво про державну метрологічну атестацію.

11. Споживач звертається до обленерго з запрошенням до участі в роботі комісії з прийняття ЛУЗОД/АСКОЕ в промислову експлуатацію.

12. У разі відсутності зауважень, комісією за участю представників обленерго, споживача та проєктної/підрядної організації складається та підписується акт-прийняття обладнання в промислову експлуатацію.

Споживач звертається до обленерго для внесення змін в договір про постачання електричної енергії в частині проведення розрахунків на підставі даних, отриманих з ЛУЗОД/АСКОЕ [15].

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		105

2.10 Економічні характеристики проекту

2.10.1 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж

Зобразимо розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР на прикладі ПАТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО» [16].

Обов'язково потрібно наголосити, про типи приєднання:

Стандартне приєднання - це приєднання електроустановки замовника до діючих мереж оператора системи розподілу на відстань, що не перевищує 300 метрів по прямій лінії від місця забезпечення потужності до місця приєднання, яке диференціюється за ступенем потужності:

перший ступінь - до 16 кВт включно;

другий ступінь - від 16 кВт до 50 кВт включно.

Послуга зі стандартного приєднання електроустановок замовників до системи розподілу є платною послугою та надається оператором системи розподілу відповідно до договору про стандартне приєднання.

Оберіть дані для розрахунку

Регион або область
Черкаська область

Оператор системи розподілу
ПАТ «Черкасиобленерго»

Потужність, замовлена до приєднання
Приєднання потужності більше 50 кВт є нестандартним
10

Місцевість
 Міська місцевість Сільська місцевість

Категорія надійності електропостачання
 I категорія
 II категорія
 III категорія

Ступінь напруги в точці приєднання
 0,4 кВ
220/380 В 10(6) кВ

Кількість фаз
 Однофазне приєднання Трифазне приєднання

Результат розрахунку

Орієнтовна величина плати за стандартне приєднання

Вартість приєднання
23.448 тис.грн з ПДВ 1.954 тис.грн/ 1кВт без ПДВ
у т.ч. ПДВ 3.908 тис.грн

Термін стандартного приєднання
0 - 16 кВт 45 днів 16 - 50 кВт 60 днів

Санкції за перевищення термінів стандартного приєднання

- більше ніж на 10 днів - вартість зменшується на 10%
- більше ніж на 20 днів - вартість зменшується на 20%
- більше ніж на 120 днів - повернення коштів з пенею

Назва компанії
ПАТ «Черкасиобленерго»

Ставки плати за стандартне приєднання на 2024 рік затверджені постановою НКРЕКП від 29.12.2023 № 2629 та набирають чинності з 01.01.2024.

У разі порушення умов договору стандартного приєднання просимо письмово інформувати Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, за адресою:
03057 м. Київ, вул. Сім'ї Бродських, 19, або електронною адресою: box@necr.gov.ua з наданням підтверджуючих документів.

Рисунок 2.14 - Зображення результату розрахунку

									Арк.
									106
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ОЕ-п11-01.002 ПЗ				

На рисунку 2.14— зображено приклад калькулятора, що розраховує вартість послуг зі стандартного приєднання електроустановок до мереж ОСР.

Нестандартне приєднання – це приєднання до електричних мереж електроустановки, за умов приєднання якої ступені напруги в точці приєднання та точці забезпечення потужності не збігаються та/або за умови перевищення числових значень для стандартного приєднання.

Послуга з нестандартного приєднання "під ключ" електроустановок замовників до системи розподілу є платною послугою та надається оператором системи розподілу (ОСР) відповідно до договору про нестандартне приєднання.

У разі надання оператором системи розподілу послуги з нестандартного приєднання за умови проектування замовником електричних мереж лінійної частини приєднання складова плати за створення електричних мереж лінійної частини приєднання визначається згідно з кошторисом, який є невід'ємною частиною відповідної проєктної документації. Тобто, остаточний розрахунок вартості послуги з нестандартного приєднання "під ключ" буде зазначений в проєкті договору про нестандартне приєднання, який оператор системи розподілу надасть замовнику у разі надходження від нього офіційної заяви на приєднання до електричних мереж.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		107

II категорія
 III категорія

Ступінь напруги в точці приєднання

0,4 (0,23) кВ
 6 (10) 20 кВ
 35 кВ
 110 (154) кВ

Тип лінії електропередавання

Повітряна лінія
 Кабельна лінія

Розташування точки приєднання

На межі земельної ділянки
 На земельній ділянці

Потужність, замовлена до приєднання

Відстань

Результат розрахунку

Орієнтовна величина плати за нестандартне приєднання "під ключ"

Орієнтовна вартість приєднання
1491.78 тис.грн з ПДВ
 у т.ч. ПДВ 248.63 тис.грн

Плата за потужність
284.58 тис.грн з ПДВ **1.581 тис.грн/ 1кВт без ПДВ**
 у т.ч. ПДВ 47.43 тис.грн

Плата за лінійну складову
1207.20 тис.грн з ПДВ **1.006 тис.грн/ 1м без ПДВ**
 у т.ч. ПДВ 201.20 тис.грн

Строк надання послуги зі стандартного приєднання "під ключ"

до 160 кВт	120 днів	160 кВт - 400 кВт	230 днів
400 кВт - 1000 кВт	280 днів	1000 кВт - 5000 кВт	350 днів

Санкції за перевищення термінів нестандартного приєднання "під ключ"

- від 30 до 60 календарних днів - плата за приєднання зменшується на 10%
- від 60 до 120 календарних днів - плата за приєднання зменшується на 20%

Рис. 2.15 - Зображення результату розрахунку

На рисунку 2.15 - зображено приклад калькулятора, що розраховує вартість послуг зі нестандартного приєднання електроустановок до мереж ОСР.

Висновок до розділу

У цьому розділі завершено проектування міської системи електропостачання. В ході виконання були придбані необхідні навички для вирішення завдань розрахунку навантаження і вибору параметрів схеми. А саме: визначення перерізу ліній високої і низької напруги; підбір підстанцій і визначення витрат, їх структури і призначення; підбір напруги розподільної мережі з напругою не більше кВ в перерахунку на 10/380 для міських споживачів; розрахунок електричного навантаження зовнішнього освітлення; підбір мережевого комутаційного обладнання (автоматичні вимикачі,

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		108

роз'єднувачі, лічильники); розрахунок струму короткого замикання і підбір засобів перевірки і релейного захисту комутаційних апаратів.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		109

3 ОСОБЛИВОСТІ ПРОЄКТУВАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДЛЯ ГРОМАДСЬКОЇ БУДІВЛІ

3.1 Основні відомості та завдання

Завданням цього розділу є аналіз споживача а саме супермаркет. Основною задачею є покращення енергоефективності завдяки встановленню сонячної електростанції на дах будівлі площа якої становить 200 м². Це дасть змогу зменшити витрати електроенергії з основної мережі а це свідчить що, супермаркет зменшить витрати на електроенергію завдяки встановленню сонячної електростанції. Для цього потрібно провести купу аналізів таких як

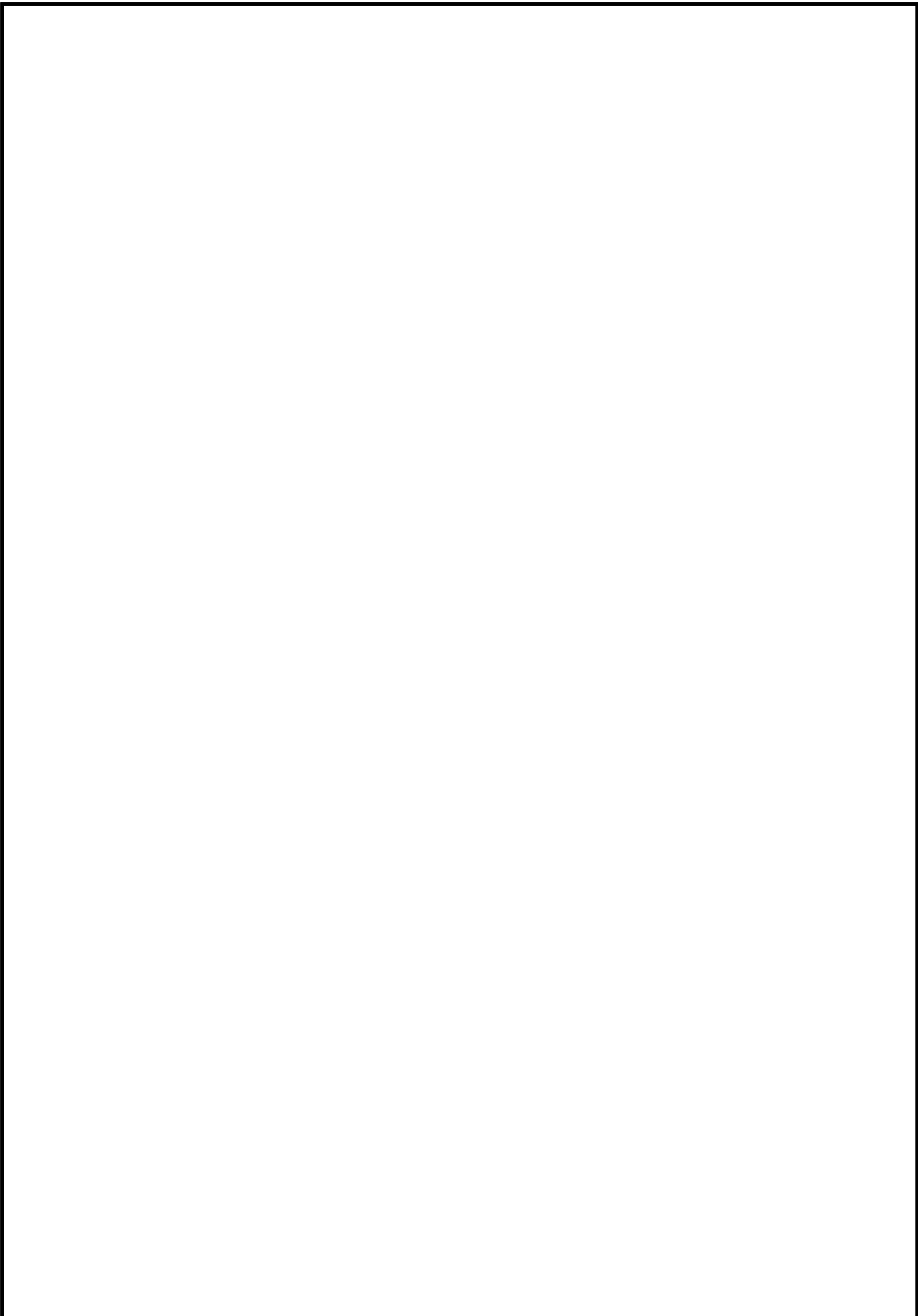
- Провести аналіз існуючих рішень щодо використання сонячної енергії.
- Розробити оптимальну конфігурацію сонячної електростанції відповідно до потреб споживача.
- Оцінити економічну ефективність проєкту.
- Визначити можливості інтеграції системи в існуючу енергетичну мережу.
- Забезпечити рекомендації щодо обслуговування та експлуатації сонячної електростанції.
-

3.2 Потенціал інсоляції на місці проєктування сонячної електростанції

3.2.1 Дослідження кліматичних умов

Для того щоб приступити до створення відновлювального джерела живлення, необхідно зробити прогноз його роботи в обраній місцевості, тому

при виборі і комплектації обладнання виникають певні труднощі.				
<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>				
Изм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата
Разробив	Євсєєв			
Провіриєв	Волошко			
Н. Контр.	Ярмолюк			
Затвердив	Волошко			
ОСОБЛИВОСТІ ПРОЄКТУВАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДЛЯ ГРОМАДСЬКОЇ БУДІВЛІ			Доклш	Доклшів
			110	164
НН ІЕЕ, ОЕ-п11				



					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						111
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

Для техніко-економічного обґрунтування та застосування мережевої сонячної енергетичної системи при проектуванні системи електропостачання приватних житлових будинків в цьому дослідженні досліджується енергетичний потенціал сонячної енергії в місці розташування сонячного енергетичного модуля.

Місцем розташування сонячної електростанції є місто Умань, розташоване в центральній частині України. Клімат цього міста помірно континентальний, що означає тепле і сонячне літо з середньою температурою.

Від $+17^{\circ}\text{C}$ до $+26^{\circ}\text{C}$, холодна зима -4°C -- -24°C . Середньорічна температура в місті Умань становить $+9,7^{\circ}\text{C}$, найнижча температура за місяць $-6,5^{\circ}\text{C}$, а найвища температура за місяць $+14,5^{\circ}\text{C}$.

Середньомісячна температура в 2020 році наведена в таблиці 3.1.

У таблиці 3.1 наведені середньомісячні температури в місті Умань[18].

Таблиця 3.1 – Середньомісячні температури в місті Умань

Показник	Клімат Умань												[сховати]
	Січ.	Лют.	Бер.	Квіт.	Трав.	Черв.	Лип.	Серп.	Вер.	Жовт.	Лист.	Груд.	Рік
Абсолютний максимум, $^{\circ}\text{C}$	12,8	18,3	23,6	30,0	34,3	36,4	37,6	37,6	36,5	28,1	21,2	15,8	37,6
Середній максимум, $^{\circ}\text{C}$	-1,1	0,2	6,2	14,7	21,4	24,2	26,4	26,0	20,3	13,1	5,3	0,5	13,1
Середня температура, $^{\circ}\text{C}$	-3,8	-3	2,0	9,3	16,2	18,5	20,5	19,7	14,6	8,5	2,4	-2,1	8,5
Середній мінімум, $^{\circ}\text{C}$	-6,5	-6,3	-2,1	3,9	8,9	12,7	14,5	13,4	8,8	3,8	-0,5	-4,8	3,8
Абсолютний мінімум, $^{\circ}\text{C}$	-31,1	-28,3	-23,8	-6,4	-3,8	2,9	6,4	3,2	-5,3	-9,7	-20	-26,3	-31,1
Норма опадів, мм	30,9	30,9	30,2	37,5	40,5	78,6	64,9	47,7	52,4	35,4	36,9	36,4	522,3

3.2.2 Методи визначення енергетичного потенціалу сонячної енергії

Для того щоб приступити до проектування фотоелектричної системи, необхідно визначити кількість сонячного випромінювання, що потрапляє на поверхню сонячної панелі. Оскільки рівень радіації є змінною величиною, він залежить від багатьох факторів, включаючи розташування панелі, сезон, дату та час, широту та довготу хмарності, а також наявність пилу, водяної пари та

аерозолів в атмосфері. Враховуючи всі ці фактори, особливо випадкові, такі як хмарність і запиленість, створення формули для точного розрахунку сонячної радіації є дуже складним завданням. Тому проектування фотоелектричних установок і прогнозування їх майбутньої продуктивності засновані на систематичному вимірюванні складових сонячної радіації. Зазвичай, в більшості випадків, інструментальні вимірювання прямого і розсіяного сонячного випромінювання в горизонтальній площині проводяться протягом декількох годин, днів або місяців, що дозволяє формувати статистичні дані.

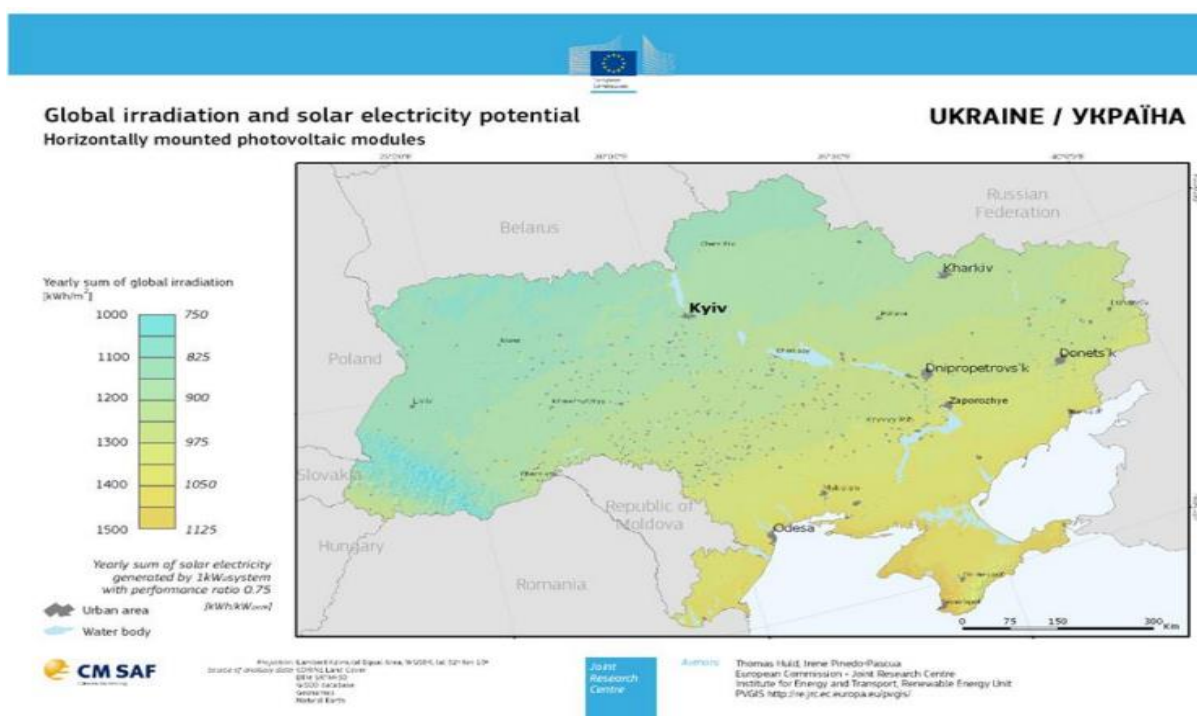


Рисунок 3.1 – Карта сонячної інсоляції України

На рисунку 3.1 Зображено загальний річний обсяг сонячного випромінювання на території міста Умань, що сягає до 800-950 кВт·год/м².

3.2.3 Дослідження потенціалу сонячної енергії в м. Умань

Використовуючи інструменти Інтернет-ресурсів PVGIS, він провів дослідження енергетичного потенціалу сонячної енергетики в місті Умань. На

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		113

малюнку 3.2.4 показана діаграма розподілу сумарної сонячної радіації в горизонтальній площині за період 2007-2024 рр., що дає уявлення про типовий погодний рік для регіону. З цього можна зробити висновок, що протягом кожного дня відбуваються регулярні коливання сумарної сонячної радіації від нуля до максимуму, причому максимум сильно змінюється протягом року. Від 200 Вт/м² взимку до 900 Вт/м² влітку.

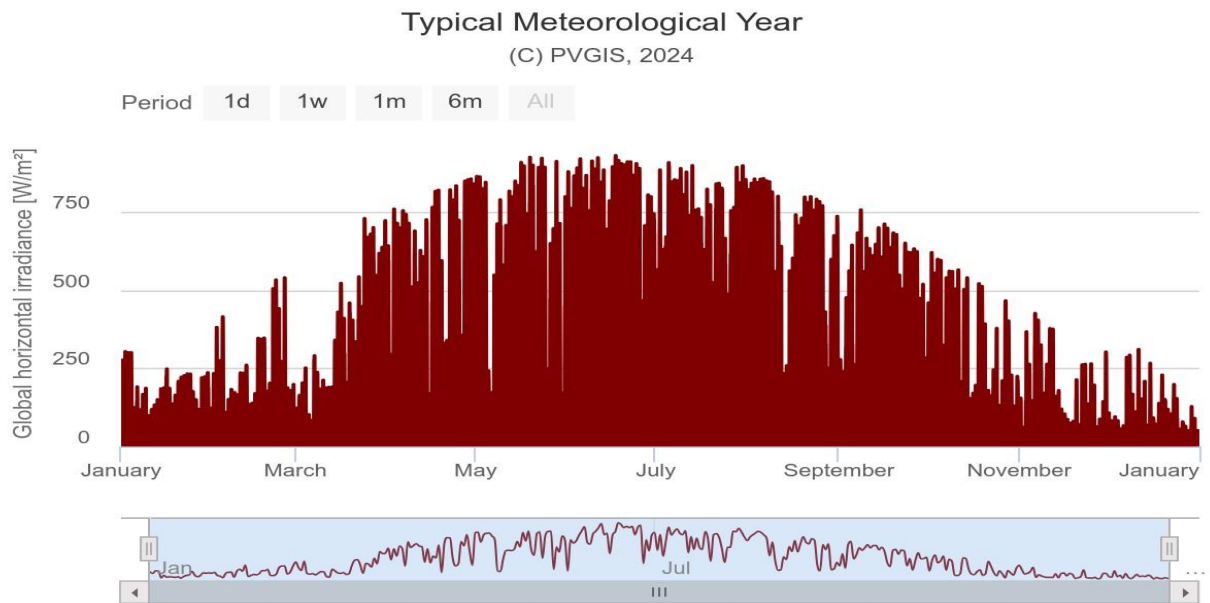
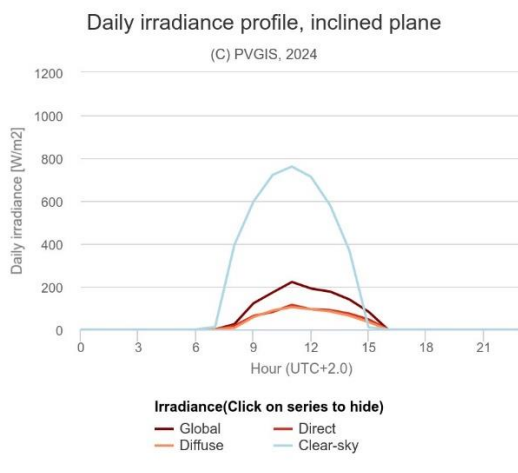
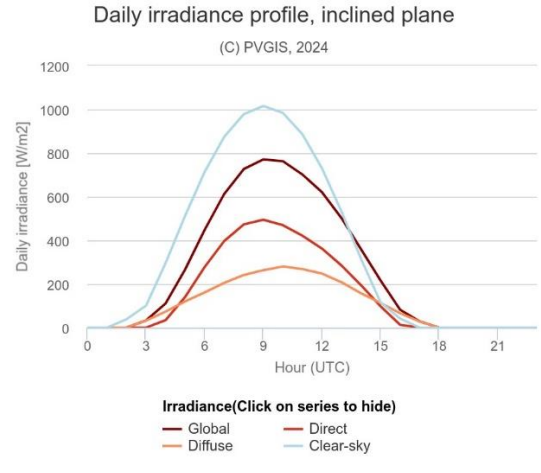


Рисунок 3.2. – Загальна інсоляція у м. Умань: типовий метеорологічний рік[19]

На рисунку 3.2. Показано типовий розподіл рівнів інсоляції впродовж доби для грудня і червня місяців. На нище наведених діаграмах показано що , у грудні місяці, порівняно з червнем, кардинально змінюються не лише максималне значення інсоляції а й зменшується тривалість через те що світловий день коротший.



а) грудень



б) червень

Рисунок 3.4 – Денний профіль інсоляції у м. Умань для різних місяців року (побудовано засобами PVGIS) [19]

Використовуючи інструментарій інтернет-ресурсу PVGIS, з урахуванням відображення коливань сонячної радіації, можна провести техніко-економічні розрахунки проєкту дахових сонячних енергетичних установок, для цього необхідно використовувати дані про обсяг надходить на місяць сонячної радіації Аналогічні дані доступні з 2005 року їх аналіз дозволяє нам зробити наступні висновки:

Використовуючи дані спостережень за період з 2005 по 2020 рік, було розраховано середнє значення передбачуваної місячно-сонячної радіації в Умані (база даних: PVGIS-SARA)[19]

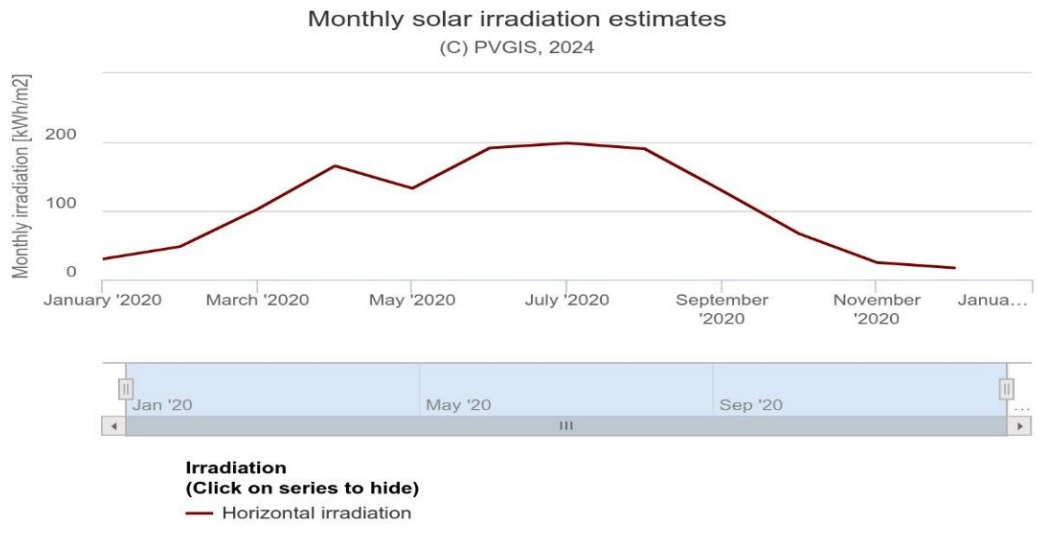


Рисунок 3.5 – Оцінки місячного обсягу сонячного випромінювання на горизонтальну поверхню у м. Умань

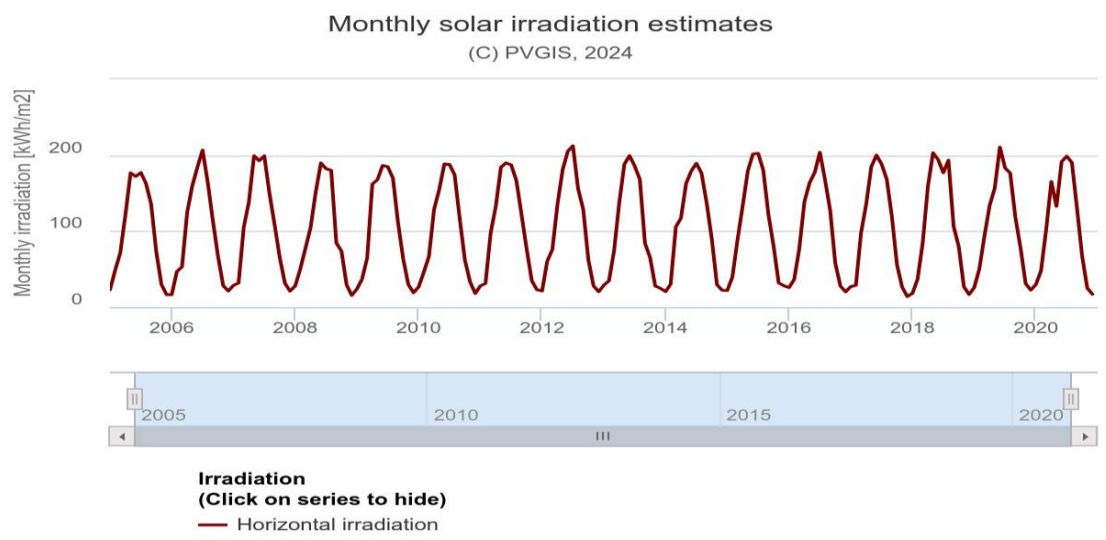


Рисунок 3.6 – Оцінки місячного обсягу сонячного випромінювання на горизонтальну поверхню у м. Умань (дані за 2005-2020 роки, побудовано засобами PVGIS) [19]

3.3 Створення варіантів інформаційного забезпечення розрахункової моделі та підбору фотоелектричної батареї

3.3.1 Умови та властивості для монтажу фотоелектричної батареї

Середньорічний потенціал сонячної енергії в Україні надає змогу обчислити високу ефективність використання фотоелектричних панелей (ФЕП) для створення сонячних електростанцій для генерації електроенергії. Але, крім сили сонячного випромінювання, на ефективність сонячних панелей впливає досить великий ряд факторів, такі які зв'язані з їх місцезнаходженням а саме: орієнтація на сторони світу, кут нахилу відносно сонця їх затінення.

Сонячні панелі найефективніше генерують електроенергію , коли їхня поверхня знаходиться перпендикулярно до сонячних променів. Хоча, кут підйому сонця змінюється протягом дня та року. В Україні для сонячних електричних панелейнаправлених на південь, найоптимальнішим кутом нахилу до горизонту на рік становить 30-35°. Проте, використовуючи найбюджетніший спосіб монтажу сонячних понелей безпосередньо на даху будівлі, але є ймовірність що цей кут не завжди можливо досягти.

При встановленні сонячних панелей на дах, потрібно враховувати не тільки кут нахилу, але й їх азимут так як він може бути неоптимальними. Теоретично, навіть при північній орієнтації до 50% загального сонячного світла досягає поверхні сонячної панелі у вигляді розсіяного світла. Але, через обмежену здатність монокристалічних елементів ефективно використання розсіяного світла не можливе тож енергія не використовується.

Затінення великої площі сонячної панелі сприяє до значного зниження продуктивності через що її потужність знижується на 60-70%. Якщо затінення відбувається знизу вгору, потужність негайно знижується на 50%, а потім досягає 70%, як при затіненні зверху вниз. Цю особливість слід

					ОЕ-п11-01.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		117

враховувати при плануванні розміщення сонячних панелей на даху будівлі, коли часткове затінення є неминучим.

На сьогоднішній день вартість сонячної енергії разом з акумуляторними системами стрімко знижується, Та це надає змогу широкому впровадженню таких комплексів для промислового сектору споживачів, так само й серед індивідуальних споживачів. Досягнення мережевого паритету означатиме, що вартість електроенергії яка згенерувалась завдяки відновлювальним джерелам стане нижчою за вартість енергії з традиційно невідновлювальних джерел.

Дані про будинок, на який буде розташований СЕС наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Дані будівлі і розмір даху

Тип будинку	Розміри даху, м			Орієнтація точки X даху
	Довжина (А)	Ширина (В)	Висота (Н)	
Супермаркет площею 200 м ²	18	11	4	Східна

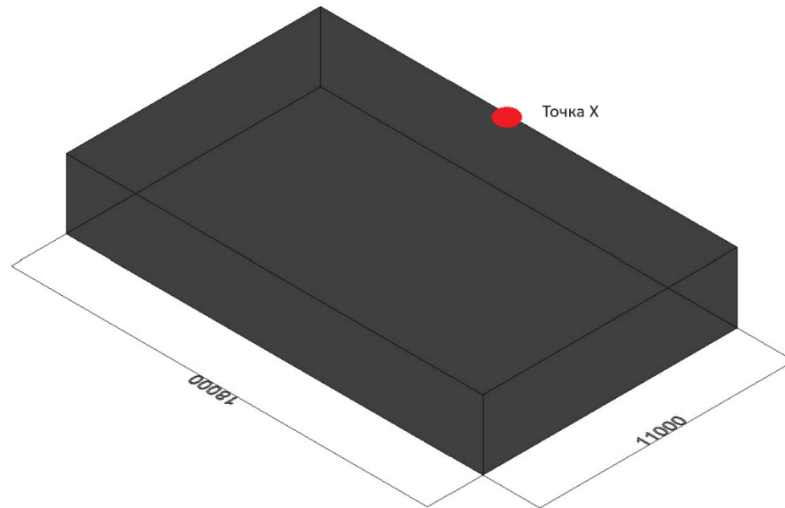


Рисунок 3.7 – Об’ємний вигляд покрівлі супермаркету

Так як в нас дах будівлі є плоским то площа даху в нас складає 200м^2
Щоб вибрати сонячну панель, Нам потрібно розробити певні критерії для вибору панелі.

Кут нахилу сонячної панелі становить близько 30° , так як він найбільш ефективно поглинає сонячне випромінювання панеллю.

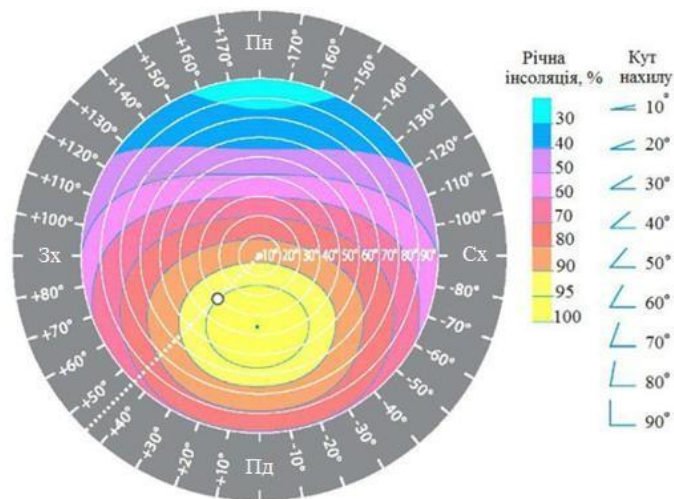


Рисунок 3.8 – Вплив азимуту та кута нахилу ФЕП на відносні обсяги утилізації сонячної енергії .[24]

Так як точка X даху орієнтована на Сх, то фотоелементи панелей розмістим на Пд спрямування (азимут 0°), а неробочу частину з якої буде відбуватись обслуговування – Пн (азимут 180°).

3.3.2 Підбір сонячних панелей та встановлення на даху будівлі

Для вибору сонячних панелей потрібно проаналізувати кожен тип сонячних панелей, та зробити висновок на користь найбільш раціонального типу. Є 3 типи сонячних панелей:

- Монокристалічні сонячні панелі;
- Полікристалічні сонячні панелі;
- Тонкоплівочні сонячні панелі.

Характеристики панелей зведемо в таблицю 3.3.2:

Таблиця 3.3 – Характеристики сонячних панелей [20]

Характеристики/ типи панелей	Монокристалічні	Полікристалічні	Тонкоплівочні
ККД, %	25	20	12
Вартість	Найдорожчі	Середня вартість	Найдешевші
Термін служби, років	20	20	10
Вага	Найважчі	Середня вага	Найлегші
Потреба в площі для системи 10 кВт	70	183	85

Зробивши аналіз всіх характеристик та умови роботи СЕС, мій вибір сонячних панелей зупинився на монокристалічну сонячну панель, через те що ККД вище ніж в інших сонячних батарех та для досягання найвищої продуктивності сонячної станції потреба в площі є найменша.

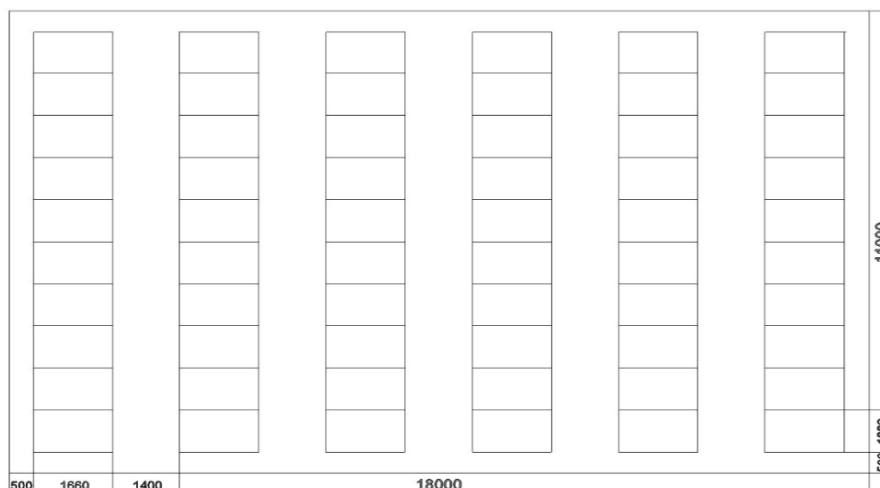


Рисунок 3.9 – Розміщення панелей на плоскому даху будівлі

На рисунку 3.9 можна побачити, що максимальна кількість модулів які розмістити на даху будинку супермаркету становить – 60 штуки.

Всі сонячні фотомодулі будуть встановлені та направлені на південь. Це буде реалізовано в виді 6 рядів по 10 сонячних панелей на кожному ряді.

Наступним кроком визначається пікову потужність фотоелектричних модулів.

$$N_{\text{пан}} * W_{\text{пан}} = 60 * 310 = 18,6 \text{ кВт.}$$

Для того щоб реалізувати найдоцільніше рішення щоб виконати завдання я вибирав наступні фотоелектричні модулі: Amerisolar AS-6M30-310W.

За допомогою програми Solar Prospect [22] проводим розрахунок об'єму генерованої енергії для параметрів нашого супермаркету, тобто

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		122

враховуючи нахил сонячних панелей під відповідним кутом та розміщення будівлі у відповідності до заданих сторін світу.

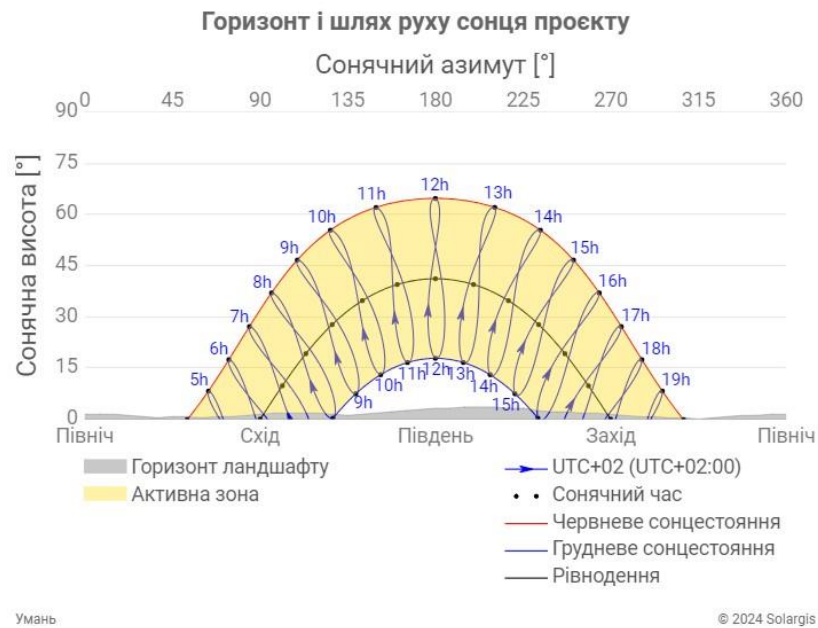


Рисунок 3.10 – Сонячний азимут [22]



Рисунок 3.11 – Генерація СЕС протягом року у вигляді графіка (побудовано за допомогою програми Solargis) [22]

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		123

Місяць	GHI кВт-год/м ² на день	PVOUT specific кВт-год/кВт-п на день	PVOUT total кВт-год	PR %
Січ	1.613	1.251	551.6	77.5
Лют	2.567	2.203	877.3	85.8
Бер	3.933	3.309	1,458.9	84.1
Кві	4.929	3.986	1,700.8	80.9
Тра	5.783	4.541	2,002.1	78.5
Чер	6.053	4.680	1,997.0	77.3
Лип	6.037	4.644	2,047.6	76.9
Сер	5.873	4.546	2,004.7	77.4
Вер	4.551	3.653	1,559.0	80.3
Жов	3.331	2.793	1,231.7	83.9
Лис	1.585	1.292	551.5	81.5
Гру	1.204	0.785	346.3	65.3
Щороку	3.963	3.145	16,328.5	79.4

Рисунок 3.12 – Генерація СЕС протягом року у вигляді таблиці (побудовано за допомогою програми Solargis) [22]

3.4 Вибір типу інвертора та створення альтернатив інформаційного забезпечення

3.1 Вибір інвертора

Вибравши панель і зробивши розрахунки вихідної потужності, яку виробляє ця сонячна електростанція, я приступив до вибору інвертора. Інвертор-це пристрій, який перетворює постійний струм у змінний струм, забезпечує однофазний або багатофазний струм і фактично діє як генератор змінного струму. Зазвичай це створює Періодичне напруження або дискретний сигнал, який за формою близький до синусоїди. Інвертор напруги може використовуватися як окремий пристрій або бути частиною джерела безперебійного живлення і системи, що забезпечує електропостачання змінним струмом. Коли інвертор передає енергію з мережі постійного струму в мережу змінного струму, де частота і напруга вже встановлені іншими генераторами, це залежний інвертор.

Для електростанцій з максимальною потужністю сонячних панелей я вибрав інвертор Solinteg MHT-20k-40 номінальною потужністю 20 кВт.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		124

У таблиці 3.5 наведемо всі необхідні технічні характеристики мережевого інвертора Solinteg МНТ-20К-40.

Таблиця 3.5 – Характеристики інвертора Solinteg МНТ-20К-40 [23]

Вхідні характеристики постійного струму		Вихідні характеристики змінного струму	
Потужність постійного струму, (Вт)	30000	Потужність змінного струму, (Вт)	22000
Напруга постійного струму, (В)	1000	Номінальна потужність змінного струму, (Вт)	20000
Номінальна напруга, (В)	620	Макс. змінний струм на виході, (А)	33,5
Діапазон напруг МРРТ, (В)	200-950	Номінальний вхідна напруга, (В)	400
Пускова напруга, (В)	135	Діапазон напруги АС, (А)	320-460
Комутаційна напруга, (В)	180	Номінальна частота змінного струму, (Гц)	50/60
Максимальний струм DC, (А)	26	Вихідний струм THDi	<3%
Кількість МРРТ, (шт.)	2		

3.4.2 Перевірка вибраного інвертора на відповідність

Підключення панелей будемо виконувати послідовно між собою та будемо підключати кожен стрінг до окремого входу на інверторі.

Перевірку інвертора проводять за такими показами:

1. У паралельних лініях повинна бути однакова кількість панелей, тобто буде 3 стрінга в яких буде послідовно підключено 20 сонячних панелей;
2. Кількість панелей в лінії не повинно перевищувати максимально допустимої кількості N_{max} на один МРРТ;

$$N_{max} = \frac{U_{max}}{U_{xx \text{ пан}}} = \frac{1000}{40} = 25,$$

Отже обираємо $N_{max} = 25$ шт.

При послідовному з'єднанні панелей, маємо:

$$20 \text{ шт} < 25 \text{ шт},$$

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		125

3. Струм КЗ на один МРРТ не повинен перевищувати допустимого значення:

$$I_{КЗ} \text{ панелі} < I_{\text{доп}}, 9,88 \text{ А} < 33,5 \text{ А},$$

де, $I_{КЗ}$ панелі – струм короткого замикання панелі;

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

4. Знаходження в робочому діапазоні напруги;

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

$$U_{\text{роб лінії}} = N_{\text{панелей в лінії}} \cdot U_{\text{роб лінії}},$$

$$U_{\text{роб лінії}} = 20 \cdot 32,8 = 656 \text{ В},$$

$$200 \text{ В} < 656 \text{ В} < 950 \text{ В}.$$

де $U_{\text{роб мін}}$ і $U_{\text{роб макс}}$ – діапазон робочої напруги інвертора згідно його паспортних даних.

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

Висновок: обране обладнання відповідає всім технічним вимогам і може бути безпечно введено в експлуатацію.

3.4.3 Схема підключення сонячних панелей до інвертора

До лінії МРРТ підключаємо 3 стрінга панелей. Один стрінг складається з 2 рядів панелей по 10 шт в кожному:

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						126
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

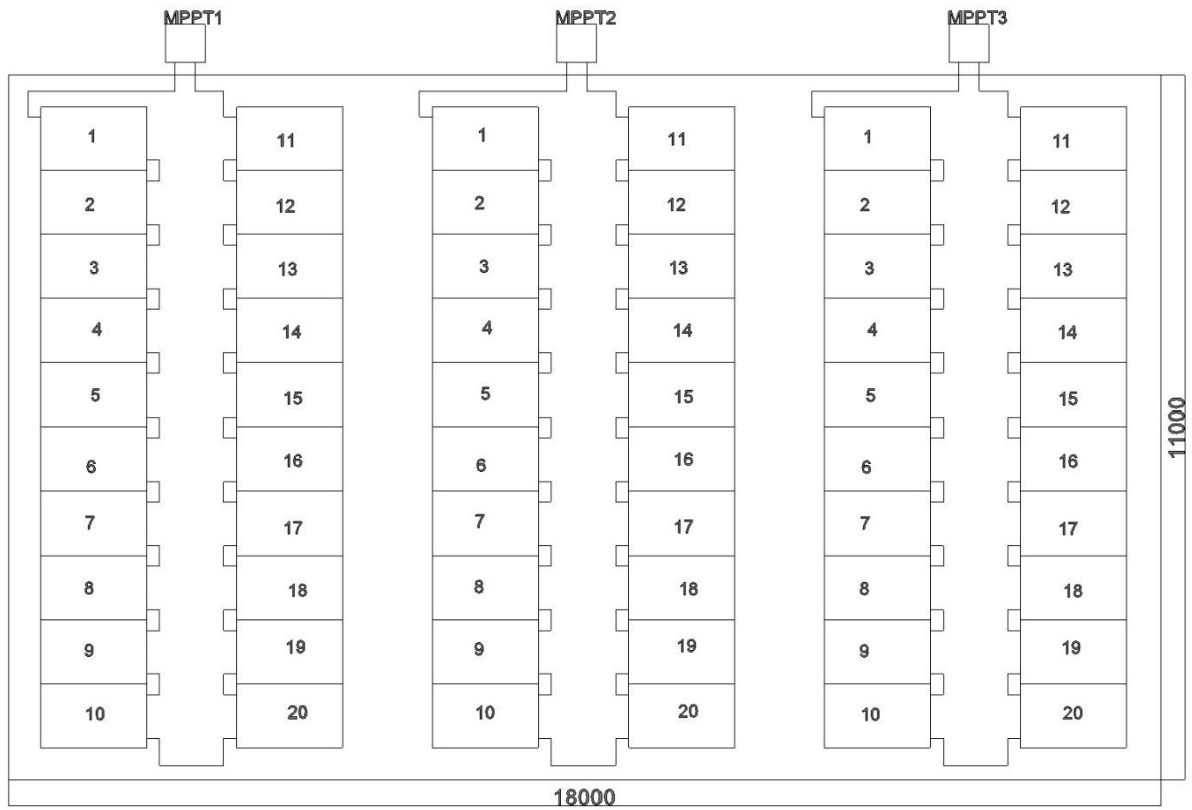


Рисунок 3.13 – Схема підключення фотоелектричних модулів до інвертора

На рисунку 3.13 зображено схему підключення фотоелектричних модулів до MPPT інвертора.

					<i>OE-n11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		127

Продовження таблиці 3.7

Місяць	Споживання кВт год
Квітень	4886
Травень	4932
Червень	5196
Липень	5906
Серпень	5921
Вересень	5836
Жовтень	5323
Листопад	4956
Грудень	4780
Всього	61524

Підприємство витрачає за рік на електроенергію 344534,4 гривень за тарифом 5,6 гривень за кіловат електроенергії до встановлення СЕС.

До зведеної таблиці 3.8 зведемо дані генерації сонячної електростанції та споживання по кожному місяцю супермаркету загальною площею 200 м²

Таблиця 3.8 – Підсумки по генерації та споживанню електроенергії та їх різниця.

Місяць	Генерація, кВт·год	Споживання, кВт·год	Ген - Сп
Січень	551	4960	-4409
Лютий	877	4958	-4081
Березень	1458	4890	-3432
Квітень	1700	4886	-3186

Продовження таблиці 3.8

Місяць	Генерація, кВт·год	Споживання, кВт·го д	Ген - Сп
Травень	2002	4932	-2930
Червень	1997	5196	-3199
Липень	2047	5906	-3859
Серпень	2004	5921	-3917
Вересень	1559	5836	-4277
Жовтень	1231	5323	-4092
Листопад	551	4956	-4405
Грудень	346	4780	-4434
Σ	16323	61524	-45201

Після встановлення сонячних панелей генерація електроенергії буде частково покривати витрати.

3.5.2 Розрахунок витрат підприємства за за рік

Згідно НКРУКП зелений тариф для населення становить 0,116 Євро/кВт*год, що в перерахунку на гривню становить 4.9 гривень/кВт·год(без ПДВ).[25]

Станом на 09.12.2023 р. загальний тариф електроенергії для підприємств 2-ої групи напруги, тариф становить 5,6 грн/кВт·год.

Розраховуємо витрати підприємства на електроенергію (при(Генерація – Споживання) > 0).

Витрати = (споживання-генерація) · Тариф для підприємств
Витрати підприємства на електроенергію зведемо до таблиці 3.9.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						130
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.9 – Витрати підприємства на електроенергію

Місяць	Сп – Ген, кВт*год	Витрати, грн
Січень	-4409	-24690,4
Лютий	-4081	-22853,6
Березень	-3432	-19219,2
Квітень	-3186	-17841,6
Травень	-2930	-16408
Червень	-3199	-17914,4
Липень	-3859	-21610,4
Серпень	-3917	-21935,2
Вересень	-4277	-23951,2
Жовтень	-4092	-22915,2
Листопад	-4405	-24668
Грудень	-4434	-24830,4
Σ	-45201	-253126

Отже після того як буде встановлення СЕС, річні витрати підприємства на електроенергію будуть становити 253126 гривень.

Так як сонячна електростанція не покриває всі витрати електроенергії супермаркету площа якого становить 200 м² то ми проводим розрахунок коштів які підприємство може заощадити за час експлуатації СЕС

3.6 Деградація та її наслідки на сонячні батареї

Деградація сонячних фотоелектричних (PV) модулів спричинена низкою факторів, які впливають на їхню ефективність, продуктивність та

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		131

термін служби. Однією з причин, що сприяють зниженню продуктивності сонячних фотоелектричних установок, є проблема старіння.

Оскільки продуктивність сонячної панелі з часом знижується, це називається деградацією фотоелектричних модулів. Сонячні батареї створені для того, щоб перетворювати сонячне світло в енергію, але з часом деякі речі можуть призвести до їх погіршення, знижуючи їх ефективність і вироблення енергії. Знос фотоелектричних модулів може мати як внутрішні, так і зовнішні джерела. Такі елементи навколишнього середовища, як температура, вологість, вітер та ультрафіолетове випромінювання, є прикладами зовнішніх впливів. Ці елементи потенційно можуть завдати шкоди сонячним елементам або шару, який їх захищає, що в кінцевому підсумку може призвести до зниження ефективності. Погіршення електричних зв'язків між елементами або несправності сонячних елементів, такі як переломи або забруднення, є прикладами внутрішніх проблем. Конструкція сонячної панелі, умови її експлуатації та якість матеріалів, що використовуються при її виготовленні, впливають на швидкість деградації панелі. Виробники часто пропонують гарантії, які гарантують певний рівень продуктивності протягом певного періоду часу, іноді 25 або 30 років, і які можуть дати уявлення про прогнозовані темпи деградації.

Висока температура є основною причиною деградації фотоелектричних модулів. Коли сонячна панель піддається впливу високих температур, це може спричинити кілька форм пошкодження, які знижують ефективність панелі та загальну продуктивність. Деякі способи, якими високі температури можуть спричинити деградацію фотоелектричних модулів, включають:

Термічний стрес: Високі температури можуть призвести до термічного стресу всередині сонячної панелі, що може призвести до поломки або розшарування сонячних елементів або інших компонентів.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докum.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		132

Електричний опір: Електричний опір сонячних елементів і взаємозв'язків збільшується зі збільшенням температури, що може знизити ефективність панелі.

Волога також може бути причиною деградації фотоелектричних модулів. Волога може потрапляти в сонячну панель різними шляхами, наприклад, через тріщини або дефекти в захисних шарах панелі або через електричні контакти між елементами. Потрапляючи всередину панелі, волога може спричинити кілька форм пошкоджень, які знижують ефективність і загальну продуктивність панелі. Волога може призвести до деградації фотоелектричних модулів через такі механізми:

Корозія: Волога може призвести до корозії металевих деталей сонячної панелі, включаючи раму та електричні з'єднання. Це може призвести до підвищення стійкості та зниження ефективності.

Розшарування: матеріали, що використовуються в сонячних панелях, такі як капсулятор або задній лист, можуть розшаруватися в результаті вологи. Це може призвести до розділення шарів, піддаючи сонячні елементи впливу вологи або інших зовнішніх елементів.

Витік електричного струму: волога також може призвести до витіку електричного струму між елементами сонячної панелі або іншими компонентами. Це може призвести до зниження ефективності та підвищення ймовірності електричних пожеж або відмов.

Погіршення стану фотоелектричних модулів також може бути спричинене швидкістю вітру. Сильна швидкість вітру може піддати сонячну панель механічному впливу, що може призвести до різних типів пошкоджень, які знижують продуктивність та ефективність панелі. Нижче наведено кілька способів, за допомогою яких швидкість вітру може призвести до погіршення фотоелектричної системи:

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		133

Механічний вплив і вібрація: сильний вітер може зігнути або спричинити тремтіння сонячної панелі, що може спричинити механічне навантаження на сонячні елементи або інші частини. Це може призвести до того, що на сонячних елементах або інших компонентах з'являться мікротріщини або розшарування, що зменшить вихідну потужність панелі .

Структурні пошкодження: пошкодження конструкції сонячної панелі, такі як вигин або деформація рами чи опор, також можуть бути результатом високої швидкості вітру. Це може призвести до того, що сонячні елементи або інші компоненти не будуть вирівняні, що знизить ефективність панелі.

Хоча це часто не такий важливий фактор, як температура, вологість або швидкість вітру, сонячне випромінювання також може призвести до погіршення стану фотоелектричної енергії. Кількість сонячного світла, що потрапляє на сонячну панель, відома як сонячне випромінювання, і воно може завдати шкоди панелі низкою способів, які знижують її загальну продуктивність та ефективність.[26]

В перший рік використання сонячних панелей вони зазвичай схильні до короткочасних падінь енергоефективності в діапазоні від 1% до 3%. Після цього, згідно з багатьма дослідженнями, генерація знижується в середньому на 0,8-0,9% на рік.

Наприклад, якщо короткочасний знос панелі в перший рік становить 2%, то на 2-й рік така панель буде працювати з 98% від своєї початкової продуктивності. У майбутньому, якщо припустити, що продуктивність панелі буде знижуватися на 0,8% щороку, вона буде працювати дуже ефективно навіть після 25-річного "терміну служби".

Отже, щоб визначити приблизну прогнозовану потужність сонячної панелі на n-й рік, помножте ступінь зносу на цю кількість років (очікуваний термін експлуатації панелі) і помножте отримане число на 100%.

Під впливом гніву, викликаного деградацією сонячних панелей,

									Арк.
									134
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ОЕ-п11-01.002 ПЗ				

визначте кількість виробленої енергії за даними за перший рік виробництва сонячних панелей, Порівняйте дані за перший рік і 20 років після установки сонячних панелей на даху супермаркету. Під впливом гніву, викликаного деградацією сонячних панелей, визначте кількість виробленої енергії за даними за перший рік виробництва сонячних панелей, Порівняйте дані за перший рік і 20 років після установки сонячних панелей на даху супермаркету.

Враховуючи відсоток деградації то генерація сонячних панелей показана в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 –Генерація з врахуванням деградації батарей

Рік	Генерація, кВт/год	Деградація, %
1	16328	0,8%
2	16197	0,50%
3	16036	0,50%
4	15956	0,550%
5	15876	0,50%
6	15796	0,50%
7	15718	0,50%
8	15639	0,50%
9	15561	0,50%
10	15483	0,50%
11	15405	0,50%
12	15328	0,50%
13	15252	0,50%
14	15176	0,50%
15	15100	0,50%
16	15024	0,50%
17	14949	0,50%
18	14874	0,50%
19	14800	0,50%
20	14726	0,50%

Генерація сонячної електростанції на протязі 20 років роботи буде становити

$$E_{річна} = E_1 + E_2 + \dots + E_{20} = 309224 \text{ кВт} / \text{год.}$$

Якщо порівняти кількість електроенергії, що виробляється сонячними електростанціями за 20 років, то в перший рік після установки сонячних електростанцій було вироблено 16328 кВт*год. А через 20 років, за проведеними розрахунками, сонячна електростанція буде виробляти на 12,8% менше електроенергії, отже її вироблення складе 14726 кВт*год. Через 20 років експлуатації сонячна електростанція втратить 1602 кВт*год від своєї первісної потужності.

Якщо установка сонячних панелей не буде проведена і супермаркет щороку буде споживати стільки ж електроенергії, скільки які в рік коли проводились дослідження, то вартість споживання електроенергії виробництвом протягом 20 років буде занесена в таблицю 3.10.

Таблиця 3.10. – Вартість споживання електроенергії виробництвом протягом

Рік	Споживання, кВт/год	Витрати, грн
1	61524	344534
2	61524	344534
3	61524	344534
4	61524	344534
5	61524	344534
6	61524	344534
7	61524	344534
8	61524	344534
9	61524	344534
10	61524	344534
11	61524	344534
12	61524	344534
13	61524	344534
14	61524	344534
15	61524	344534
16	61524	344534
17	61524	344534
18	61524	344534
19	61524	344534
20	61524	344534
Σ		6 890 688

Отже сумарна сума витрат на електроенергію на протязі 20 років буде становити 6 890 688 грн.

Наступним кроком розраховуємо витрати на електроенергію на протязі 20 років тільки вже враховуємо до уваги генерацію сонячної електростанції на витрати електроенергії на протязі 20 років та заносимо данні в таблицю 3.11

Таблицю 3.11 – Витрати електроенергії на протязі 20 років

Рік	Спож-Ген, кВт/год	Витрати, грн
1	45196	253097,6
2	45327	253831,2
3	45488	254732,8
4	45568	255180,8
5	45648	255628,8
6	45728	256076,8
7	45806	256513,6
8	45885	256956
9	45963	257392,8
10	46041	257829,6
11	46119	258266,4
12	46196	258697,6
13	46272	259123,2
14	46348	259548,8
15	46424	259974,4
16	46500	260400
17	46575	260820
18	46650	261240
19	46724	261654,4
20	46798	262068,8
Σ		5159034

Дізнаємось яку суму коштів зекономить підприємство на протязі 20 років після того як було змонтовано СЕС.

$$C_{\text{екон}} = C_{\text{спож}} - (C_{\text{спож-ген}} + C_{\text{кап}});$$

$$C_{\text{екон}} = 6890688 - (5159034 + 634420) = 1097234 \text{ Гривень.}$$

Підприємство зможе з економити 1097234 грн.

Висновок до розділу

У цьому розділі було досліджено потенціал кліматичних умов у місті Умань та проведено аналіз місячної та річної сонячної інсоляції. На основі отриманих даних було спроєктовано сонячну електростанцію на будівлі супермаркету. Також було проведено підбір обладнання, що відповідає технічним вимогам та умовам експлуатації. Ретельний аналіз показав, що впровадження цієї СЕС є економічно доцільним рішенням, оскільки забезпечує ефективне використання сонячної енергії, що сприяє зниженню витрат на електроенергію та підвищенню енергоефективності будівлі.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		138

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

4.1 Загальна властивість об'єкта, його технічні характеристики систем енергопостачання

Сонячна електростанція - це тип енергетичної установки, яка підключена до загальної електромережі. Вона включає певну кількість сонячних панелей, один або кілька інверторів, обліковий вузол електроенергії та обладнання для підключення до мережі.

У проєкті було розглянуто супермаркет площею 200 м², на даху якого передбачено встановлення сонячної електростанції (СЕС). Висота будівлі становить 5 метрів, дах будинку є плоским.

Конфігурація сонячної електростанції для домашнього господарства може змінюватись в залежності від потреб та вимог власників. Проте типова домашня СЕС зазвичай складається з наступних компонентів:

- Панелі, що містять сонячні (фотоелектричні) елементи. Вони є основним елементом станції, що генерує електроенергію.
- Мережевий інвертор, який перетворює постійний струм на змінний, що дозволяє використовувати його для живлення побутових електроприладів, що працюють на напрузі 220 В, або передавати в зовнішню електромережу для продажу.
- Контролер, який є "серцем" сонячної електростанції, забезпечуючи злагоджену роботу всіх компонентів СЕС і плавність подачі електроенергії.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>				
Зм.	Кільк	№ докум	Підпис	Дата					
Разробив	Євсєєв						Аркуш	Аркушів	
Провірів	Третьакова						139	161	
Н. Контр.	Ярмолюк				ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ			НН ІЕЕ, ОЕ-п11	
Затвердив	Третьакова								

Таблиця 4.2 -Характеристики інвертора Solinteg МНТ-20К-40 [23]

Вхідні характеристики постійного струму		Вихідні характеристики змінного струму	
Макс. потужність постійного струму, (Вт)	3000	Макс. потужність змінного струму, (Вт)	22000
Макс. напруга постійного струму, (В)	1000	Номінальна потужність змінного струму, (Вт)	20000
Номінальна напруга, (В)	620	Макс. змінний струм на виході, (А)	33,5
Діапазон напруг постійного струму МРРТ, (В)	200-1000	Номінальний пусковий струм АС, (В)	400
Пускова напруга, (В)	135	Макс. пусковий струм АС, (А)	40
Комутаційна напруга, (В)	180	Номінальна частота змінного струму, (Гц)	50/60
Максимальний струм DC, (А)	26	Вихідний струм THDi	<3%
Кількість МРРТ, (шт.)	2		

4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході монтажу та експлуатації енергетичного об'єкта

Монтаж буде виконувати бригада в обсязі 10 монтажників з яких четверо працівників мають IV групу з електробезпеки а інші шестеро мають III групу з електробезпеки. Роботи плануються проводитись в літній час, орієнтовний термін виконання робіт 4-6 тижнів.

Перед тим як почнуться виконуватись роботи працівники повинні дотримуватись таких вимог:

- Отримати завдання та пройти повний інструктаж.
- Ознайомитись з інформацією про особливості об'єкта та познайомитись з правилами монтажу СЕС.
- Застосувати захисний одяг.
- Перевірити наявність необхідних для виконання робіт інструментів , їх технічний стан , а також наявність попереджувальних знаків.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		141

7. Введення в експлуатацію:

- Оформлення необхідної документації.
- Проведення офіційного запуску системи.

Після того як закінчився монтаж настає момент коли проводяться роботи з експлуатації а саме:

1. Регулярне технічне обслуговування:

- Огляд та очищення сонячних панелей від пилу, бруду та інших забруднень.

- Перевірка стану кріплень та конструкцій.
- Огляд і обслуговування електричних з'єднань та інверторів.

2. Моніторинг та аналіз продуктивності:

- Постійний контроль роботи системи за допомогою спеціалізованих програмних засобів.

- Аналіз даних щодо виробництва електроенергії та виявлення можливих проблем.

3. Ремонтні роботи:

- Усунення виявлених несправностей та пошкоджень.
- Замінення пошкоджених або зношених компонентів.

4. Планове обслуговування:

- Проведення періодичних оглядів системи згідно з рекомендаціями виробника.

- Оновлення програмного забезпечення інверторів та інших електронних компонентів.

5. Вдосконалення та модернізація:

- Оцінка можливостей для підвищення ефективності системи.
- Впровадження нових технологій та методів для поліпшення продуктивності [30].

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		143

4.3.Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Під час монтажу сонячних електростанцій можуть виникати різні шкідливі і небезпечні виробничі чинники. Всі шкідливі виробничі фактори ГОСТ поділяє на наступні групи [28]:

1. Фізичні чинники:

1.1 Механічні небезпеки:

- Падіння з висоти при встановленні панелей на дахах або інших конструкціях. Висота приміщення на якому планується монтаж панелей становить 5 метрів.

- Пошкодження від інструментів та обладнання (удари, порізи).

- Є ризик обвалення конструкцій під час монтажу. Так як криша покрита металочерепицею.

1.2 Електричні небезпеки:

- Ураження електричним струмом при підключенні панелей та інверторів. Напруга яку видють панелі становить 40 В, а напруга інвертора 220 В.

- Пожежонебезпечні ситуації через короткі замикання або неправильне підключення.

1.3 Шум:

- Високий рівень шуму від електроінструментів та обладнання може призвести до втрати слуху. При рівні шуму 90 дБ безпечний час впливу становить приблизно 8 годин, при 100 дБ – лише 2 години.

1.4 Вібрація:

- Вібрація від інструментів може призвести до втоми та травм суглобів та м'язів.

2. Хімічні чинники:

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		144

2.1 Шкідливі речовини:

- Контакт з хімічними речовинами, які використовуються для очищення панелей а саме ацетон, розчинник, вони можуть викликати подразнення шкіри та очей. Також є ще різні герметики які можуть викликати подразнення шкіри.

2.2 Пил:

- Пил від будівельних матеріалів може викликати респіраторні захворювання.

3. Біологічні чинники:

3.1 Мікроорганізми та комахи:

- Можливість укусів комах або контакту з мікроорганізмами при роботі на відкритому повітрі.

3.2 Рослинність:

- Алергічні реакції на пилок або контакт з отруйними рослинами.

4. Психофізіологічні чинники:

4.1 Фізичне навантаження:

- Тривале фізичне навантаження та підняття важких об'єктів може призвести до м'язових травм. Під час розвантаження панелей із вантажного автомобіля. Вага однієї панелі становить 18 кг.

4.3 Стрес та втома:

Високий рівень стресу та втоми через інтенсивність робіт та дотримання жорстких строків.

					ОЕ-п11-01.002 ПЗ	Арк.
						145
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.3. – Різновиди та класифікація небезпек під час мотажу [32]

Небезпека	Ймовірність	Серйозність	Рівень ризику	Заходи контролю
Падіння з висоти	Висока	Висока	Критичний ризик	Використання страховки, огорожень, навчання безпечним методам роботи на висоті.
Ураження електричним струмом	Середня	Висока	Дуже високий ризик	Вимкнення живлення під час робіт, використання інструментів з ізольованими ручками, навчання працівників.
Контакт з хімічними речовинами	Низька	Середня	Середній ризик	Використання захисного одягу, рукавиць, окулярів, інструктаж щодо роботи з хімічними речовинами.
Пил	Середня	Низька	Середній ризик	Використання масок, систем вентиляції, регулярне очищення робочої зони.
Стрес і втома	Висока	Середня	Високий ризик	Організація робочого часу з перервами, психологічна підтримка, навчання.

4.4 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Таблиця 4.4. – Технічні заходи [28]

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Огороджувальних засобів	огорожа навколо СЕС	Металочерепиця, висота 1.8 з відступом 4 м., з сітчастими дверима та з знаком безпеки «Висока напруга»
Заземлення	Встановлено заземлення здійснене до заземлюючого контуру цеху	$R_{\text{заз}} = 8 \text{ Ом}$
Сигналізація	Розміщення на огорожі сигналізації	Світлова та звукова сигналізація
Знак безпеки	Розміщення на дверцятах огорожі знаку безпеки	«Висока напруга»

Таблиця 4.5 – Організаційні заходи [28]

Організаційні заходи з електробезпеки		
Розміщення плакатів безпеки	Розміщення плакатів безпеки Поблизу СЕС	«заборонні», «вказівні», «застережні»
Виду дозвільного документу	виконання монтажних робіт	Вказується конкретне завдання, до роботи допускаються працівники з рівнем допуску не нижче III.
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги.	Наряд-допуск на конкретні терміни роботи

Таблиця 4.7 – Перелік електрозахисних засобів[27].

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Захисні пристосування	Ізольовані килимки, плакати безпеки	Виконання робіт	0,4 – 10 кВ Раз у 12 місяці
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 10 кВ	Підключення СЕС. Періодичні випробування – кожні 6 місяці

Правильний вибір і використання ЗІЗ є критично важливим для забезпечення безпеки працівників при монтажі сонячних панелей. Регулярний огляд та обслуговування цих засобів також є невід'ємною частиною забезпечення їхньої ефективності та надійності.

4.6 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків пожеж

Відповідно до норм з пожежної безпеки на об'єкті наведені первинні засоби до тушіння пожеж, а також технічні та організаційні засоби – у разі виникнення пожежі. Результати вибору наведені у таблиці 4.8 [29]

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		149

Таблиця 4.8 – Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Порошковий вогнегасник ВП-5	переносний вогнегасник із зарядом вогнегасної речовини-5кг, тривалість дії – 12 с	Розміщено в будці, яка знаходиться на території СЕС
Блискавкозахист	LPS та ESE	ІІІ категорія
Організаційні заходи	Забезпечення дотримання протипожежних вимог	Підготовка плану дій з попередження пожеж і ліквідації їх наслідків
	Протипожежний інструктаж.	Особи яких приймають на роботу мають бути ознайомлені з правилами дій у виникненні Небезпеки
Організаційні		
План дій з попередження пожеж	Вимоги до евакуаційних заходів	Відділ з охорони праці
	План евакуації	
	Забезпечення дотримання протипожежних вимог	
	Виконання приписів і постанов органів державного пожежного нагляду	

4.7 Розрахунок захисного заземлення

Вихідні дані:

1. Об'єкт, що захищається — Сонячна електростанція .
2. Об'єкт, що захищається — стаціонарний.
3. Напруга мережі — 220 В.
4. Тип мережі — Глухо заземлений нейтральний провід.
5. Тип пристрою заземлення — вертикальний (труби).
6. Розмір вертикальних заземлювачів: довжина l_B — 7 м; діаметр труб d — 0,10 м; товщина стінки труб — 8 мм.
7. Відношення відстані між трубами до їхньої довжини $l_B/l_B = 1$.
8. Розмір заземлювача який з монтовано горизонтально (з'єднувальної стрічки): довжина $L_s = L_{zs}$ — відповідно до з розрахунку, м; ширина стрічки b_s — 0,1 м.
9. Глибина на яку закладено вертикальні заземлювачі. $h_v = 2$ м горизонтальні $h_g = 2$ м.
10. Розташування заземлювачів попередньо приймають за чотирикутним контуром при кількості стержнів від 4 до 100 та в один ряд при числі стержнів від 2 до 20
11. Ґрунт — чорнозем; склад — однорідний; вологість — середня; агресивність — нормальна.
12. Зона клімату — I

Нормативне допустиме значення опору розтікання струму в пристрої заземлення $R_A = 4$ Ом.

Визначимо $R_{\text{розрах.Г}}$ — розрахунковий опір ґрунту для заземлювачів що розташовуються горизонтально, Ом

$$R_{\text{розрах.Г(В)}} = R_{\text{табл}} \cdot K_{\text{св.Г(В)}}.$$

де $R_{\text{табл}}$ - приблизне значення питомого опору ґрунту;

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		151

Ксв.Г(В). - коефіцієнтисезонності для заземлювачів що розташовуються горизонтально або вертикально.

Розраховуємо питомий опір ґрунту, який рекомендується для приблизних розрахунків.

$$R_{\text{ТАБЛ}} = 30 \text{ Ом}$$

Визначаємо коефіцієнт сезонності Ксв для заземлювачів, що розташовуються вертикально в нашій кліматичній зоні (І), при вологості, яка вважається нормальною та електропроводу, що розташовується вертикально довжиною $L_B = 5 \text{ м}$,

$$\text{прийmemo Ксв} = 1,2.$$

Проведемо визначення КСГ — коефіцієнт сезонності для заземлювача що розташовується горизонтально. Використавши таблицю 2 прийmemo для II зони КСГ = 2,4

Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту для заземлювачів що розташовуються вертикально

$$R_{\text{РОЗР.В.}} = 30 \cdot 1,2 = 36 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту для заземлювачів що розташовуються горизонтально, Ом · м, за виразом:

$$R_{\text{РОЗР.Г.}} = 30 \cdot 2,4 = 72 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Визначимо відстань починаючи з поверхні землі і до середини заземлювача що розташовується вертикально

$$t = h_B + \frac{L_B}{2}.$$

де $h_B = 2 \text{ м}$ - Глибина закладання заземлювача що розташовується вертикально;

$L_B = 5 \text{ м}$ - довжина електроду що розташовується вертикально

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		152

$$t = 2 + \frac{5}{2} = 4,5,$$

Опір розтікання струму по одному з вертикальних заземлювачі R_B визначаємо

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{P_{PO3P.B}}{L_B} \left(\lg \frac{2L_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + L_B}{4t - L_B} \right).$$

де $d = 0,05$ м діаметр труби;

t - відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача,

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{36}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,1} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 4,5 + 5}{4 \cdot 4,5 - 5} \right) = 5,59.$$

Розраховуємо теоретичну кількість заземлювачів які розташовані вертикально – пТВ не враховуючи коефіцієнт використання η_{BB} , тобто $\eta_{BB} = 1$

$$n_{TB} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_{B.B}}$$

де $R_d \leq 40$ Ом - допустиме значення опору розтікання струму в заземлюючому пристрої;

R_B - опір розтіканню струму в одному вертикальному заземлювачі, Ом;

$\eta_{BB} = 1$ - коефіцієнт використання заземлювача що розташовується вертикально

$$n_{TB} = \frac{5,59}{4} = 1,39.$$

Знаходимо коефіцієнт використання заземлювача що розташований вертикально - n_{BB} при його розташуванні у відповідності до вихідних даних чи за чотирикутним контуром з числом заземлювачів $n_{TB} = 3$ та при відношенні

$$\frac{L_B}{l_B} = 1.$$

					<i>OE-n11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		153

$L_{зс}$ — довжина, м, з'єднувальної стрічки
 заземлювача що розміщується горизонтально; $h_з = 1$ м, глибина
 закладання горизонтальних заземлювачів;

$b_с$ — 0,1 м - ширина стрічки

$$R_{ГЗС} = 0,366 \cdot \frac{144}{36,75} \cdot \lg \frac{2 \cdot 1350,6}{0,1 \cdot 0,1} = 7,78.$$

Знаходимо $n_{ВГ}$, - коефіцієнт використання горизонтального
 заземлювача при розташуванні вертикальних заземлювачів
 згідно з вихідними даними або за чотирикутним контуром при
 відношенні $\frac{L_B}{l_B} = 1$

та необхідній кількості вертикальних заземлювачів $n_{вв} = 7$. приймаємо
 $n_{Г} = 0,4$.

Визначається за $R_{РОЗР.Г}$ – розрахунковий опір розтікання струму в
 горизонтальному заземлювачі (з'єднувальній стрічці) при кількості
 електродів.

$$R_{РОЗР.В} = \frac{R_{ГЗС}}{n_{Г} \cdot n_{В.Г}}$$

де $R_{ГЗС}$ - опір, Ом, розтікання струму в заземлювачі що розташовується
 горизонтально (з'єднувальній стрічці);

$n_{Г}$ – кількості електродів;

$\eta_{ГС}$ – коефіцієнт використання горизонтального стрічкового
 електрода,

$$R_{РОЗР.В} = \frac{7,78}{1 \cdot 0,4} = 19,45.$$

Визначаємо розрахунковий теоретичний опір - $R_{РОЗР.В}$, Ом,
 розтіканню струму у вертикальних та горизонтальних заземлювачах

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		155

$$R_{розр.г} = \frac{1}{\frac{1}{R_{розр.в}} + \frac{1}{R_{розр.г}}}$$

$R_{РОЗР.В}$ – розрахунковий опір, Ом, розтіканню струму у вертикальних заземлювачах

$R_{РОЗР.Г}$ – розрахунковий опір розтіканню струму в горизонтальному заземлювачі

$$R_{розр.г} = \frac{1}{\frac{1}{1,69} + \frac{1}{19,45}} = 1.55.$$

Отриманий розрахунковий опір розтіканню струму відповідає вимогам ПУЕ $R_{розр.в.г.} \leq 4\text{Ом}$

Висновок до розділу

У розділі охорони праці та пожежної безпеки було розглянуто основні параметри монтажу сонячної електричної станції та визначено її категорію пожежної безпеки, а також важкість і напруженість праці під час монтажу. З урахуванням цих параметрів та інших факторів було проведено оцінку умов праці. Для виконання монтажних робіт необхідна бригада з 10 осіб групи допусків яких становлять III та IV. Робочий час триває з 8:00 до 17:00, включаючи одну годину на обідню перерву, що в сумі становить 8 годин робочого часу на день.

За правила з охорони праці під час монтажу сонячних панелей можна використовувати нормативно-правові документи

При експлуатації сонячних панелей необхідно дотримуватися наступних нормативно-правових документів: Закон України «Про використання альтернативних джерел енергії», «Інструкція з охорони праці

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		156

при експлуатації стаціонарних свинцево-кислотних акумуляторних батарей».
«Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті».

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						157
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ. ПОСИЛАННЯ

1. Відновлювальні джерела енергії. *Енциклопедія Сучасної України*.
URL: <https://esu.com.ua/article-34395> (дата звернення: 07.06.2024).
2. Кудрі С.О. ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ 16 с.
URL: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Monografia_final_21.12.2020.pdf.
3. Кудрі С.О. ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ 116 с.
URL: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Monografia_final_21.12.2020.pdf.
4. Будова сонячної станції. URL: <https://sun-energy.com.ua/articles/budivnytstvo-ses-3>.
5. З чого складається сонячна електростанція -
URL: <https://www.032.ua/list/451539>
6. Види сонячних панелей. URL: https://solarfamily.ua/blog/yaki-buvayut-sonyachni-paneli-yihni-riznovidy-ta-harakteristiki_1
7. Монтаж СЕС на покрівлі будинку. URL: <https://spline.biz/blog/kak-samostoyatelno-ustanovit-solnechnye-paneli-na-kryshe/>.
8. Інсоляція: що це, якою вона буває та від чого залежить? - Atmosfera. URL: <https://www.atmosfera.ua/media/insolyaciya-sho-ce-yakoyu-vona-buvaye-ta-vid-chogo-zalezhit-atmosfera>
9. Global Solar Atlas. *Global Solar Atlas*.
URL: <https://globalsolaratlas.info/download/ukraine> (date of access:
10. Вітроелектростанція (ВЕС), вітрогенератори та
URL: <https://mcl.kiev.ua/vetrovye-elektrostantsii-ves-vetrogeneratory-i-vetryaki/>.
11. Paytex. Вітрогенератори - енергія вітру для побуту І Пайтекс Блог. *led.paytex*. URL: <https://www.led.paytex.com.ua/post/vitrogeneratory-vse-pro-energiyu-vitru>.

					ОЕ-п11-01.002 ПЗ	Адк.
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		158

12. Вертикальний вітрогенератор. URL: <https://alternative-energy.com.ua/uk/yak-praczuje-vertikalnij-vitrogenerator/>.
13. Вітроенергетика | TrueElectro. *TrueElectro*. URL: <https://trueelectro.com.ua/wind-power/>.
14. Зелений тариф в Україні: URL: <https://avenston.com/articles/fit-in-ukraine/>.
15. Методичні вказівки з курсу «Технічні системи обліку електроенергії», розділ – АСКОЕ і ЛУЗОД / За редакцією: доцент Коваль В.П. – Тернопіль: ТНТУ, 2014.
16. Офіційний сайт ПАТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО»
17. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). *EU Science Hub*. URL: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en.
18. Умань: Клімат. . URL:
19. JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission. *JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission*. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
20. Все про сонячні панелі: типи, характеристики, особливості застосування. <https://130.com.ua/uk/vse-o-solnechnyh-panelyah/>.
21. ► Сонячна панель Amerisolar AS-6M30-310W, Mono. *Vencon*. URL: <https://vencon.ua/ua/products/amerisolar-as-6m30-310w-mono>.
22. Solargis Prospect. *Solargis Home*. URL: <https://apps.solargis.com/prospect/map?c=50.429518,30.498047,5↦s=50.433331,30.51667>.
23. 20 кВт трьохфазний гібридний інвертор Solinteg МНТ-20К-40 Солінтег 20 кВт з Wi-Fi. URL: <https://sunservis.com.ua/ua/p1820825739-kvt-trehfaznyj-gibridnyj.html>.
24. Лічильник електроенергії Actaris ACE SL7000 CL 0.5S URL: https://sun-energy.com.ua/solar-power/electricity_meters/ace_7000_05s.

					ОЕ-п11-01.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		159

25. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-ystanovlennya-zelenih-tarifiv-na-elektrichnu-energiyu-viroblenu-generuyuchimi-ustanovkami-privatnih-domogospodarstv-7>.
26. Investigation of Degradation of Solar Photovoltaics: A Review of Aging Factors, Impacts, and Future Directions toward Sustainable Energy Management. *MDPI*. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/9/3706>.
27. ДСТУ 7239:2011 Система стандартів безпеки праці. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація
28. ДСТУ-Н Б А.3.2-1:2007 Система стандартів безпеки праці. Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використанні в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва
29. НАПБ А.01001 Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників
30. ДБН 2.09.04-87. Державні будівельні норми. Адміністративні та побутові будівлі.
31. Третьякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2008. 310 с.
32. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті (НПАОП 0.00-1.15-07). Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 4 червня 2007 р. за N 573/13840. Режим доступу до ресурсу URL:
33. Перелік робіт з підвищеною небезпекою (НПАОП 0.00-4.12-2005). Затверджено Наказ Держнаглядохоронпраці України від 26.01.2005. Режим доступу до ресурсу URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0232-05>
34. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення : ДБН В.2.5-23:2010. – Офіц. вид. – К. : Мінрегіонбуд України, 2010. – 104 с. – Державні будівельні норми України

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						160
Зм.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

35. Попов В.А., Замулко А.І., Ярмолюк О.С., Журавльов А.О. Системи електропостачання: методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка, електромеханіка освітньої програми «Системи забезпечення споживачів електричною енергією». Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. – 121 с.

36. Силовий оливний трансформатор ТМ. . URL: <https://transf.com.ua/p-transformatory-sylovi-masliani/typ-tm/>.

37. В.П. Калінчик. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИЗАЦІЯ ЕНЕРГОСИСТЕМ РОЗРАХУНКОВО – ГРАФІЧНА РОБОТА. Київ.

					<i>ОЕ-п11-01.002 ПЗ</i>	Арк.
						161
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		