

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Інститут Електроенергетики  
(інститут)  
Електротехнічний факультет  
(факультет)  
Кафедра електроенергетики  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
**кваліфікаційної роботи ступеню магістра**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Крижановського Сергія Віталійовича  
(ПІБ)

академічної групи 141М-20-1  
(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(офіційна назва)

на тему Розробка децентралізованої системи електропостачання житлового КОМПЛЕКСУ (назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Лисенко О. Г.			
розділів:				
Розділ 1	Лисенко О. Г.			
Розділ 2	Лисенко О. Г.			
Розділ 3	Тимошенко Л.В.			
<b>Рецензент</b>				
<b>Нормоконтролер</b>	Олішевський Г.С.			

Дніпро  
2021

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри

електроенергетики  
(повна назва)

\_\_\_\_\_ Папаїка Ю. А.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню магістра**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Крижановському С. В. академічної групи 141М-20-1  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(офіційна назва)

на тему Розробка децентралізованої системи електропостачання житлового комплексу,  
затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.11.2021 р. № 969-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Розділ 1</i>	Проаналізувати основні вимоги щодо реалізації електропостачання об'єктів міських електричних мереж, дати характеристику перспектив розвитку використання фотоелектричних станцій для великих господарств.	
<i>Розділ 2</i>	Розрахунок електричних навантажень житлового комплексу. Вибір основного обладнання. Розробка децентралізованої системи на основі ФЕС. Розрахунок прогнозованого електроспоживання житлового комплексу. Розрахунок прогнозованої генерації ФЕС.	
<i>Розділ 3</i>	Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати.	

Завдання видано \_\_\_\_\_ Лисенко О. Г.  
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі \_\_\_\_\_

Дата подання до екзаменаційної комісії \_\_\_\_\_

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_ Крижановський С. В.  
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка 87 стор., 18 рис., 17 табл., 3 додатків., 27 джерел

**КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ,  
ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ, РОЗПОДІЛЬЧІ МЕРЕЖІ, РОЗПОДІЛЬЧИЙ  
ПРИСТРІЙ, ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ,  
ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

Об'єктом дипломного проекту є багатоквартирний житловий комплекс за адресою вул. Гулі Корольової, 12 Г, м. Дніпро

Мета дипломного проекту : розробка системи електрозабезпечення житлового комплексу з використанням децентралізованих систем.

У вступній частині були проаналізовані вимоги щодо реалізації електропостачання об'єктів міських електричних мереж, а також розглянуті перспективи розвитку геліоенергетики в Україні.

В основній частині проведено вибір и розрахунок основного електротехнічного обладнання необхідного для реалізації проекту.

Економічне обґрунтування проекту виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію проекту.

В результаті проведених розрахунків було обрано основне обладнання, для забезпечення надійного електропостачання. Також було проаналізовано можливість використання фотогальванічних станцій як децентралізоване джерело енергії для електропостачання житлового комплексу з метою зменшення витрат пов'язаних із споживанням електричної енергії.

## Скорочення та умовні позначення

ТП – трансформаторна підстанція

РП – розподільчий пристрій

ВРП – ввідно розподільний пристрій

АВР – Автоматичний ввід резерву

ПУЕ - правила улаштування електроустановок

ДСТУ – державний стандарт України

ДЖ – джерело живлення

ЦЖ – центр живлення

КЗ - коротке замикання

ВН - висока напруга

НН - низька напруга

ПС – знижуюча підстанція

ГРП – газорозподільчий пункт

ЯУО – ящик вуличного освітлення

ТТ – трансформатор струму

СЕС – сонячна електростанція;

ФЕМ – фотоелектричний модуль

ВДЕ – Відновлювальні джерела енергії

## Зміст

РЕФЕРАТ .....	3
Скорочення та умовні позначення.....	4
Вступ .....	7
<b>1 ВСТУПНА ЧАСТИНА .....</b>	<b>9</b>
<b>1.1 Аналіз основних вимог щодо реалізації електропостачання об'єктів міських електричних мереж .....</b>	<b>9</b>
1.1.1 Типові схеми високовольтних мереж системи електропостачання міста.....	9
1.1.2 Типові схеми та обладнання внутрішньоквартальних систем електропостачання .....	10
1.1.3 Категорії надійності споживачів електричної енергії.....	17
<b>1.2 Аналіз перспектив розвитку геліоенергетики. ....</b>	<b>18</b>
1.2.1 Сучасний стан розвитку геліоенергетики України .....	18
1.2.2 Аналіз зміни структури генеруючих потужностей в Україні .....	22
1.2.3 Оцінка потенціальних можливостей вироблення електричної енергії сонячними електростанціями України .....	24
1.2.4 Особливості конструкції та принцип роботи СЕС .....	26
1.2.5 Аналіз сучасного ринку геліоенергетики .....	28
<b>1.3 Характеристика об'єкту проектування та вимоги технічного завдання щодо розробки системи електропостачання.....</b>	<b>29</b>
<b>1.4 Висновки та постановка задач щодо проектування системи електропостачання житлового комплексу, та впровадження фотоелектричної станції як децентралізоване джерело живлення. ...</b>	<b>31</b>
<b>2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.....</b>	<b>32</b>
<b>2.1 Характеристика об'єкта проектування. ....</b>	<b>32</b>
<b>2.2 Розрахунок електричних навантажень багатоквартирного житлового комплексу. ....</b>	<b>33</b>
2.2.1 Розрахунок першої секції шин ВРП.....	35
2.2.2 Розрахунок другої секції шин ВРП. ....	35
2.2.3 Розрахунок секції шин ЩГЖ.....	36
<b>2.4 Світлотехнічний розрахунок паркінгу та зони загального користування житлового комплексу. ....</b>	<b>36</b>
<b>2.5 Вибір обладнання для електрозабезпечення будинку. ....</b>	<b>39</b>
<b>2.6 Вибір системи обліку електроенергії житлового будинку та окремих об'єктів інфраструктури</b>	<b>46</b>
<b>2.7 Вибір вимірювальних трансформаторів струму .....</b>	<b>47</b>
<b>2.8 Проектування та розрахунок фотоелектричної електростанції .....</b>	<b>49</b>
2.8.1 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) до встановлення на ФЕС .....	49
2.8.2 Визначення конструктивних параметрів окремого стола ФЕМ .....	57

2.8.3 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму.....	59
2.8.4 Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів з урахуванням втрат потужності в мережі постійного струму та інверторах .....	60
2.8.5 Розрахунок продуктивності ФЕС.....	61
2.8.6 Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ.....	64
2.8.7 Вибір параметрів комутаційної захисної апаратури в мережі 0,4 кВ.....	66
Вибір автоматичних вимикачів. ....	66
<b>3 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ.....</b>	<b>67</b>
Вступ .....	67
3.1 Розрахунок капітальних інвестицій .....	68
3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат.....	72
3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань.....	73
3.2.2 Визначення річних втрат на технічне обслуговування та поточний ремонт.....	76
3.2.3 Визначення річної економії.....	77
3.2.4 Визначення та аналіз показників економічної ефективності.....	77
Висновки .....	80
Список використаної літератури:.....	81

## Вступ

Сьогодні одним з основних пріоритетів розвитку енергетики в більшості розвинених країн є використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ).

Станом на 2021 рік встановлена потужність ВДЕ в Україні становить:

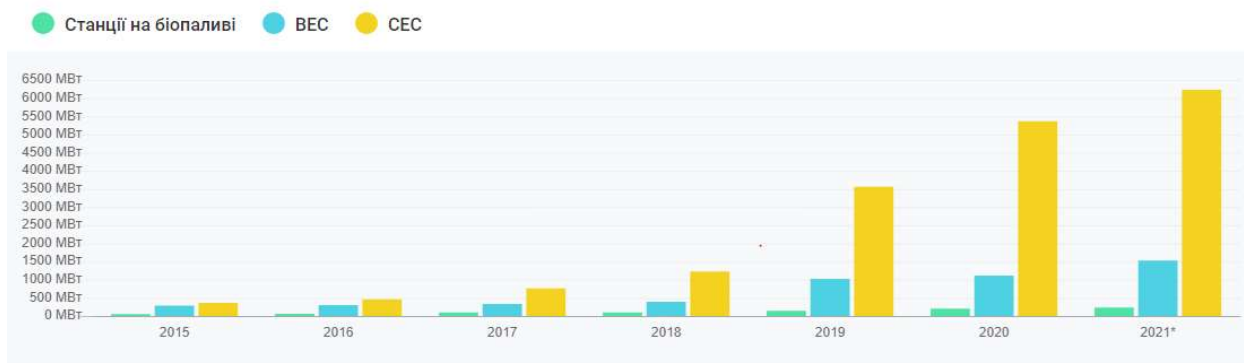
- ТЕС – 6105 МВт;
- ГАЕС – 1488 МВт;
- СЕС – 5508 МВт;
- ВЕС – 1263 МВт;
- Станції на біопаливі – 200 МВт.

Нижче наведені діаграми та графіки що характеризують частку ВДЕ в системі енергозабезпечення України (рис.1-3). [1]



Рисунок 1-Встановлена потужність ОЕС України станом на березень 2021 р. Рисунок 2-Потужність обладнання ВДЕ станом на березень 2021р.

### Встановлена потужність відновлювальних джерел енергії за 2015 – 2021 роки



Значення наведені без урахування тимчасово окупованих територій України. Станом на 30.11.2021

Рисунок 3 Встановлена потужність ВДЕ за 2015 – 2021 р.

В останні роки завдяки державній підтримці генерація ВДЕ зберігає достатньо стрімкий розвиток у 2021 році потужність ВДЕ збільшилась майже на 20% у порівнянні з минулим роком. Найбільший приріст потужності припадає на частку СЕС близько 16%



## 1 ВСТУПНА ЧАСТИНА

### 1.1 Аналіз основних вимог щодо реалізації електропостачання об'єктів міських електричних мереж

#### 1.1.1 Типові схеми високовольтних мереж системи електропостачання міста

Система електропостачання міста включає елементи енергетичної системи, що забезпечують розподіл електроенергії споживачам. До міських електричних мереж відносяться:

- мережі електропостачання напругою 35...110 кВ і вище, до складу яких входять кільцеві мережі зі знижуючими підстанціями (ПС), лінії і підстанції глибоких вводів (під підстанцією глибокого вводу розуміється закрита підстанція, яка розташована у житловій або промисловій зоні міста та живиться радіальною зарезервованою повітряною або кабельною лінією електропередачі);
- розподільні мережі напругою 6...10(20) кВ, до складу яких входять трансформаторні підстанції (ТП) і лінії, які з'єднують центри живлення з ТП та ТП між собою;
- розподільчі мережі до 1000 В.

Мережа електропостачання виконує дві основні функції: здійснює паралельну роботу джерел живлення і розподіляє енергію серед районів міста. Подібні мережі виконують у вигляді кільця. Напруга кільцевої мережі визначається розмірами міста. Для великих і дуже великих міст вона виконується на напругу 110...220 кВ.

Розподільні мережі залежно від рівня надійності споживачів поділяються на такі види:

- прості радіальні мережі з мінімальною надійністю;
- петельні схеми (які мають двобічне живлення) як найбільш розповсюджені для розподільних мереж міста;

- петельні автоматизовані мережі. Автоматичне введення резерву застосоване для найбільш відповідальних споживачів.[4]

### **1.1.2 Типові схеми та обладнання внутрішньоквартальних систем електропостачання**

Внутрішньоквартальна роздільна електрична мережа напругою 6- 20 кВ може приєднуватися або безпосередньо до збірних шин РП, або до шин ДЖ. У першому випадку виникає додаткова ланка у вигляді живильної мережі напругою 6-20 кВ, яка зв'язує ДЖ з РП. Розподіл електроенергії від ЦЖ або РП до ТП здійснюється розподільними мережами напругою 6-20 кВ. Схеми внутрішньоквартальних розподільних електричних мереж виконують радіальними, магістральними, змішаними, петльовими та кільцевими.

Вибір схеми залежить від необхідного рівня надійності електропостачання ЕП об'єктів квартал, їх потужності та територіального розташування між ними і відносно ЦЖ або РП. Схема розподільної мережі, яка виконується за радіальною або магістральною схемами без резервування, є найбільш простою та дешевою (рисунок 1). На цьому рисунку ТП-1 живиться за радіальною схемою окремою лінією W1, а за магістральною схемою одна лінія W2 живить ТП-2-ТП-4.

Характерною особливістю цих схем (радіальної та магістральної) є одностороннє електропостачання споживачів. У разі аварії на шинах напругою 6-20 кВ або на кожній ділянці ліній W1-W2 під дією релейного захисту (РЗ) вимикаються вимикачі Q1 або Q2 і всі ТП, які приєднані до даної лінії, припиняють подавання електроенергії споживачам на час їх ремонту. Через те що в цих радіальних і магістральних схемах відсутнє резервне живлення, знижується надійність електропостачання. Тому ця розподільна мережа використовується тільки в невеликих містах і селищах, де такі розподільні мережі напругою 6-20 кВ виконується повітряними лініями електропередачі (ЛЕП).

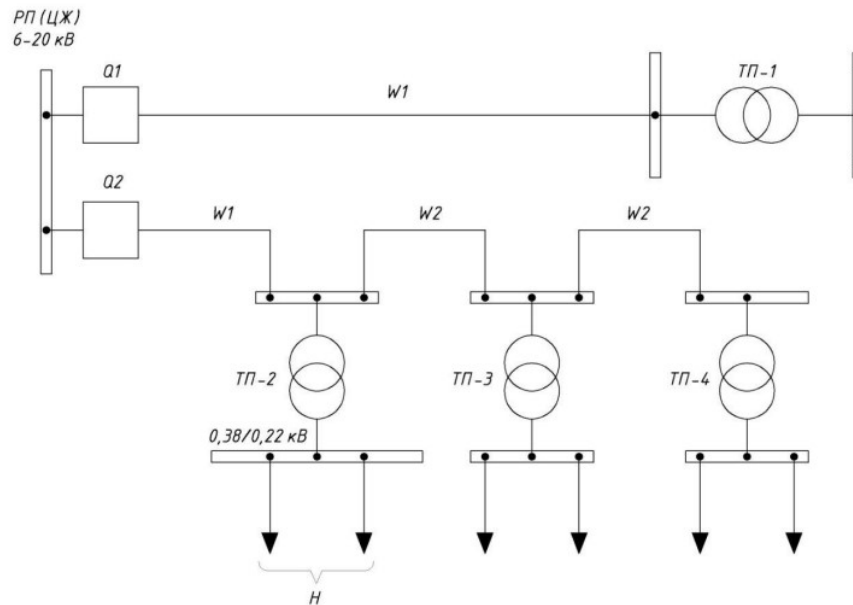


Рисунок 4 – Схема незервованої розподільної мережі напругою 6-20 кВ

Найбільшого поширення набула розподільна мережа напругою 6-20 кВ, яка виконана за петльовою схемою. Вона не авторизована, але створює можливість двостороннього живлення кожної ТП. Тому петльова схема застосовується для електропостачання ЕП 2 і 3-ї категорії надійності. На рисунку 2 наведена схема петльової розподільної мережі напругою 6-20 кВ із живленням від одного РП або ЦЖ.

У нормальному режимі роботи петльова лінія розімкнена роз'єднувачем QSp і кожна магістральна лінія живиться від РП незалежно. У разі пошкодження будь-якої ділянки на одній із ліній автоматично вимикається під дією РЗ вимикач Q1 або Q2, унаслідок чого припиняється живлення всіх споживачів, які приєднані до цієї лінії. Знайшовши місце пошкодження, цю ділянку вимикають роз'єднувачем і, замкнувши пермичку А-Б, роз'єднувачем QSp відновлюють живлення споживачів.

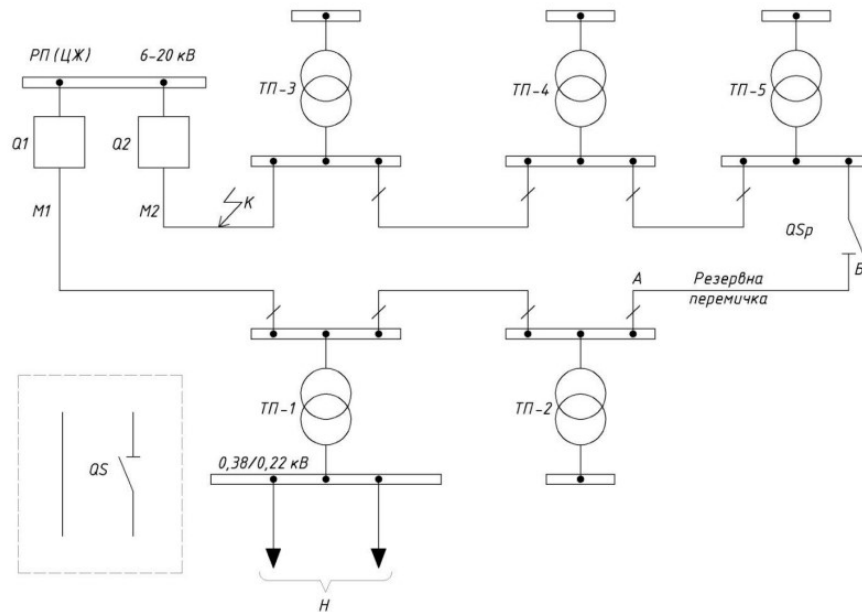


Рисунок 5 – Схема петльової розподільної мережі напругою 6-20 кВ із живленням від одного розподільчого пункту.

Наприклад, найбільш тяжким випадком буде пошкодження в точці К, оскільки живлення всього навантаження від РП здійснюється від однієї лінії, наслідком якого є небезпечна втрата напруги для останніх споживачів ТП-3, що є суттєвим недоліком петльової схеми. При цьому необхідно виконати перевірочний розрахунок ділянок ліній за умови нагрівання в післяаварійному режимі та перевірити на втрату напруги. Доцільна кількість ТП, які приєднують до РП за однією петлею, не повинна перевищувати 10-12 (5-6 ТП на одну лінію) при потужності трансформатора ТП не більше ніж 250 кВА. Недоліком петльової схеми вважається також і те, що в нормальному режимі роботи резервна перемичка не використовується для передачі електроенергії. Найбільш надійною петльовою схемою є приєднання її до двох РП, яка наведена на рисунку 3.

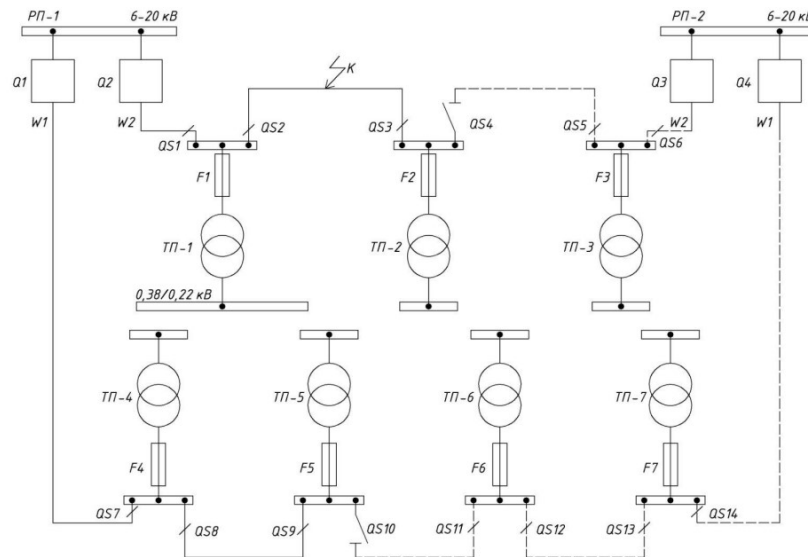


Рисунок 6 – Схема петльової і розподільчої мережі напругою 6-20 кВ від двох розподільчих пунктів

За цією схемою в нормальному режимі роботи ліній W1 і W2 розімкнені роз'єднувачем QS4, розташованим в ТП-2, і роз'єднувачем QS10 - ТП-5. Доцільним місцем розімкнення ліній вважається точка струморозподілу, оскільки при цьому відбуваються мінімальні втрати напруги і електроенергії. Кожна лінія приєднується до шин своєї РП, при цьому обидві частини ліній W1 і W2 знаходяться постійно під напругою. У разі аварії в будь-якій точці ділянки лінії W2 (наприклад, у точці К) за допомогою пристрою РЗ, який встановлений в РП-1, вимикається вимикач Q2 і ТП1 та ТП-2, які приєднані до лінії від РП-1 до струморозподілу (роз'єднувач QS4), припиняють подавання електроенергії споживачам. Для відновлення живлення ТП-1 та ТП-2 черговий персонал вимикає аварійну ділянку лінії роз'єднувачами QS2 і QS3 і для відновлення живлення ТП-1 вмикає вимикач Q2, а для живлення ТП-2 при зняттю навантаженні зі сторони НН вмикають роз'єднувач QS4, тим самим ТП-2 переводять на живлення від РП-2. Після ліквідації аварії на лінії W2 повертаються до попередньої схеми. Лінії W1 і W2 резервують ТП зі сторони напруги 6-20 кВ. Однак при пошкодженні трансформатора якоїсь ТП електропостачання споживачів, що приєднані до цієї ТП, припиняється. Враховуючи цю обставину, у схемі може передбачатись

резервування розподільних пристроїв НН ТП через електричну мережу до 1 кВ за допомогою сполучних пунктів (СП), які з'єднують між собою шини НН сусідніх ТП, що живляться від різних РП. Однак навіть при використанні СП петльова схема не забезпечує безперебійного живлення споживачів. Ушкодження кожної ділянки петльової мережі вимагає вимикання частини споживачів на час, необхідний для вимкнення пошкодженої ділянки і переведення вимкнених споживачів на живлення від неушкоджених елементів мережі діями персоналу. З більш високим ступенем надійності живлення ТП є кільцева схема, яка наведена на рисунку 4. У нормальному режимі роботи кільцева магістраль розімкнена вимикачем Qp на дві частини, кожна з яких є одиничною магістраллю, які приєднуються до різних секцій ЦЖ або РП. За такою схемою рекомендується приєднувати не більше 4-6 ТП при одиничній потужності трансформаторів до 630 кВА. Розімкнення вимикачем Qp кільцевої магістралі створює низку переваг, які властиві для петльової схеми. Ділянка між ТП-3 і ТП-6 виконує функцію резервної перемички.

Кожна з частин кільцевої магістралі розраховується на нормальне живлення основних навантажень всіх ТП при післяаварійному режимі (наприклад, при короткому замиканні (КЗ) в точці К). Кільцеві магістралі допускається застосовувати для живлення ЕП-2 і 3-ї категорій за надійністю електропостачання.

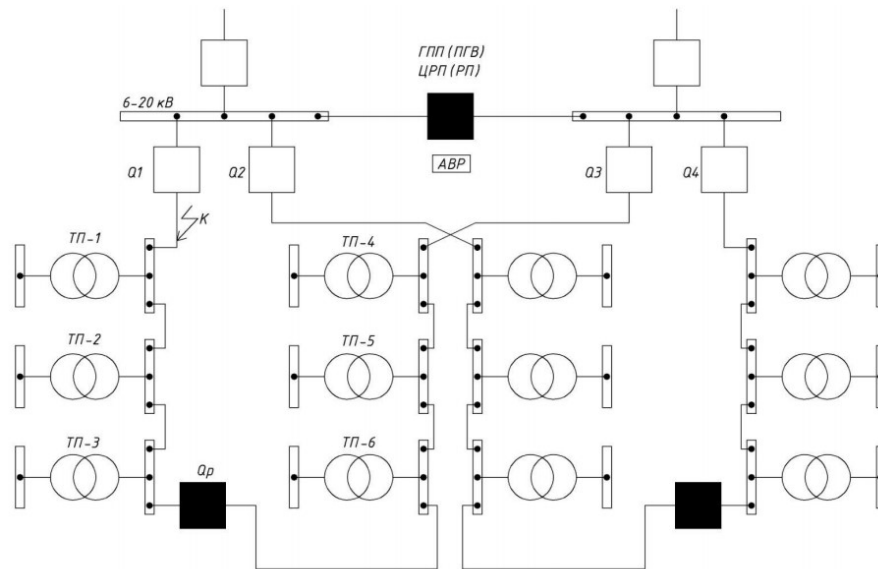


Рисунок 7 - Схема кільцевих магістралей напругою 6-20 кВ

У великих містах широке застосування знайшла двопронена схема розподільної мережі напругою 6-20 кВ із АВР зі сторони НН. Варіант принципової схеми двопроненої розподільної мережі з АВР на автоматах зі сторони НН наведений на рисунку 5. Така схема передбачає живлення кожної з приєднаних ТП двома лініями (променями) від різних секцій шин ЦЖ. У кожному ТП встановлюються два трансформатори.

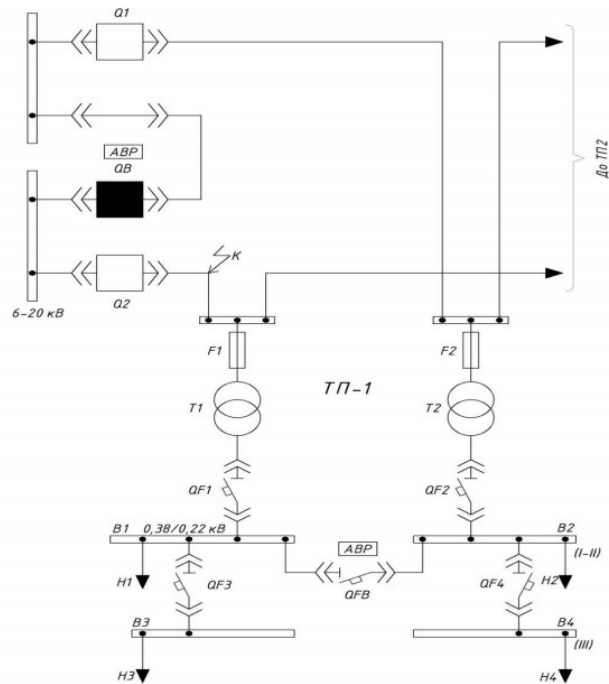


Рисунок 8 – Схема двопроменевої розподільчої мережі напругою 6-20 кВ з пристроями автоматичного вмикання резерву зі сторони до 1 кВ

У разі зникнення напруги зі сторони 6-20 кВ на одному із працюючих трансформаторів ПС (наприклад, у момент виникнення КЗ в точці К) або аварії на одному з них за допомогою пристрою АВР секційні автомати (контактори) автоматично перемикають навантаження ТП на той трансформатор, який залишився в роботі. У нормальному режимі можна довести завантаження трансформатора до 100%, якщо в післяаварійному режимі частина навантаження невідповідальних ЕП (3-ї категорії надійності) автоматично вимкнеться. У такому разі розподільний пристрій НН кожного трансформатора складається не з однієї, а з двох секцій (В1 і В3 для трансформатора Т1 та В2 і В4 для трансформатора Т2). До однієї секції шин приєднуються споживачі з ЕП 1-ї та 2-ї категорії надійності (В1 і В2), які не вимикаються, а до другої секції (В3 і В4) – споживачі з ЕП 3-ї категорії надійності, які вимикаються. В аварійному режимі секція (В1 або В2) зі споживачами, які не вимикаються, автоматично переключасться на трансформатор, який залишився в роботі, а секція (В3 або В4) зі споживачами, які вимикаються,



автоматично вимикається на час, необхідний для ремонту пошкодженої ділянки чи заміни елемента обладнання ТП, але не більше однієї доби.

### **1.1.3 Категорії надійності споживачів електричної енергії**

Вирішальна роль електроенергії у забезпеченні нормальної життєдіяльності міста потребує високої надійності електропостачання. Електроприймачі споживачів поділяються на три категорії.

До першої категорії відносяться електроприймачі, перерва електропостачання яких може призвести до небезпеки для життя людей, значних втрат у народному господарстві, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. Електроприймачі першої категорії повинні забезпечуватись електроенергією від двох незалежних джерел живлення, перерва електропостачання від одного з джерел живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Особлива за надійністю група електроприймачів першої категорії повинна передбачати додаткове живлення від третього незалежного джерела живлення.

До другої категорії відносяться електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового зменшення вироблення продукції, масовим простоям робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності мешканців міста. Електроприймачі другої категорії забезпечуються електроенергією від двох незалежних джерел живлення. При порушенні електропостачання від одного з джерел живлення припустимі перерви, необхідні для включення резервного живлення черговим персоналом. Припустиме живлення електроприймачів однією повітряною лінією (ПЛ) або двох ланцюговою кабельною при забезпеченні аварійного ремонту цієї лінії за час не більше 1 доби.

До третьої категорії відносяться всі інші електроприймачі, які не підходять до перших двох. Живлення цих приймачів допускається від одного джерела живлення при умові ремонту системи протягом не більше доби. [5]

## **1.2 Аналіз перспектив розвитку геліоенергетики.**

### **1.2.1 Сучасний стан розвитку геліоенергетики України**

Вид енергетики, який заснований на використанні сонячного випромінювання для отримання енергії називається геліоенергетика (або сонячна енергетика). Сонячна енергія впевнено займає стійкі позиції в світовій енергетиці.

До переваг сонячної енергетики відноситься те, що сонячна енергія-це екологічно чисте джерело енергії, що дозволяє використовувати його в зростаючому масштабі без негативного впливу на навколишнє середовище. Сонячна енергія-це практично невичерпне джерело енергії, сонячна енергія доступна в кожній точці нашої планети.

Потенційні можливості енергетики, що засновані на використанні безпосередньо сонячного випромінювання, надзвичайно великі. Так використання всього лише 0,0125% кількості енергії Сонця могло б забезпечити всі сьогоденні потреби світової енергетики, а використання 0,5%-повністю покрити потреби на перспективу. На жаль, навряд чи коли-небудь ці величезні потенційні ресурси вдасться реалізувати у великих масштабах [6].

В даний час для теплопостачання та вироблення електричної енергії величезними темпами витрачаються органічні види палива. Однак в сучасному світі їх використання пов'язане з виникненням ряду проблем: постійним зростанням цін, залежністю від поставок, високими експлуатаційними витратами на обладнання, забрудненням навколишнього середовища.

Одним з ефективних шляхів вирішення цієї проблеми є використання відновлюваних джерел енергії. У світі цього питання давно приділяється багато уваги. Станом на початок 2021 року, за даними аналітичної компанії IHS Markit, загальна потужність об'єктів сонячної енергетики в світі досягла 301 ГВт.

На кінець 2016 року Міжнародне енергетичне агентство опублікувало доповідь, згідно з якою 10 держав вийшли в світові лідери з виробництва сонячної енергії. Серед них - Китай (78,1 ГВт.), Японія (42,5 ГВт.), Німеччина (41,3 ГВт.), США (40,3 ГВт.) і Італія (19,3 ГВт.).

Не стала винятком і Україна, в якій застосування енергії сонця з кожним роком набирає все більше популярності. Загальна встановлена потужність об'єктів відновлюваної енергетики в Україні становить 1492 МВт, з них 56% (839 МВт) - це об'єкти сонячної енергетики.

2021 рік в Україні став періодом активної установки сонячних електростанцій в приватних домогосподарствах, загальна потужність таких електростанцій перевищила 1 МВт. За 2021 рік обсяг виробництва електроенергії сонячними електростанціями, встановленими в приватних домогосподарствах, досяг понад 250 тис. кВт·год. Ефективності та доцільності використання сонячної енергії в Україні присвячено багато досліджень [7-10].

Взяті Україною зобов'язання в частині зниження впливу енергетики на довкілля обумовлюють потребу у додаткових обсягах інвестицій. Пріоритетом у цьому напрямі буде реалізація комплексу заходів з енергоефективності, енергозбереження та розширення використання відновлюваної енергетики [11].

До основних цільових параметрів на період до 2035 року згідно [11] віднесено оптимізацію структури енергетичного балансу держави, виходячи з вимог енергетичної безпеки та забезпечення частки відновлюваної енергетики на рівні 20%. Значна частка в цьому секторі відводиться сонячній енергетиці.

У той же час, зростання виробництва електроенергії на базі відновлюваних джерел енергії на основі вітрової та сонячної енергетики обмежуватиметься спроможністю електроенергетичної системи компенсувати коливання їх потужності та рівнем економічного навантаження на споживача. При цьому, розширення даних видів генерації безпосередньо у споживача не підпадає під

обмеження енергосистеми і формує перспективу динамічного розвитку на місцевому рівні [11].

Традиційні джерела енергії (газ, нафта, вугілля і т.д.) є вичерпними, тому альтернативна енергетика, зокрема сонячна, розвивається активно і представляє великий інтерес для багатьох країн. Енергія, що отримується Землею від Сонця за рік (фотоелектрична або фотогальванічна), приблизно в 20 тис. разів перевершує річне споживання енергії всім людством. Україна не має ідеальних зон для збору сонячної енергії, але на її території є зони оптимального розміщення сонячних батарей.

Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження геліосистем як теплоенергетичного, так і фотоелектроенергетичного обладнання практично на всій території. Взагалі територія України є зоною середньої інтенсивності сонячної радіації. Сонячне випромінювання в Україні становить

3500-5200 МДж / м<sup>2</sup> на рік [12]. У той же час в нашій країні більше сонячних годин на рік, ніж в половині країн ЄС, що робить її дуже привабливою в плані інвестицій в місцеву геліоенергетику. Однак величина сонячної радіації коливається в залежності від координат місцевості, характеристик атмосфери і поверхні, часу доби і сезону. З цієї причини річний обсяг сонячного випромінювання на один квадратний метр землі істотно відрізняється в різних областях України.

Сезонний період для активного використання сонячної енергії в північних регіонах триває з квітня по вересень, а в південних з березня по жовтень, що становить 1900-2400 год / рік. Загальна середньорічна сонячне випромінювання варіюється від 1070 кВт·год/м<sup>2</sup> в північних районах України до 1400 кВт·год / м<sup>2</sup> на пів-дні країни. За рівнем інтенсивності сонячного випромінювання (радіації) на території України необхідно виділити чотири зони, які показані на рис.1.1.

У першій і другій зонах знаходяться всі південні області України; більше половини території нашої країни знаходяться в третій зоні, четверта зона найменш придатна для використання сонячної енергії. В цілому територія України лежить до зон з середньою інтенсивністю сонячної радіації. В реальних умовах величина щільності прямої і дифузійної сонячної радіації залежить від широти місцевості, прозорості атмосфери, характеристик земної поверхні, а також від часу доби і пори року [13].



Рисунок 9—Зони інтенсивності сонячного випромінювання в Україні

Виконуючі аналіз особливостей сучасної геліоенергетики, слід зазначити такі переваги, що стимулюють перехід на сонячну енергію: безкоштовний і необмежений запас палива; безшумний і нешкідливий процес вироблення електроенергії; автономні системи енергопостачання безпечні і високонадійні; не складне обслуговування обладнання; використання електрики в віддалених сільських районах; модулі можуть бути частиною дизайну будівлі; стрімке зменшення часу енергетичної окупності модулів; збільшує надійність енергопостачання країни.

До недоліків відносяться наступні: висока вартість вироблення електроенергії; мінливість генерації та необхідність використання акумулюючого обладнання; низький ККД сонячних станцій; невелика потужність.

Таким чином, з огляду на сучасні світові наукові й технічні тенденції, особливості географічного і кліматичного положення, для України розвиток сонячної енергетики є перспективним напрямком енергозбереження.

Сонячна енергія відноситься до так званих відновлюваних або «зелених» видів енергії, які, за людськими мірками, є невичерпними. Електропостачання промислових підприємств та населених пунктів має свої особливості, головна з них—це необхідність підводити електроенергію до великої кількості об'єктів порівняно невеликої потужності, які знаходяться на значній території. В результаті протяжність мереж в багато разів перевищує цю величину в інших галузях народного господарства [14]. Разом із тим, значення електроенергії в агропромисловій сфері постійно зростає, а реформування галузі призвело до подрібнення крупних виробників і збільшення ролі невеликих фермерських господарств в економіці держави [15]. Основними вимогами, які висуваються до електричних мереж є [16,17] надійність електропостачання; забезпечення норм якості електричної енергії; ефективність транспортування електричної енергії; безпека обслуговування; енергозбереження та екологія; можливість безперервного подальшого розвитку та реконструкції електричних мереж без корінних змін існуючої її частини.

### **1.2.2 Аналіз зміни структури генеруючих потужностей в Україні**

Світова електроенергетика традиційно розвивалася шляхом централізації систем генерування при створенні все більш потужного енергетичного обладнання та його об'єднання в енергетичні комплекси. Як наслідок, були сформовані великі територіально протяжні енергетичні системи: європейська ENTSO-E, ЄЕС Росії, ОЕС України та інші.

Основою електроенергетики країни є Об'єднана енергосистема (ОЕС) України, яка здійснює централізоване енергозабезпечення електроенергією внутрішніх споживачів і взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн,

забезпечуючи експорт та імпорт електроенергії магістральними і міждержавними лініями електропостачання.

Впровадження ДРГ в СЕП, зокрема побудованих на основі використання ВДЕ, крім зниження екологічного навантаження на навколишнє середовище та вирішення багатьох проблем, пов'язаних з викидами і відходами при виробництві електроенергії, дозволить, по-перше, суттєво підвищити ефективність використання первинних ресурсів та-в майбутньому–знизити вартість електричної енергії, по-друге, розвантажити як системоутворюючі, так і розподільні електричні мережі, і нарешті, «підштовхнути» процес модернізації об'єктів електроенергетики і тим самим, підвищити надійність електропостачання [18].

В рамках концепції різноманітні вимоги усіх заінтересованих сторін зведено до групи ключових цінностей нової електроенергетики [19]: доступність, надійність, економічність, ефективність, органічність з навколишнім середовищем, безпека.

З метою стимулювання споживача до використання нетрадиційних та ВДЕ в Україні було введено так званий "зелений" тариф – спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, що використовують ВДЕ (сонячна, вітрова, геотермальна енергія, енергія хвиль та припливів, гідроенергія (з установленою потужністю не більше

10МВт), енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів, газу метану від дегазації вугільних родовищ, перетворення скидного енергопотенціалу технологічних процесів). Величина "зеленого" тарифу установлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги, помноженого на відповідний коефіцієнт "зеленого" тарифу в залежності від потужності та виду джерела енергії [20, 21].

### 1.2.3 Оцінка потенціальних можливостей вироблення електричної енергії сонячними електростанціями України

Знаючи статистику сонячної радіації за декілька років, ми маємо можливість спрогнозувати вироблення електроенергії фотоелектричними модулями в різних регіонах України. Середній місячний рівень сонячної радіації,

кВт·год/м<sup>2</sup>/день, в містах України (середній показник за останні 25 років за даними NASA) наведено в табл. 2.1.

Кількість енергії, Вт·год, що виробляється фотоелектричним модулем протягом дня, розраховується за формулою:

$$W_{E/E}^{\text{ФЕМ}} = P_{\text{ФЕМ}} \cdot k_{\text{ФЕМ}} \cdot T_{h\text{ФЕМ}}, \quad (2.1)$$

Де  $P_{\text{ФЕМ}}$ —номінальна потужність фотоелектричного модуля, Вт;  $k_{\text{ФЕМ}}$ —коригувальний коефіцієнт, що дорівнює 0,7 влітку і 0,5 в зимовий період, робить поправку на втрату потужності сонячних елементів при нагріванні на сонці, а також враховує похиле падіння променів на поверхню модулів протягом дня;  $T_{h\text{ФЕМ}}$ —кількість пікових годин, тобто умовний час, протягом якого сонце світить з інтенсивністю 1000 Вт/м<sup>2</sup>, визначається як:

$$T_{h\text{ФЕМ}} = \frac{E_{\text{СТ}}^{\text{СС}}}{1000}$$

де  $E_{\text{СТ}}^{\text{СС}}$ —середньодобове значення інтенсивності сонячного випромінювання в даному місяці, Вт·год/м<sup>2</sup>/день; 1000 – інтенсивність світлового випромінювання при стандартних умовах випробувань фотоелектричних панелей, Вт/м<sup>2</sup>.



Таблиця 1 – Інтенсивність сонячного випромінювання

Регіони/ Місяці	Січ.	Лют.	Бер.	Кв.	Тр.	Чер.	Лип.	Сер.	Вер.	Жов.	Лис.	Гр.	Серед. показ.
Вінниця	1,07	1,89	2,94	3,92	5,19	5,3	5,16	4,68	3,21	1,97	1,10	0,9	3,11
Луцьк	1,02	1,77	2,83	3,91	5,05	5,08	4,94	4,55	3,01	1,83	1,05	0,79	2,99
Дніпро	1,21	1,99	2,98	4,05	5,55	5,57	5,70	5,08	3,66	2,27	1,20	0,96	3,36
Донецьк	1,21	1,99	2,94	4,04	5,48	5,55	5,66	5,09	3,67	2,24	1,23	0,96	3,34
Житомир	1,01	1,82	2,87	3,88	5,16	5,19	5,04	4,66	3,06	1,87	1,04	0,83	3,04
Ужгород	1,13	1,91	3,01	4,03	5,01	5,31	5,25	4,82	3,33	2,02	1,19	0,88	3,16
Запоріжжя	1,21	2,00	2,91	4,20	5,62	5,72	5,88	5,18	3,87	2,44	1,25	0,95	3,44
Івано- Франківськ	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,40	3,06	2,00	1,20	0,94	2,94
Київ	1,07	1,87	2,95	3,96	5,25	5,22	5,25	4,67	3,12	1,94	1,02	0,86	3,10
Кропивни- цький	1,20	1,95	2,96	4,07	5,47	5,49	5,57	4,92	3,57	2,24	1,14	0,96	3,30
Луганськ	1,23	2,06	3,05	4,05	5,46	5,57	5,65	4,99	3,62	2,23	1,26	0,93	3,34
Львів	1,08	1,83	2,82	3,78	4,67	4,83	4,83	4,45	3,00	1,85	1,06	0,83	2,92
Миколаїв	1,25	2,10	3,07	4,38	5,65	5,85	6,03	5,34	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Одеса	1,25	2,11	3,08	4,38	5,65	5,85	6,04	5,33	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Полтава	1,18	1,96	3,05	4,00	5,40	5,44	5,51	4,87	3,42	2,11	1,15	0,91	3,25
Рівне	1,01	1,81	2,83	3,87	5,08	5,17	4,98	4,58	3,02	1,87	1,04	0,81	3,01
Суми	1,13	1,93	3,05	3,98	5,27	5,32	5,38	4,67	3,19	1,98	1,10	0,86	3,16
Тернопіль	1,09	1,86	2,85	3,85	4,84	5,00	4,93	4,51	3,08	1,91	1,09	0,85	2,99
Харків	1,19	2,02	3,05	3,92	5,38	5,46	5,56	4,88	3,49	2,10	1,19	0,9	3,26
Херсон	1,30	2,13	3,08	4,36	5,68	5,76	6,00	5,29	4,00	2,57	1,36	1,04	3,55
Хмельниць- кий	1,09	1,86	2,87	3,85	5,08	5,21	5,04	4,58	3,14	1,98	1,10	0,87	3,06
Черкаси	1,15	1,91	2,94	3,99	5,44	5,46	5,54	4,87	3,40	2,13	1,09	0,91	3,24
Чернігів	0,99	1,80	2,92	3,96	5,17	5,19	5,12	4,54	3,00	1,86	0,98	0,75	3,03
Чернівці	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,40	3,06	2,00	1,20	0,94	2,94

В табл. 1.1 продемонстровано деякі данні стосовно середнього річного рівня сонячної радіації за 2021 рік та кількості електричної енергії, яка виробляється фотоелектричною системою.

Таблиця 1.1 – Данні про виробництво електроенергії в різних містах України за 2021 рік

Фотоелектричні панелі придатні для використання на дахах, і в даний час виробляються в достатній кількості. Електрика, що генерується в деяких сприятливих місцях, майже досягло паритету сітки (точка, де вартість фотоелектричної електрики відповідає ціні у звичайній мережі). Зростання виробництва фотоелектричних панелей було обумовлено державними стимулами, які субсидують витрати на електроенергію і стимулюють технологічні інновації.

### 1.2.4 Особливості конструкції та принцип роботи СЕС

Сонячна електростанція - інженерна споруда, яка служить для перетворення сонячної радіації в електричну енергію. Використовують різні способи перетворення сонячної радіації, від яких залежить конструкція сонячної електростанції.

СЕС бувають двох видів: фотоелектричні (безпосередньо перетворюють сонячну енергію в електроенергію з допомогою фотоелектричного модулю) та термодинамічні (перетворюють сонячну енергію в теплову, а потім в електричну; потужність термодинамічних сонячних електростанцій вище, ніж потужність фотоелектричних станцій).

До елементів СЕС відносяться:

1. Фотоелектричні панелі (сонячні модулі), які перетворюють сонячну енергію в електричну;
2. Контролер, для управління сонячною фотоелектричною системою, який не допускає перевантаження системи або зворотного струму в нічний час;
3. Акумулятор, який потрібен для накопичення електроенергії, що генерується сонячними модулями;
4. Інвертор, що перетворює постійний електричний струм від сонячних батарей в змінний, який необхідний для живлення електроприладів;
5. Електричний лічильник, що фіксує кількість електроенергії, яка подається в загальну мережу або споживаної при необхідності.

На рис. 3.1 представлена схема сонячної електростанції, яка демонструє взаємозв'язок усіх елементів станції та основний принцип її роботи.

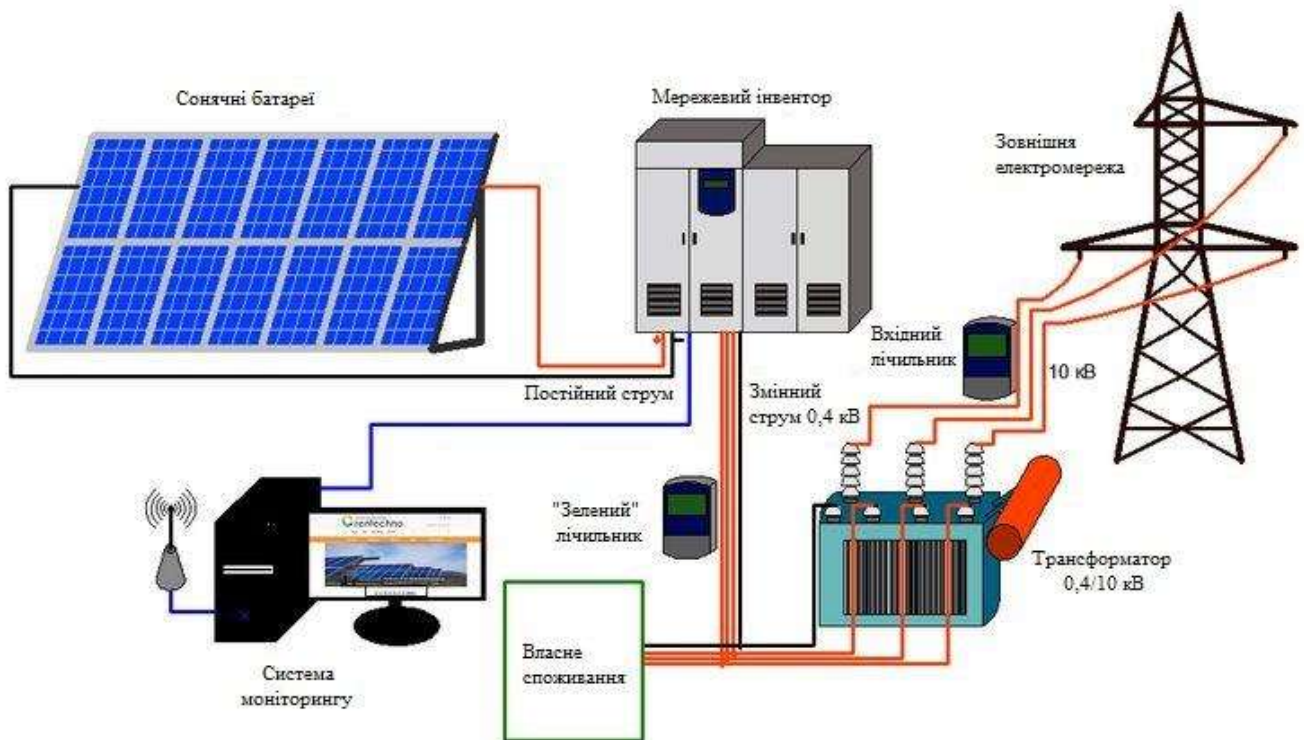


Рисунок 10 – Схема сонячної електростанції

Робота СЕС відбувається в такій послідовності. Сонячні промені потрапляють на панель фотоелектричних модулів, за рахунок трансформації перетворюються в електроенергію. Сонячні модулі застосовуються на основі кристалічного кремнію або монокристалів, у останніх значно вище термін служби і відсоток вироблення в залежності від терміну служби набагато вище. Кількість електроенергії, яку можуть забезпечити сонячні модулі, залежить від їх ефективності, розміру і місцевого рівня сонячного освітлення.

Після перетворення електроенергія проходить через підключений акумулятор, тим самим забезпечуючи зарядку акумуляторних батарей.

Наступний етап – це живлення споживачів енергії, а також з'єднання внутрішньої ланцюга сонячної електростанції з зовнішньою електричною мережею для видачі надлишків електроенергії.

СЕС можуть бути двох типів:

1) мережеві, які є більш потужними, вони підключаються до зовнішньої електричної мережі, більшість виробляємої електричної енергії передається в

мережу через окремий лічильник, величина навантаження власного споживання незначна;

2) автономні, які призначені в першу чергу покривати потреби навантаження власного споживання, тому вони розраховуються на меншу потужність (що визначається переліком власних електроприймачів), вони також підключаються до зовнішньої електричної мережі і лише надлишки електричної енергії передаються в мережу через окремий лічильник.

Завдяки діючому в Україні законодавству громадяни нарівні з організаціями можуть продавати енергію, що генерується їх альтернативним джерелом, за спеціальними «зеленим» тарифом [20, 21]. «Зелений» тариф -це особлива тарифна сітка, згідно з якою уряд від імені державної компанії «Енергоринок» набуває у комерційних організацій і приватних осіб електричну енергію, генеровану із застосуванням відновлювальних джерел - сонця (сонячні панелі), вітру (вітряки), біологічних речовин ( біопаливо), а також води (невеликих гідроелектростанцій) за високими цінами.

Такий тариф на сонячну електроенергію від приватних осіб забезпечує можливість оптимальної експлуатації конструкцій сонячних батарей для постачання електроенергією житлових будівель і підвищення їх рентабельності. Власникам індивідуальних будинків держава завжди платить за надлишок електроенергії, поставлений в електричну мережу.

### **1.2.5 Аналіз сучасного ринку геліоенергетики**

Активне впровадження СЕС у світі стимулює інтенсивний розвиток ринку комплектуючих для сонячних електростанцій. Сьогодні великий попит мають китайські фотоелектричні панелі, так як їх вартість на порядок нижче, ніж системи виробництва США та Європи. Також свою продукцію на ринку пропонують виробники Японії, оцінна вартість якої тримається на одному рівні з європейськими та американськими конкурентами. Серед провідних виробників сонячних модулів, які зарекомендували себе завдяки якості продукції та значній

кількості поставок, слід відмітити наступних: Abi-Solar, Panasonic (SolarCity), Viessmann, Jinko Solar, Trina Solar, Canadian Solar, JA Solar, Hanwa Q CELLS, Yingli Green Energy (YGE), First Solar та інші.

Перше місце за обсягом поставок сонячних панелей зайняла китайська компанія JinkoSolar з результатом 6,6-6,7 ГВт, яка посунула на друге місце колишнього лідера, також китайську Trina Solar (6,3-6,55 ГВт). На третьому місці знову китайська компанія (але з канадським назвою) Canadian Solar (5,073-5,173 ГВт). Четверте місце зайняла компанія JA Solar, також з Китаю з об'ємом поставок 4,9-5 ГВт. На п'ятому місці - корейська Hanwha Q Cells (4,8-5 ГВт), на шостому - китайська GCL System Integration Technology (4,6-5 ГВт).

Американська компанія First Solar посіла сьоме місце (2,8-2,9 ГВт поставлених сонячних модулів).

Вітчизняні виробники у світовому рейтингу конкурувати не в змозі, але вони також представлені на ринку України значною кількістю продукції. Серед найбільш відомих з них є ПАО «Квазар» (м. Київ), ЗАО «Пілар» (м. Київ), Prolog Semikor LLC (м. Київ), ТОВ «Сілікон» (Світловодськ Кіровоградської обл.). Плоскі сонячні колектори для гарячого водопостачання в Україні випускає тільки компанія «Сінтек» (Запоріжжя) під ТМ SintSolar.

### **1.3 Характеристика об'єкту проектування та вимоги технічного завдання щодо розробки системи електропостачання**

Проектом передбачається розробка системи електропостачання багатоквартирного житлового комплексу по вул. Гулі Корольової, 12 Г, м. Дніпро.

Згідно з технічним завданням необхідно розробити систему електропостачання для житлового будинку.

За ступенем надійності електропостачання електричні навантаження житлової будівлі відносяться до першої та другої категорії.

Електропостачання виконується від ТП-1358 яка живить ВРП будинку за допомогою кабельних ліній, резервна потужність яку виділяє підстанція зазначена в технічному завданні.

На вводі в будинок встановлюється ввідно-розподільчий пристрій ВРП та щит гарантованого живлення ЩГЖ, індивідуального виготовлення з системою аварійного вводу резерву , встановлені в приміщенні електрощитової будинку на першому поверсі,

Основними споживачами електроенергії комплексу є:

Основними споживачами електроенергії багатоквартирного житлового комплексу є:

- Житла 1-го виду 3-го рівня електрифікації
- Система електроплавлення загальної зони.
- Система вентиляції
- Система димовидалення
- Система робочого, аварійного та зовнішнього освітлення.
- Зарядні станції електромобілів.
- Системи сантехнічного обладнання.

Величини освітленості прийняті за діючими нормами ДБН В.2.5.-28-2018 «Природне і штучне освітлення».

Живлення мережі зовнішнього освітлення передбачається від щита зовнішнього освітлення, встановленого в електрощитовій.

Всі металеві частини електрообладнання і світильників, які нормально не перебувають під напругою, заземлюються шляхом приєднання до спеціального захисного провідника мережі.

Проект розробляється згідно з :

ПУЕ «Правила улаштування електроустановок»;

ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів громадського призначення»;

НПАОП 40.1-1.32-01 «Електрообладнання спеціальних установок»;

ДБН В.2.5-28-2006 «Природне та штучне освітлення»;

#### **1.4 Висновки та постановка задач щодо проектування системи електропостачання житлового комплексу, та впровадження фотоелектричної станції як децентралізоване джерело живлення.**

Аналізуючи системи електрозабезпечення інфраструктурних об'єктів та перспективи розвитку геліоенергетики ми можемо дійти наступних висновків. Через постійний розвиток енергетики зростають вимоги до роботи енергосистем. Необхідно забезпечувати якість, надійність та безпечність енергосистеми. В наш час актуальним питанням є прагнення скоротити витрати різних енергоресурсів, а також зменшити шкідливі викиди у навколишнє середовище. Аналізуючи перспективи розвитку відновлювальних джерел енергії можна сказати що часткова децентралізація в українських мережах на рівні міст та районів може поступово розвантажити енергосистему та сприяти поступовому зменшенню витрат енергоносіїв, а також викидів у навколишнє середовище.

Включення ВДЕ до систем електрозабезпечення інфраструктурних об'єктів може забезпечити часткову або повну автономність об'єкта, або їх впровадження дозволить залучити додаткові кошти які можливо направити на зменшення експлуатаційних витрат.

Для реалізації таких проектів необхідно виконати розрахунки сучасного навантаження на проєктовані об'єкти з метою визначення щорічного споживання електроенергії. Для впровадження фотоелектричних станцій необхідно виділити відповідні ділянки для розміщення обладнання, та використовуючи сучасні методи розрахунків виконати проєкт та спрогнозувати річну генерацію електроенергії.

## 2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Характеристика об'єкта проектування.

Проектом передбачається розробка системи електропостачання багатоквартирного житлового комплексу по вул. Гулі Корольової, 12 Г, м. Дніпро.

Згідно з отриманим технічним завданням необхідно розробити систему електропостачання для житлового комплексу.

Багатоквартирний комплекс складатися з 23-х поверхової житлової будівлі та 3-х поверхового паркінгу.

За ступенем надійності електропостачання основні електричні навантаження житлової будівлі відносяться до другої категорії надійності електропостачання від ввідно-розподільчого пристрою, також передбачено щит гарантованого живлення що відноситься до першої категорії надійності електропостачання

Живлення багатоквартирного житлового комплексу виконуються від існуючої ТП-1358 дозволена потужність приєднання складає:

I категорія-100 кВт;

II категорія-900 кВт;

На вводі в будинок встановлюється ввідно-розподільчий пристрій ВРП та щит гарантованого живлення ЩГЖ індивідуального виготовлення з системою аварійного вводу резерву, встановлений в приміщенні електрощитової будинку на першому поверсі.

Проект розробляється згідно з :

ПУЕ «Правила улаштування електроустановок»;

ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів громадського призначення»;

НПАОП 40.1-1.32-01 «Електрообладнання спеціальних установок»;

ДБН В.2.5-28-2018 «Природне та штучне освітлення»;



## 2.2 Розрахунок електричних навантажень багатоквартирного житлового комплексу.

В основу розрахунку покладено “ДБН В.2.5-23-2010 Проектування електрообладнання об’єктів цивільного призначення”

Метою розрахунку електричних навантажень є визначення перерізів кабельних ліній, а також розрахунок споживання електричної енергії.

У формуванні електричних навантажень житлових будинків беруть участь як силові електроприймачі (електродвигуни ліфтів, насосів та вентиляторів, електричні плити) так і освітлювальне навантаження.

Методика розрахунку навантаження [10].

Згідно [ДБН, таб.3,6], визначається розрахункове електричне навантаження квартир, приведених до секції шин житлового будинку по формулі (2.1)

$$P_{\text{КВ}} = P_{\text{КВ.ПИТ}} \cdot N, \quad (2.1)$$

де,  $P_{\text{КВ.ПИТ}}$  – питоме розрахункове електричне навантаження одного житла (квартири), яке вибирається за таблицею 3.1 залежно від прийнятого рівня електрифікації та кількості квартир, приєднаних до даної ланки електромережі, кВт/житло;

$N$  – Кількість квартир, приєднаних секції шин.

Згідно ДБН розрахункове електричне навантаження житлового будинку (квартир и силових електроприймачів) знаходиться за формулою (2.2)

$$P_{\text{РЖБ}} = P_{\text{КВ}} + 0,9 \cdot P_{\text{С}}, \quad (2.2)$$

де  $P_{\text{С}}$  – розрахункове навантаження силових електроприймачів, яке знаходиться за формулою (1.3)

$P_{\text{ОСВ}}$  – Загально будинкове освітлення.

$$P_{\text{С}} = P_{\text{Р.ЛІФТ}} + P_{\text{Р.СТУ}}, \quad (2.3)$$

де  $P_{\text{Р.ЛІФТ}}$  – навантаження ліфтових установок, знаходиться за формулою (2.4)

$P_{P.CTY}$ -навантаження санітарно-технічних приладів знаходиться за формулою (2.5)

$$P_{P.ЛІФТ} = K_{П.Л} \cdot \Sigma P_{ВСТ.Л} \cdot N \quad (2.4)$$

$K_{П}$ -коефіцієнт попиту ліфтових установок, визначається за таблицею 3.6 ДБН

$$P_{P.CTY} = K_{П.CTY} \cdot \Sigma P_{ВСТ.CTY} \cdot N \quad (2.5)$$

$K_{П.CTY}$ -коефіцієнт попиту насосів водозабезпечення, визначається за таблицею 3.11 [ДБН таб. 3.11]

Виконуємо розрахунки :

23 поверховий будинок.

В будинку даного типу 196 квартир, 2 секції ВРП, 1 секція ЩГЖ, 23 поверхи, два вводи.

Згідно з отриманим завданням для 23 поверхового будинку передбачено:

- систему вентиляції  $P_{ВСТ.ВЕНТ}=18$  кВт,  $K_{П.ВЕНТ}=0,85$ ;
- систему димовидалення паркінгу,  $P_{ВСТ.ДИМ}=50$  кВт,  $K_{П.ДИМ}=1$ ;
- систему санітарного обладнання:
  - Насосні станції питного водопостачання
    - $P_{ВСТ.НС1}=8$  кВт,  $K_{П.НС1}=0,5$
    - $P_{ВСТ.НС2}=11$  кВт,  $K_{П.НС2}=0,5$
  - Насосні станції автоматичного пожежогасіння
    - $P_{ВСТ.НС3}=7,5$  кВт,  $K_{П.НС3}=0,5$
    - $P_{ВСТ.НС4}=4,5$  кВт,  $K_{П.НС4}=0,5$
    - $P_{ВСТ.НС5}=4$  кВт,  $K_{П.НС5}=0,5$
    - $P_{ВСТ.НС6}=2$  кВт,  $K_{П.НС6}=0,5$
- систему зарядних станцій  $P_{ВСТ.ЗС}=7$  кВт,  $N=4$ ,  $K_{П.ЗС}=0,5$
- систему електроплавлення  $P_{ВСТ.ЕО}=50$  кВт,  $K_{П.ЕО}=0,8$

2 пасажирських ліфта на секцію ЩГЖ Коефіцієнт попиту ліфтової установки для 23 поверхів і 2 ліфтів  $K_{П.Л}=0,8$

Коефіцієнт потужності для квартир з електричними плитами та побутовими кондиціонерами  $\cos\varphi_{\text{кв}}=0,93$

Для отримання симетричного навантаження розподілимо квартири по парним та непарним поверхам.

### 2.2.1 Розрахунок першої секції шин ВРП.

Згідно [ДБН В.2.5-23-2010, таб.3,1], використовуючи метод інтерполяції отримаємо таблицю питомих навантажень для заданої кількості квартир.

Таблиця 3.1 – Питомі розрахункові електричні навантаження жител 1-го виду (ДБН В.2.5-23:2010)																			
Споживачі електроенергії	Значення показника, кВт/житло, за кількості жител																		
	1	3	6	7	9	12	15	18	24	40	60	97	99	100	196	200	400	600	1000
Житла 1-го виду																			
1.3 III рівня електрифікації – в будинках з електроплитами потужністю до 8,5 кВт вкл.	10	8,19	5,56	5,19	4,44	3,76	3,33	3,05	2,72	2,35	2,1	1,76	1,74	1,73	1,39	1,38	1,31	1,19	1,1

$$P_{\text{КВ1с.ш}} = 1,76 \cdot 97 = 170,72 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{роз.вент}} = 18 \cdot 0,8 = 14,4 \text{ кВт}$$

Насосні станції питного водопостачання приєднуємо до 1 с.ш

$$\Sigma P_{\text{роз.НС}} = (8 + 11) \cdot 0,5 = 9,5 \text{ кВт}$$

Зарядні станції електромобілів розподілимо рівномірно на кожен с.ш

$$P_{\text{роз.ЗС}} = 7 \cdot 2 \cdot 0,5 = 7 \text{ кВт}$$

### 2.2.2 Розрахунок другої секції шин ВРП.

$$P_{\text{КВ2с.ш}} = 1,74 \cdot 99 = 172,26 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{роз.ЕО}} = 50 \cdot 0,8 = 40 \text{ кВт}$$

Зарядні станції електромобілів розподілимо рівномірно на кожен с.ш

$$P_{\text{роз.ЗС}} = 7 \cdot 2 \cdot 0,5 = 7 \text{ кВт}$$

Навантаження освітлення прибудинкової території прийmemo :

$$P_{\text{зов.осв}} = 3 \text{ кВт}$$

### 2.2.3 Розрахунок секції шин ЩГЖ.

Насосні станції пожежогасіння. (Спрацьовує в режимі гасіння вогню )

$$P_{\text{роз.ПГ}} = (7,5 + 4,5 + 4 + 2) \cdot 0,5 = 9 \text{ кВт}$$

Димовидалення (Спрацьовує в режимі гасіння вогню )

$$P_{\text{роз.дим}} = 50 \cdot 1 = 50 \text{ кВт}$$

Навантаження ліфтових установок

$$P_{\text{роз.Л1}} = 12,5 \cdot 1 = 12,5 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{роз.Л2}} = 8 \cdot 1 = 8 \text{ кВт}$$

Навантаження системи пожежної сигналізації прийmemo  $P_{\text{ст}} = 2 \text{ кВт}$ .

## 2.4 Світлотехнічний розрахунок паркінгу та зони загального користування житлового комплексу.

Спираючись на ДБН В.2.5-28:2018 за допомогою додатку Д визначимо нормовану освітленість (лк) для кожного виду приміщення зони загального користування. Відповідно ДБН необхідно передбачити аварійне освітлення та вказівники виходу із будівлі.

За допомогою програми DIALux Light визначимо кількість світильників та їх розташування на типових поверхах та у паркінгу.

Для освітлення коридорів, ліфтових шахт та сходових клітин використовуємо світильники типу ДББ64В-12-033, для освітлення приміщень насосних станцій та електрощитової та зони паркінгу використовуємо світильники типу ДПП07В-40-323, для освітлення вестибюлю використовуємо

світильники типу ДПО25У-50-002. Керування робочим освітленням здійснюються за допомогою вимикачів, та датчиків руху.

Вказівники виходів розміщені у коридорах та паркінгах через кожні 25м, тип вказівника ДБО01ВСП (СУВ), для освітлення входів у будівлю використовують світильники типу ДБУ01В-30-012.

$$P_{\text{св1}}=12\text{Вт};$$

$$P_{\text{св2}}=40\text{Вт};$$

$$P_{\text{св3}}=50\text{Вт};$$

$$P_{\text{св4}}=8\text{Вт};$$

$$P_{\text{св5}}=30\text{Вт};$$

Розрахунок навантаження робочого освітлення :

$$\begin{aligned} P_{\text{осв.}} &= P_{\text{св1}} * N_{\text{св1}} + P_{\text{св2}} * N_{\text{св2}} + P_{\text{св3}} * N_{\text{св3}} = \\ &= 0,012 * 362 + 0,04 * 455 + 0,05 * 3 = 22,69 \text{ кВт} \end{aligned}$$

Розрахунок навантаження аварійного освітлення :

$$\begin{aligned} P_{\text{ав.осв.}} &= P_{\text{св1}} * N_{\text{св1}} + P_{\text{св2}} * N_{\text{св2}} + P_{\text{св3}} * N_{\text{св3}} + P_{\text{св4}} * N_{\text{св4}} + P_{\text{св5}} * N_{\text{св5}} = \\ &= 0,012 * 204 + 0,04 * 40 + 0,05 * 1 + 0,008 * 104 + 0,03 * 12 = 5,29 \text{ кВт} \end{aligned}$$

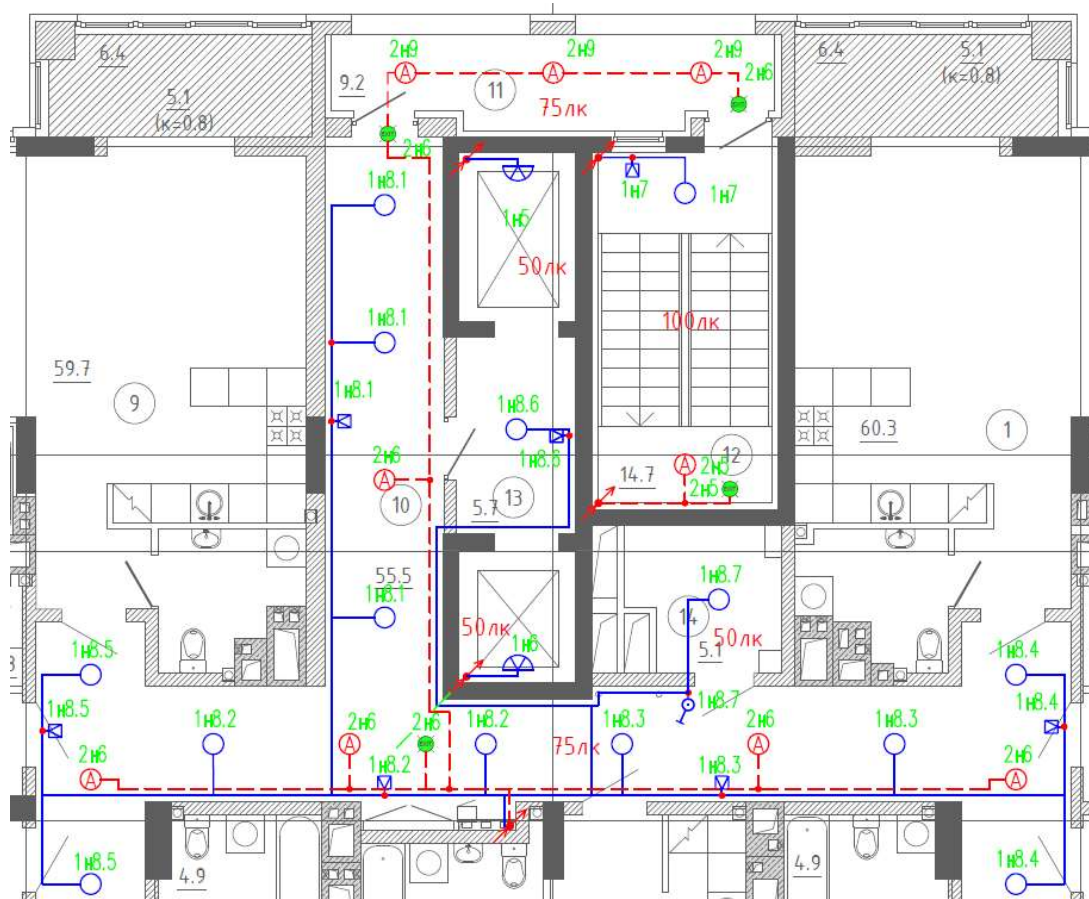


Рисунок 11-План типового поверху із розташуванням світильників.

Знаходимо розрахункове навантаження 1 с.ш.

$$\begin{aligned} \Sigma P_{1\text{с.ш}} &= P_{\text{осв.}} + P_{\text{КВ1с.ш}} + P_{\text{роз.вент}} + \Sigma P_{\text{роз.НС}} + P_{\text{роз.3С}} = \\ &= 22,69 + 170,72 + 14,4 + 9,5 + 7 = 224,31 \text{ кВт} \end{aligned}$$

Знаходимо розрахункове навантаження 2 с.ш.

$$\begin{aligned} \Sigma P_{2\text{с.ш}} &= P_{\text{роз.ЕО}} + P_{\text{КВ2с.ш}} + P_{\text{роз.3С}} + P_{\text{зов.осв}} = \\ &= 40 + 172,26 + 7 + 3 = 222,26 \text{ кВт} \end{aligned}$$

Знаходимо розрахункове навантаження ЩГЖ (робочий режим).

$$\begin{aligned} \Sigma P_{\text{ЩГЖ}} &= (P_{\text{роз.Л1}} + P_{\text{роз.Л2}}) + P_{\text{ав.осв.}} + P_{\text{ст}} = \\ &= (12,5 + 8) * 0,9 + 5,29 + 2 = 25,74 \text{ кВт} \end{aligned}$$

Знаходимо розрахункове навантаження ЩГЖ (аварійний режим).

$$\begin{aligned}\Sigma P_{\text{ЩГЖ}} &= (P_{\text{роз.Л1}} + P_{\text{роз.Л2}}) + P_{\text{ав.осв.}} + P_{\text{сг}} + P_{\text{роз.ПГ}} + P_{\text{роз.дим}} = \\ &= (12,5 + 8) * 0,9 + 5,29 + 2 + 9 + 50 = 84,75 \text{ кВт}\end{aligned}$$

Знаходимо розрахункове навантаження житлового будинку у нормальному режимі.

$$\begin{aligned}\Sigma P_{\text{ВРП}} &= \Sigma P_{1\text{с.ш}} + \Sigma P_{2\text{с.ш}} + \Sigma P_{\text{ЩГЖ}} = \\ &= 224,31 + 222,26 + 25,74 = 472,31 \text{ кВт}\end{aligned}$$

Знаходимо розрахункове навантаження житлового будинку у аварійному режимі.  
Розрахункове навантаження жител у аварійному режимі від одного вводу.

$$\begin{aligned}P_{\text{КВ}} &= P_{\text{пит}} * K_{\text{од}} = \\ &= 196 * 1,39 = 272,44 \text{ кВт}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Sigma P_{\text{ВРП.ав}} &= P_{\text{КВ}} + P_{\text{роз.ЕО}} + P_{\text{роз.ЗС}} + P_{\text{зов.осв}} + P_{\text{осв.}} + \Sigma P_{\text{роз.НС}} + \Sigma P_{\text{ЩГЖ}} = \\ &= 272,44 + 40 + 14 + 3 + 22,69 + 9,5 + 84,75 = 446,37 \text{ кВт}\end{aligned}$$

Визначимо усереднене річне споживання електроенергії житловим комплексом.

$$W_{\text{э}} = \frac{446,37 * 12 * 365}{1500} = 1\,303,4 \text{ МВт}$$

## 2.5 Вибір обладнання для електрозабезпечення будинку.

Для електрозабезпечення багатоповерхового будинку понад 16 поверхів ПУЕ рекомендує використовувати шинопровід. Згідно цієї рекомендації виберемо шинопроводи для електрозабезпечення поверхових щитів. Шинопровід Ш1 встановлюється на першій секції шин ВРП та забезпечує парні поверхи, Ш2 встановлюється на другій секції шин ВРП та забезпечує непарні поверхи.

Для першої секції

1. Визначмо робочий струм у нормальному режимі.

$$I_{p.ш1} = \Sigma P_{1c.ш} / (p * U_{ном} * \cos\varphi)$$

Де  $U$  – номінальна напруга, кВ;

$p$ -кількість фаз;

$P$  – розрахункова потужність.

2. Обираємо шинопровід за робочим струмом за робочим струмом.
3. Виконаємо перевірку вибраного перерізу у нормальному режимі :

$$I_{p.ш1} < I_{ном.ш},$$

За каталогом ЕАЕ обираємо шинопровід серії E-LINEKX 400А з алюмінієвою шиною 5x150

$$I_{p.ш1} = \frac{170,72}{3 * 0,22 * 0,93} = 278,13 \text{ А.}$$

$$278,13 \text{ А} < 400 \text{ А,}$$

Для другої секції

1. Визначмо робочий струм у нормальному режимі.

$$I_{p.ш1} = \Sigma P_{2c.ш} / (p * U_{ном} * \cos\varphi)$$

2. Обираємо шинопровід за робочим струмом за робочим струмом.
3. Виконаємо перевірку вибраного перерізу у нормальному режимі :



$$I_{P.ш2} < I_{НОМ.ш},$$

За каталогом ЕАЕ обираємо шинопровід серії E-LINEKX 400А з алюмінієвою шиною 5x150

$$I_{P.ш2} = \frac{172,26}{3 \cdot 0,22 \cdot 0,93} = 280,64 \text{ А.}$$

$$280,64 \text{ А} < 400 \text{ А,}$$

Обрані шинопроводи Ш1 та Ш2 задовольняють умовам перевірки.

Для захисту шинопроводів обираємо автоматичні вимикачі серії VZMB3-A350 за каталогом EATON автоматичні вимикачі VZM.



Номинальный ток длительный ток $I_n = I_u$ А	Расцепители короткого замыкания I А 	Коммутационная способность 25 кА при 415 В 50/60 Гц Наименование Артикул По 1 шт.	Коммутационная способность 36 кА при 415 В 50/60 Гц Наименование Артикул По 1 шт.	Коммутационная способность 50 кА при 415 В 50/60 Гц Наименование Артикул По 1 шт.
<b>Защита систем и кабелей</b>				
<b>3-полюсные</b>				
<b>Болтовые зажимы</b>				
	250	2600-3800 <b>VZMB3-A250</b> 158104	<b>VZMC3-A250</b> 158108	<b>VZMN3-A250</b> 158272
	320	2600-3800 <b>VZMB3-A320</b> 158105	<b>VZMC3-A320</b> 158109	<b>VZMN3-A320</b> 158273
	350	2600-3800 <b>VZMB3-A350</b> 158106	<b>VZMC3-A350</b> 158270	<b>VZMN3-A350</b> 158274
	400	2600-3800 <b>VZMB3-A400</b> 158107	<b>VZMC3-A400</b> 158271	<b>VZMN3-A400</b> 158275

Рисунок 12- характеристики автоматичного вимикача серії VZM .

Виконаємо перевірку вибраного автоматичного вимикача у нормальному режимі :

Так-як:

$$I_{P.ш2} > I_{P.ш1},$$

то:

$$I_{P.ш2} < I_{НОМ.АВ},$$

$$280,64 \text{ A} < 350 \text{ A},$$

Отже автоматичний вимикач ВЗМВЗ-А350 задовольняє умовам перевірки і може використовуватись для захисту Ш1 та Ш2.

Розподілення електроенергії відбуваються на кожному поверсі за допомогою розподільчого щита (ЩР) від ЩР кабельні лінії розповсюджуються до квартирних щитів (ЩК). Захисте обладнання ЩР встановлюється в шафах відбору потужності, які входять до комплектації обладнання шинопроводів.

За допомогою MS Excel проведемо розрахунки усіх кабельних ліній від секцій ВРП до кінцевих споживачів, враховуючи встановлені засоби захисту розміщені безпосередньо у кінцевому обладнанні для налаштування селективного захисту на всіх рінях електроспоживання.

Розрахунки зведемо до таблиць.

ВРП-секція №1										
Обладнання	Автомат Серія	Номинал	Фаза	Число жил	L(довжина ліній)	Pp (потужність)	cos phi	I	S	Втрати напруги %
ЩО	VZMB1	63	3	5	23	22,69	0,8932273	38,48829	16	0,453012
Шинопровід 1	VZMB3	350	3	5	105	170,72	0,93	278,1362	Шина 5x150	2,648238
ЩС-НС1	VZMB1	40	3	5	68	8	0,7052	17,18833	6	1,259259
ЩС-НС2	VZMB1	50	3	5	66	11	0,7052	23,63396	10	1,008333
Зарядна станція 1	VZMB1	20	3	5	76	7	0,9	11,78451	2,5	2,955556
Зарядна станція 2	VZMB1	20	3	5	76	7	0,9	11,78451	2,5	2,955556
ЩС-В	VZMB1	50	3	5	82	14,4	0,7957647	27,41788	10	1,64

Таблиця 2.1-розрахунки кабельних ліній та автоматичних вимикачів.

ВРП-секція №2										
Обладнання	Автомат Серія	Номинал	Фаза	Число жил	L(довжина ліній)	Pp (потужність)	cos phi	I	S	Втрати напруги %
Шинопровід 2	VZMB3	350	3	5	108	172,26	0,93	280,6452	Шина 5x150	2,748474
ЩС-ЕО	VZMB1	100	3	5	15	40	0,9	67,34007	35	0,238095
Зарядна станція 3	VZMB1	20	3	5	70	7	0,9	11,78451	2,5	2,722222
Зарядна станція 4	VZMB1	20	3	5	70	7	0,9	11,78451	2,5	2,722222
ЩЗО	VZMB1	20	3	5	23	3	0,95	4,784689	2,5	0,383333

Таблиця 2.2-розрахунки кабельних ліній та автоматичних вимикачів.

ЩГЖ										
Обладнання	Автомат Серія	Номинал	Фаза	Число жил	L(довжина ліній)	Pp (потужність)	cos phi	I	S	Втрати напруги %
ЩАО	BZMB1	20	3	5	23	5,29	0,95	8,437002	2,5	0,675944
ВП-Л1	BZMB1	32	3	5	130	8	0,8	15,15152	4	3,611111
ВП-Л2	BZMB1	32	3	5	138	12,5	0,82	23,09682	4	5,989583
ПС	PL7-C	16	1	3	23	2	0,95	9,569378	2,5	1,533333
ЩС-ДУ	BZMB2	160	3	5	15	50	0,77	98,38646	70	0,14881
ЩС-НС3	BZMB1	25	3	5	67	7,5	0,7134	15,92884	4	1,744792
ЩС-НС4	BZMB1	20	3	5	66	4,5	0,6806	10,0179	2,5	1,65
ЩС-НС5	BZMB1	20	3	5	69	4	0,6806	8,904799	2,5	1,533333
ЩС-НС6	BZMB1	16	3	5	21	2	0,9	3,367003	2,5	0,233333

Таблиця 2.3-розрахунки кабельних ліній та автоматичних вимикачів

Щит розподільчий №2										
Обладнання	Автомат Серія	Номинал	Фаза	Число жил	L(довжина ліній)	Pp (потужність)	cos phi	I	S	Втрати напруги %
ЩК2-2	PL7-C	50	1	3	21	10	0,93	48,87586	10	1,75
ЩК2-3	PL7-C	50	1	3	22	10	0,93	48,87586	10	1,833333
ЩК2-4	PL7-C	50	1	3	12	10	0,93	48,87586	10	1
ЩК2-5	PL7-C	50	1	3	19	10	0,93	48,87586	10	1,583333
ЩК2-6	PL7-C	50	1	3	16	10	0,93	48,87586	10	1,333333
ЩК2-7	PL7-C	50	1	3	15	10	0,93	48,87586	10	1,25
ЩК2-8	PL7-C	50	1	3	19	10	0,93	48,87586	10	1,583333
від шафи відбору потужності	BZMB1			3	5	36,33	0,93	59,18866	25	0,100917

Таблиця 2.4-розрахунки кабельних ліній та автоматичних вимикачів

Щити розподільчі №3-23										
Обладнання	Автомат Серія	Номинал	Фаза	Число жил	L(довжина ліній)	Pp (потужність)	cos phi	I	S	Втрати напруги %
ЩК3-1	PL7-C	50	1	3	23	10	0,93	48,87586	10	1,916667
ЩК3-2	PL7-C	50	1	3	21	10	0,93	48,87586	10	1,75
ЩК3-3	PL7-C	50	1	3	21	10	0,93	48,87586	10	1,75
ЩК3-4	PL7-C	50	1	3	23	10	0,93	48,87586	10	1,916667
ЩК3-5	PL7-C	50	1	3	12	10	0,93	48,87586	10	1
ЩК3-6	PL7-C	50	1	3	19	10	0,93	48,87586	10	1,583333
ЩК3-7	PL7-C	50	1	3	16	10	0,93	48,87586	10	1,333333
ЩК3-8	PL7-C	50	1	3	15	10	0,93	48,87586	10	1,25
ЩК3-9	PL7-C	50	1	3	19	10	0,93	48,87586	10	1,583333
від шафи відбору потужності	BZMB1			3	5	39,96	0,93	65,10264	25	0,111

Таблиця 2.5-розрахунки кабельних ліній та автоматичних вимикачів

1. Визначмо робочий струм режимі максимального навантаження.

$$I_p = \frac{\sum P_{ВРП}}{n * U_{ном} * \cos\varphi} =$$

$$= \frac{472,31}{3 * 0,22 * 0,92} = 777,84 \text{ A}$$

Де U – номінальна напруга, кВ; P- повна потужність кВА, n- кількість фаз.

2. Обираємо кабель за робочим струмом.

3. Виконаємо перевірку вибраного перерізу у нормальному режимі :

$$I_p < I_{\text{доп}} \cdot k \cdot n,$$

Де  $I_p$  – робочій струм в нормальному режимі,  $I_{\text{доп}}$ - допустимий струм кабелю,  $k$ - коефіцієнт, враховуючий умови прокладки кабелів,  $n$ -кількість кабелів.

Таблиця 2.6 - Поправочні коефіцієнти на кількість працюючих кабелів, що лежать поруч у землі

Расстояние между осями кабелей, мм	Значение коэффициента снижения продолжитель-но допустимого тока при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,0	0,84	0,72	0,68	0,64	0,61
200	1,0	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68
300	1,0	0,90	0,82	0,77	0,74	0,72

4. Виконаємо перевірку вибраного перерізу у після аварійному режимі :

$$I_p < I_{\text{доп}} \cdot k,$$

5. Виконуємо перевірку обраних проводів на допустиму напругу відхилення в нормальному і після аварійному режимі.

Визначмо втрати напруги у нормальному режимі

$$\Delta U_H = \frac{(P \cdot r_0 \cdot L) + (Q \cdot x_0 \cdot L)}{(n \cdot 10 \cdot U^2)},$$

Де  $U$ -номінальна напруга, кВ,  $P$ -активна потужність кВт,  $L$ - довжина кабелю, Ом/м,  $kv$ - кількість вводів.

Перевіряємо виконання умови:

$$\Delta U_H < 5\%,$$

Кабельна лінія між будинком №1 та ТП-1592

Будинок №1 належить до другої категорії споживачів, згідно з норм ДБН до споживачів першої та другої категорії повинно бути мінімум, 2 вводи. За даними проекту будинок №1 має 2 вводи.

Робочій струм у номінальному режимі

$$I_p = \frac{472,31}{3 * 0,22 * 0,92} = 777,84 \text{ A}$$

При прокладці чотирьох кабелів разом в землі  $k=0.85$

Виходячи з отриманого результату приймаємо переріз  $F=150\text{мм}^2$

Для кабелю даного перерізу допустимий струм  $I_{\text{доп}} = 254 \text{ A}$

Виконаємо перевірку вибраного перерізу у нормальному режимі

$$280,64 \text{ A} < 335 \text{ A}$$

Виконаємо перевірку вибраного перерізу у після аварійному режимі

$$777,84 \text{ A} < 335 \cdot 0,85 * 3 = 785,91 \text{ A}$$

за результатами розрахунку приймемо 3 кабелі АВБбШв 4x150

Умова виконуються, вибраній переріз задовільне вимогам нагрівання при роботі в після аварійному режимі. Отже для ділянки кабельної лінії ТП-1592 – Будинок №1 обираємо кабель марки АВБбШв 4x150 мм<sup>2</sup>.

Для кабелю даного перерізу активний опір  $r_0 = 0,206\text{Ом/км}$  [юж кабель]

Для кабелю даного перерізу активний опір  $x_0 = 0,079\text{Ом/км}$  [юж кабель]

Довжина кабельної лінії, що з'єднує ТП-1592 з будинком №1  $L=0,08 \text{ км}$

Втрати напруги у нормальному режимі

$$\Delta U_H = \frac{(172,26 \cdot 0,206 \cdot 0,08) + (74,07 \cdot 0,079 \cdot 0,08)}{(2 \cdot 10 \cdot 0,38^2)} = 2,6\%$$

Перевіряємо виконання умови:

$$2,6\% < 5\%$$

Втрати напруги у після аварійному режимі

$$\Delta U_H = \frac{(472,31 \cdot 0,206 \cdot 0,08) + (203,09 \cdot 0,079 \cdot 0,08)}{(2 \cdot 10 \cdot 0,38^2)} = 7,13\%$$

Перевіряємо виконання умови у після аварійному режимі

$$7,13\% < 10\%$$

## **2.6 Вибір системи обліку електроенергії житлового будинку та окремих об'єктів інфраструктури**

На вводах в будівлю встановлюємо лічильники балансового обліку трансформаторного включення, що працюють в телеметричній системі вимірювань "Smart IMS 5.0". Прилад проміжного збору інформації (роутер) територіально розташовується на трансформаторній підстанції, від якої здійснюється електропостачання даної будівлі. Телеметрична зв'язок роутера з підконтрольними лічильниками житлового будинку здійснюється за силовим кабелем електропостачання об'єкта.

Встановлюємо трифазні лічильники типу NIK 2303 ARTT.1400.MC.11 трансформаторного включення ( $I_{ном} = 5 \text{ A}$ )

Для підключення розрахункових лічильників вводів з розрахунковим струмом більше 100 А повинні використовуватися трансформатори струму класу точності не нижче 0,5.

## 2.7 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Трансформатори струму для живлення вимірювальних приладів вибирають по номінальній напрузі, номінальному струму, по класу точності і вторинної навантаженні. ТТ для включення лічильників, за якими ведуться грошові розрахунки, повинні мати клас точності 0,5.[15]

Трансформатори струму вибираються за наступними умовами:

Таблиця 2.7 – Параметри трансформаторів струму

- по номінальній напрузі	$U_H \geq U_{уст}$
- за номінальним струмом	$I_H \geq I_M$
- номінальний струм вторинної обмотки	$I_{2H} = 5A$
- клас точності	$K_T = 0,5$

Трансформатори струму вводів на стороні 0,4 кВ призначені для підключення трифазних лічильників електричної енергії.

Таблиця 2.8 - Вибір трансформаторів струму 0,4 кВ для ввідних вимикачів

Параметри ТТ ТШП-0,66-1000/5А	умови вибору	
	каталог	розрахунок
$U_H \geq U_{уст}$	0,66 кВ	0,38 кВ
$I_H \geq I_M$	1000	777.84
$I_{2H} = 5A$	5 А	5 А
<i>Клас точності</i>	0,5	

Для трансформаторів струму типу ТШП-0,66 номінальна вторинна навантаження становить  $10 \text{ В} \cdot \text{А}$ , т.е.  $Z_{2\text{ном}} = 0,32 \text{ Ом}$  для класу точності 0,5.

Таблиця 2.9 - Навантаження вторинної обмотки трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження фази, В · А		
		А	В	С
Лічильник активної енергії	НІК 2303 АРТТ.1400.МС.11	0,1	0,1	0,1
Всього $S_{\text{приб}}$ , ВА		0,1	0,1	0,1

Опір приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Допустимий опір дротів:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,32 - 0,004 - 0,015 = 0,3 \text{ Ом,}$$

де  $r_{\text{к}}$  - перехідний опір контактів.

Приймаємо кабель з мідними жилами, приблизна довжина 1 м. Тоді перетин жил кабелю:

$$q = \frac{\rho \cdot l_p}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 1}{0,3} = 0,006 \text{ мм}^2.$$

де  $\rho$  – питомий опір провідника;

$l_p$  - розрахункова довжина проводів при схемі з'єднання ТТ в повну зірку.

За вимогами перетин приєднується мідного кабелю повинно бути не менше  $2,5 \text{ мм}^2$ .



Перевіряємо фактичну розрахункове навантаження на вторинну обмотку ТТ:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_p}{q_{\phi}} = \frac{0,0175 \cdot 1}{2,5} = 0,007 \text{ Ом.}$$

$$z_2 = r_{np} + r_{проб} + r_k = 0,007 + 0,004 + 0,015 = 0,026 \text{ Ом}$$

Для інших приєднань трансформатори струму вибираються аналогічно.

## 2.8 Проектування та розрахунок фотоелектричної електростанції

Мережева станція – це сонячна електростанція, яка генерує електроенергію від сонячного світла, що пропускається через сонячні панелі і має підключення до загальної електромережі. Таким чином мережева сонячна електростанція може автономно забезпечувати будинок електроенергією (коли кількість генерованої сонячними панелями електроенергії досить для всіх включених електроприладів і немає необхідності користуватися енергією з загальної мережі), а також віддавати надлишки електроенергії в загальну мережу за «зеленим тарифом» .

У мережевої станції немає акумуляторних батарей, тобто при настанні темного часу доби сонячні панелі перестають виробляти енергію. Тож електроприлади живляться через мережу загального користування. Мережева сонячна станція не накопичує електроенергію, а віддає її в мережу за більш високим тарифом в і при нестачі електроенергії - споживає її із загальної мережі по звичайній тарифікації.

### 2.8.1 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) до встановлення на ФЕС

Точні розрахунки та інжиніринг систем енергопостачання з відновлювальними джерелами енергії є запорукою їх продуктивної та

безаварійної експлуатації, істотної економії ресурсів і мінімізації зовнішнього енергоспоживання. Для правильного розрахунку таких систем енергопостачання і обліку різних параметрів, що впливають на їх продуктивність, використовуються спеціальні програми, автокалькулятори і статистичні метеодані - сонячна інсоляція, швидкість вітру, температура та інші умови. Не існує єдиного підходу до розрахунку всіх типів систем, тому виділимо основні параметри.

Кут нахилу розраховується за наступною формулою:

$$\beta = 0,76\varphi + 3,1^{\circ} \quad (2.6)$$

Координати м. Дніпро –  $\varphi = 48^{\circ}$

$$\beta = 48 * 0,76 + 3,1^{\circ} = 39,58 \approx 40^{\circ}$$

У разі попереднього обчислення рекомендовано визначати приблизний кут нахилу ФЕБ відносно горизонту за формулою:

$$\beta = \varphi \pm 15^{\circ}$$

## 2. Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ

Конструктивні параметри ФЕМ: до складу модуля входить приєднувальна коробка, яка інтегрована в його конструкцію. Кожна коробка має подовжені виводи (два PV кабеля довжиною 1000-1200 мм кожен) з конекторами плюсового і мінусового виводів для швидкої комутації та виключення помилкових з'єднань. Модуль обрамлений в алюмінієву раму з технологічними отворами для його механічної фіксації на опорних металевих конструкціях (столах).

## Технічні малюнки

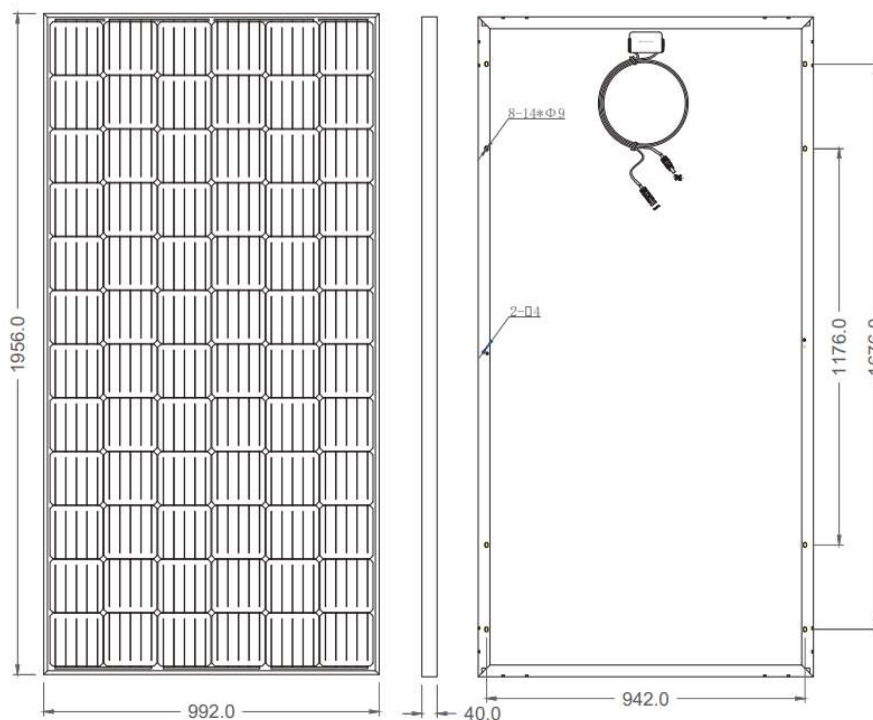


Рисунок 13 – Конструктивні параметри ФЕМ

Виходячи із завдання та отриманих даних обираємо фотомодуль типу фотомодуль SOLAR DNA72-5-375M.

Таблиця 2.10 – Основні технічні характеристики фотомодуля

Номінальна потужність, Вт	375
Струм короткого замикання, А	9.95
Тип фотоелементу	полікристалічний кремній
НОСТ	45 °С
Температурний коефіцієнт $P_{max}$	-0,40%/°С
Розміри модуля, мм	1956 × 992 × 40
ККД, %	19.9

Очікувана температура модуля обчислюється з NOCT за формулою:

$$T_{PTC} = 20 + 1,389 * (NOCT - 20) * (0,9 - \eta) \quad (2.7)$$

$$T_{PTC} = 20 + 1,389 * (45 - 20) * (0,9 - 0,199) = 42,395 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Очікувана реалістична потужність:

$$P_{PTC} = P_{STC} * [1 - C_T * (T_{PTC} - 25^\circ\text{C})], \quad (2.8)$$

де  $P_{STC}$  – потужність, заявлена в характеристиці модуля, Вт.

$$P_{PTC} = 400 * [1 - 0,0037 * (42,395 - 25)] = 349 \text{ Вт}$$

$$P_{PTC}/P_{STC} = 93,06 \text{ \%}.$$

Маючи уявлення про реальну потужність фотомодуля, можемо визначити необхідну кількість панелей для отримання заданої потужності:

$$N = \frac{P_{cm}}{P_{PTC}} = \frac{170000}{349} = 488 \quad (2.9)$$

3. Вибір кількості та параметрів інверторного обладнання для покриття потужності фотоелектричної станції.

Для двох фотоелектричних станцій обираємо інвертори 2 типів типу:

ABB PVS-100-TL.

Основні технічні характеристики:

- номінальна вихідна потужність – 100 000 Вт;
- максимальна вхідна потужність – 125 000 Вт;

- максимальна вхідна напруга – 1500 В;
- діапазон напруг MPP –850-1350 В;
- кількість незалежних MPP входів – 12;
- максимальний ККД – 98,5 %.

#### ABB PVS-50-TL.

##### Основні технічні характеристики:

- номінальна вихідна потужність – 50 000 Вт;
- максимальна вхідна потужність – 55 000 Вт;
- максимальна вхідна напруга – 1500 В;
- діапазон напруг MPP –850-1350 В;
- кількість незалежних MPP входів – 12;
- максимальний ККД – 98,5 %.
- 

Робочий діапазон інвертора розташований між значеннями напруги старту  $U_{dc\ start}$  і максимальною напругою  $U_{dc\ max}$ . Як тільки напруга постійного струму з боку сонячних батарей досягає значення  $U_{dc\ start}$ , перетворювач активується і починає пошук точки максимальної потужності MPP. Якщо ця точка знаходиться між  $U_{dc\ min}$  і  $U_{dc\ start}$ , інвертор запуститься і почне працювати. Поки напруга не перевищує мінімальне значення діапазону MPP  $U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$ , інвертор працює з неповною потужністю. Найвища ефективність перетворювача досягається з напругою  $U_{nom}$ , так що конфігурація ланцюгів сонячних батарей повинна видавати напругу, близьке до  $U_{nom}$  інвертора.

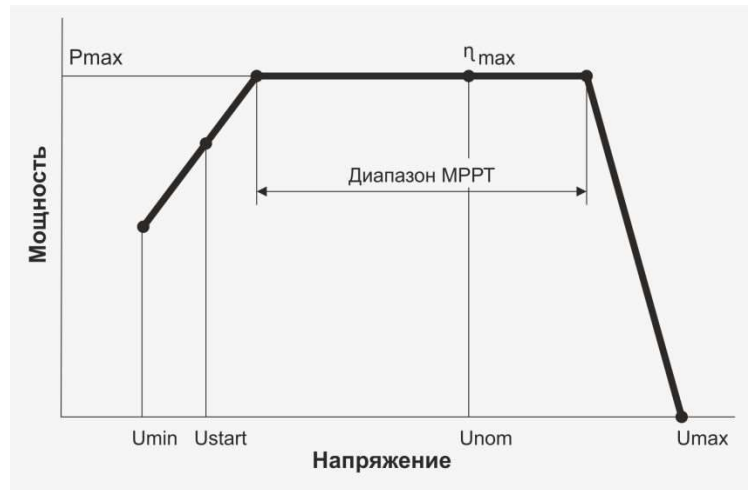


Рисунок 14 – Графік роботи інвертора сонячної електростанції

Потужність ФЕС визначається потужністю інверторного обладнання, встановленого на ній. Тому кількість інверторів може бути розрахована наступним чином:

$$N_{\text{інв}} = \frac{P_{\text{ФЕС1}}}{P_{\text{ном.інв1}}} = \frac{108888}{100000} = 1, \quad (2.10)$$

Згідно умов приймаємо  $1 \times 100$  кВт.

Максимальний струм в ланцюгові

$$I_{SC(Tr)} = I_{SC} \left[ 1 + (Tr - 25) \frac{a_T}{100} \right], \quad (2.11)$$

де  $I_{SC(Tr)}$  – значення струму сонячної батареї при  $70^\circ \text{C}$ ;

$I_{SC}$  – значення струму в умовах STC, вказане в характеристиці модуля;

$Tr$  – максимальна температура;

$a_T$  – температурний коефіцієнт  $I_{SC}$  ( $0,05\% / \text{K}$ ).

$$I_{SC(Tr)} = 9.95 * \left[ 1 + (85 - 25) \frac{0,05}{100} \right] = 10.248 \text{ A}$$

Максимальна напруга

$$U_{OC(Tr)} = U_{OC} \left[ 1 + (Tr - 25) \frac{\beta_T}{100} \right], \quad (2.12)$$

де  $U_{OC(Tr)}$  - значення напруги при температурі - 25 ° C;

$U_{OC}$  - напруга холостого ходу;

$Tr$  - мінімальна робоча температура;

$\beta_T$  - температурний коефіцієнт модуля.

$$U_{OC(Tr)} = 47,68 \left[ 1 + (-40 - 25) \frac{-0,2}{100} \right] = 53.87 \text{ B}$$

Кількість модулів в стрінгі, які з'єднані послідовно

$$N_{max} \leq U_{DC \ max} / U_{OC(Tr)}, \quad (2.13)$$

де  $U_{DC \ max}$  – максимально допустиме значення напруги на вході перетворювача.

$$N_{max} \leq \frac{1500}{53.8} = 27.84$$

Округляю до цілого числа в меншій стороні, отримуємо, що в одному стрінгу можна встановити до 27 сонячних батарей.

$$N_{opt} = \frac{U_{DC \ рек}}{U_{OC(Tr)}} = \frac{1350}{53.8} = 25.09,$$

де  $U_{DC \ opt}$  – рекомендована робоча напруга інвертора;

$N_{opt}$  – оптимальна кількість сонячних батарей для встановлення в стрінг.

Округляємо до цілого меншого числа – 25.

Розрахунок мінімальної кількості модулів в ланцюзі з урахуванням допустимого пускового напруги інвертора.

$$U_{OC(T_{max})} = U_{OC} \left[ 1 + (T_{max} - 25) \frac{\beta_T}{100} \right], \quad (2.14)$$

$$N_{min} \leq U_{DC \text{ start}} / U_{OC(T_{max})}, \quad (2.15)$$

$U_{OC(T_{max})}$  — напруга при максимальній температурі 85 ° C;

$U_{OC}$  — напруга холостого ходу;

$T_{max}$  — максимальна робоча температура;

$\beta_T$  — температурний коефіцієнт модуля;

$N_{min}$  — мінімальна кількість сонячних батарей;

$U_{DC \text{ start}}$  — початкова напруга.

$$U_{OC(T_{max})} = 47,68 \left[ 1 + (85 - 25) \frac{-0,2}{100} \right] = 41.958 \text{ B}$$

$$N_{min} \leq \frac{750}{41.9} = 17.85.$$

Визначення допустимої кількості модулів в ланцюзі з урахуванням МРР трекара інвертора.

$$U_{MPP(T_{max})} = U_{MPP(STC)} \left[ 1 + (T_{max} - 25) \frac{\beta_T}{100} \right], \quad (2.16)$$

$$N_{min} * U_{MPP(T_{max})} \geq U_{DC \text{ min}}, \quad (2.17)$$

- $U_{MPP(T_{max})}$  — напруга сонячної батареї при 85 ° C;
- $U_{MPP(STC)}$  — оптимальне напруга МРРТ;
- $T_{max}$  — максимальна робоча температура;
- $N_{min}$  — мінімальна кількість модулів в стрінгах;
- $U_{DC \text{ min}}$  — мінімальне значення МРРТ інвертора;



$$U_{MPP(T_{max})} = 39.9 \left[ 1 + (85 - 25) \frac{-0,2}{100} \right] = 35.112 \text{ В}$$

$$N_{min} \geq \frac{850}{35.112} = 24.208$$

Отриманий результат округляємо до найближчого більшого значення. Такому чином рекомендується встановлювати не менше 25 модулів в стринг для оптимальної роботи МРРТ інвертора.

## 2.8.2 Визначення конструктивних параметрів окремого стола ФЕМ

ФЕМ встановлюються на комплект опорних металоконструкцій (стіл) з кутом нахилу  $\phi$ . Так як проєктовані ФЕС1 та ФЕС2 встановиться на плоских покрівлях було прийнято рішення щодо використання двонаправленої баластної системи кріплення сонячних панелей які імітують скатну покрівлю та мають встановленій кут нахилу  $20^\circ$ .

Опорні металоконструкції (столи) для встановлення ФЕМ:

- стійки каркасу столу встановлюються в спеціальний баласт який забезпечує достатню стійкість панелей.

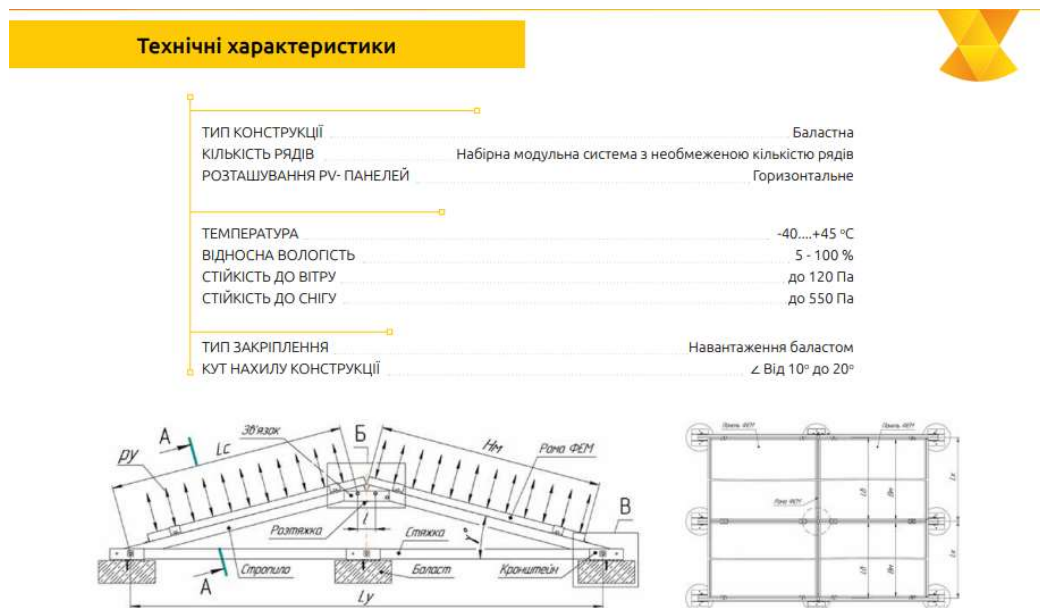


Рисунок 15 – Схематичне зображення металоконструкції для встановлення ФЕМ

Особливості конструкції:

1. На кожному столі розташовують по 2 («вертикальне» розташування ФЕМ) або по 4 («горизонтальне» розташування ФЕМ) ряди сонячних панелей. З'єднання одного ряду сонячних панелей здійснюється послідовно між собою, утворюючи один стрінг. З'єднання ряду панелей в один стрінг здійснюється заводськими подовженими виводами і конекторами. Кожен стрінг підключається проводом PV 6 мм<sup>2</sup> із застосуванням конекторів PV-C1F-S (+) та PV-C1F-S (-).

2. Кожен стрінг прокладається по конструкціях столу. Кріплення виконують за допомогою хомутів з поліаміду кожні 50-70 см.

3. Прокладка стрінгів між столами (0,4 м) здійснюється в армованій трубі Ø20 мм довжиною 2 м. Кріплення труби до конструкції столу виконано за допомогою хомутів з поліаміду.

4. Прокладка проводів від стрінгів між рядами столів здійснюється в армованих трубах. Проводи стрінгів (не більше 4 шт) опускаються по стійці столу в одній армованій трубі Ø20 мм з кріпленням до неї хомутами на покрівлю далі прокладаються до інвертора. Інвертор встановлюється на окремо розташованих конструкціях.

5. Проводи стрінгів від столів одного ряду, на якому розташований інвертор, опускаються до інвертору в трубі з кріпленням хомутами до конструкцій столу, на яких встановлений інвертор.

6. Відстань між сусідніми столами в одному ряді приймається рівною 0,4 м. Довжина стола визначається за геометричними розмірами ФЕМ та їх кількості в одному стрінгу з урахуванням технологічних відстаней між панелями для їх кріплення до металоконструкцій (приймається за конкретними розмірами кріплень). Приймаємо відстань між панелями –  $\Delta_{\text{фем}} = 0,02$  м.

Таким чином, довжина столу обчислиться:

$$L_{cm} = N_{\text{ФЕМ}} * (b_{\text{ФЕМ}} + \Delta_{\text{ФЕМ}}), \quad (2.18)$$

де  $b_{ФЕМ}$  - ширина модуля, м

$$L_{ст} = 26 * (0.992 + 0,02) = 26,3 \text{ м}$$

Приймаємо відстань між рядами не менше 0,5 м так як двонаправлені баластні конструкції мають досить невелику висоту що дозволяє розташовувати поряд декілька столів без створення тіньової зони.



Рисунок 16 – Конструктивне виконання одного столу ФЕМ

#### Визначення місця розташування інвертора

Інвертори ФЕС є першою перетворювальною ланкою енергії з постійного струму у змінний для ФЕМ.

Місце розташування інвертора визначається з позицій його рівновіддаленості від крайніх столів ФЕМ, які до нього підключаються, що дозволяє зменшити протяжність мереж постійного струму та знизити втрати потужності і напруги в них. Тобто, доцільним місцем встановлення інвертора є середній стіл з фотоелектричними модулями.

### 2.8.3 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму

Мережа постійного струму ФЕС, окремих столів та фотоелектричних модулів виконується кабелем PV перерізом  $6 \text{ мм}^2$  з мідними жилами.

ФЕМ послідовно з'єднуються кабелями постійного струму (PV кабелями) перерізом  $1 \times 6 \text{ мм}^2$  в збірки (стрінги) з оптимально вибраною кількістю сонячних модулів. Розраховується довжина кабелю в межах кожної збірки за паспортними параметрами прийнятих до встановлення ФЕМ.

За визначеним місцем розташування інвертора розраховується довжина кабелю постійного струму від виводів кожної збірки до інвертора з урахуванням визначених проектом переходів та опусків та із забезпеченням запасу кабелю в 10%.

Довжина кабелю типу PV 1x6 складає по лінії «+»0,745 км, і «-»0,745 км, тобто загальна довжина – 1,490 км.

$$\Delta P_{DC} = 2I_{стр}^2 l_{кл.DC} R_0, \quad (2.19)$$

де  $R_0$  – питомий опір КЛ постійного струму, який дорівнює для кабелю перерізом 6 мм<sup>2</sup> можна прийняти значенням 3,1 Ом/км;

$I_{стр}^2$  – струм, який протікає через стрінг (збірку) ФЕМ, А

$$\Delta P_{DC} = 2 * 19,9^2 * 1,365 * 3,1 = 3,34 \text{ кВт}$$

Втрати в мережі постійного струму складають, %:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P_{DC}}{P_{інв}} * 100\% = \frac{3,34}{175} * 100\% = 2\% \quad (2.20)$$

#### **2.8.4 Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів з урахуванням втрат потужності в мережі постійного струму та інверторах**

Втрати в мережі постійного струму та неоптимальні умови роботи ФЕМ доцільно компенсувати шляхом додаткового встановлення сонячних модулів в ланцюгах інверторів з урахуванням ККД інвертора та ККД мережі DC.

Кількість ФЕМ, які мають бути підключені до одного інвертора, можна визначити зі співвідношення та округлити до більшого парного числа, враховуючи переважну парну кількість панелей, що формують стіл ФЕМ:

$$N_{ФЕМ}^{інв} = \frac{P_{інв}}{P_{PTC} * \eta_{інв} * \eta_{DC}}, \quad (2.21)$$

де  $\eta_{інв}$  - ККД інвертора.

$$N_{ФЕМ1}^{інв} = \frac{100000}{349 * 0,985 * 0,98} = 297$$

$$N_{ФЕМ2}^{інв} = \frac{50000}{349 * 0,985 * 0,98} = 150$$

Кількість ФЕМ, які формують ФЕС, можна визначити зі співвідношення за кількістю інверторного обладнання:

$$N_{ФЕМ1}^{\varepsilon} = N_{ФЕМ}^{інв} * N_{інв} = 297 * 1 = 297 \quad (2.22)$$

$$N_{ФЕМ2}^{\varepsilon} = N_{ФЕМ}^{інв} * N_{інв} = 150 * 1 = 150$$

### 2.8.5 Розрахунок продуктивності ФЕС

Обчислення вироблення ФЕС електричної енергії  $W$  рекомендовано виконувати за формулою [1]:

$$W = E_H * S * k_{мод} * k_{інв} * k_{W1} * k_{W2} * k_{W3} * k_{тр} * k_{Г}, \text{ кВт}\cdot\text{год} \quad (2.23)$$

де  $E_H$  – надходження сонячної радіації (прямої та розсіяної) на похилу поверхню, кВт/м<sup>2</sup> за годину;

$k_{мод}$  – ККД фотоелектричного модуля;

$S = 910$  м<sup>2</sup> – загальну сумарну площу фотобатарей, м<sup>2</sup>;

$k_{інв}$  – ККД інвертора;

$k_{W1}$  – втрати змінного струму в мережі до 1 кВ;

$k_{W2}$  – втрати змінного струму в мережі понад 1 кВ;

$k_{W3}$  – втрати в мережі постійного струму;

$k_{тр}$  – ККД трансформатора (обчислюють згідно з паспортними даними трансформатора та проектної генерації ФЕС після введення її в експлуатацію);

$k_r$  – коефіцієнт готовності ФЕС.

У разі попереднього оцінювання техніко-економічних показників площадок:

- добуток  $k_{інв} \cdot k_{W1} \cdot k_{W2} \cdot k_{W3} \cdot k_{тр} \cdot k_r$  - рекомендовано взяти таким, що дорівнює 0,88—0,92;

- ККД фотоелектричного модуля  $k_{мод}$  беруть відповідно до вибраного типу ФЕМ.

$$W_{січень} = 1,21 \cdot 910 \cdot 0,9 \cdot 0,199 \cdot 31 = 5916, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Усі розрахунки зведемо до таблиці ...

$$W_{сер.рік} = 196,65 \text{ МВт}$$

Таблиця 2.11 – Виробництво ФЕС електричної енергії в м. Дніпро, МВт · год

Місяці	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Сонячна радіація	1,21	1,99	2,98	4,05	5,55	5,57	5,7	5,08	3,66	2,27	1,2	0,96
кВт	5916,21	9729,966	14570,5	19802,19	27136,34	27234,13	27869,75	24838,3	17895,31	11099,01	5867,316	4693,853

Средний месячный уровень солнечной радиации(солнечная постоянная) в городах Украины (кВтч/м<sup>2</sup>/день)  
Средний показатель за последние 22 года (По данным NASA)

Регионы / Месяцы	янв	фев	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	ноя	дек	Средн
Симферополь	1,27	2,06	3,05	4,30	5,44	5,84	6,20	5,34	4,07	2,67	1,55	1,07	<b>3,58</b>
Винница	1,07	1,89	2,94	3,92	5,19	5,3	5,16	4,68	3,21	1,97	1,10	0,9	<b>3,11</b>
Луцк	1,02	1,77	2,83	3,91	5,05	5,08	4,94	4,55	3,01	1,83	1,05	0,79	<b>2,99</b>
<b>Днепропетровск</b>	1,21	1,99	2,98	4,05	5,55	5,57	5,70	5,08	3,66	2,27	1,20	0,96	<b>3,36</b>
Донецк	1,21	1,99	2,94	4,04	5,48	5,55	5,66	5,09	3,67	2,24	1,23	0,96	<b>3,34</b>
Житомир	1,01	1,82	2,87	3,88	5,16	5,19	5,04	4,66	3,06	1,87	1,04	0,83	<b>3,04</b>
Ужгород	1,13	1,91	3,01	4,03	5,01	5,31	5,25	4,82	3,33	2,02	1,19	0,88	<b>3,16</b>
Запорожье	1,21	2,00	2,91	4,20	5,62	5,72	5,88	5,18	3,87	2,44	1,25	0,95	<b>3,44</b>
Ивано-Франков	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,40	3,06	2,00	1,20	0,94	<b>2,94</b>
Киев	1,07	1,87	2,95	3,96	5,25	5,22	5,25	4,67	3,12	1,94	1,02	0,86	<b>3,10</b>
Кировоград	1,20	1,95	2,96	4,07	5,47	5,49	5,57	4,92	3,57	2,24	1,14	0,96	<b>3,30</b>
Луганск	1,23	2,06	3,05	4,05	5,46	5,57	5,65	4,99	3,62	2,23	1,26	0,93	<b>3,34</b>
Львов	1,08	1,83	2,82	3,78	4,67	4,83	4,83	4,45	3,00	1,85	1,06	0,83	<b>2,92</b>
Николаев	1,25	2,10	3,07	4,38	5,65	5,85	6,03	5,34	3,93	2,52	1,36	1,04	<b>3,55</b>
Одесса	1,25	2,11	3,08	4,38	5,65	5,85	6,04	5,33	3,93	2,52	1,36	1,04	<b>3,55</b>
Полтава	1,18	1,96	3,05	4,00	5,40	5,44	5,51	4,87	3,42	2,11	1,15	0,91	<b>3,25</b>
Ровно	1,01	1,81	2,83	3,87	5,08	5,17	4,98	4,58	3,02	1,87	1,04	0,81	<b>3,01</b>
Сумы	1,13	1,93	3,05	3,98	5,27	5,32	5,38	4,67	3,19	1,98	1,10	0,86	<b>3,16</b>
Тернополь	1,09	1,86	2,85	3,85	4,84	5,00	4,93	4,51	3,08	1,91	1,09	0,85	<b>2,99</b>
Харьков	1,19	2,02	3,05	3,92	5,38	5,46	5,56	4,88	3,49	2,10	1,19	0,9	<b>3,26</b>
Херсон	1,30	2,13	3,08	4,36	5,68	5,76	6,00	5,29	4,00	2,57	1,36	1,04	<b>3,55</b>
Хмельницкий	1,09	1,86	2,87	3,85	5,08	5,21	5,04	4,58	3,14	1,98	1,10	0,87	<b>3,06</b>
Черкассы	1,15	1,91	2,94	3,99	5,44	5,46	5,54	4,87	3,40	2,13	1,09	0,91	<b>3,24</b>
Чернигов	0,99	1,80	2,92	3,96	5,17	5,19	5,12	4,54	3,00	1,86	0,98	0,75	<b>3,03</b>
Черновцы	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,40	3,06	2,00	1,20	0,94	<b>2,94</b>

Рисунок 17 – середній місячний рівень сонячної радіації

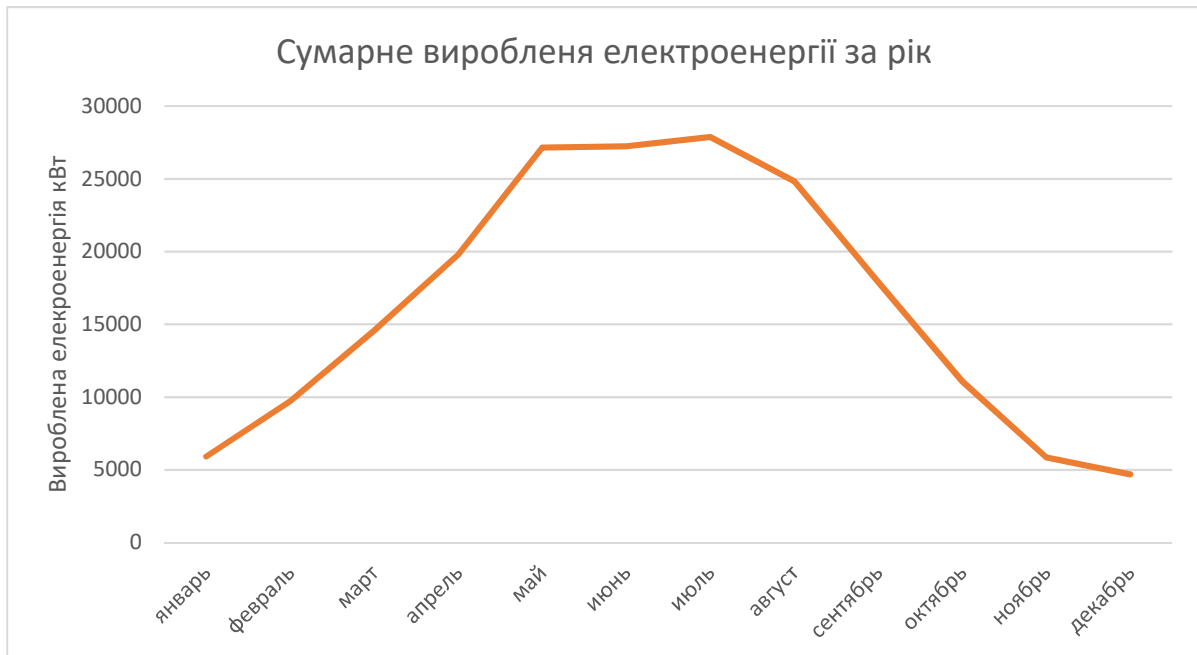


Рисунок 18 – графік вироблення електроенергії за рік

## 2.8.6 Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ

$$I_{M1}^{інв} = \frac{P_{інв}^{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,99} = 145,79 \text{ А} \quad (2.24)$$

$$I_{M2}^{інв} = \frac{P_{інв}^{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi} = \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,99} = 72,89 \text{ А}$$

Приймаємо кабель марки :

ВВГнг-LS 5х70  $I_{\text{доп.пасп}} = 180 \text{ А}$

ВВГнг-LS 5х25  $I_{\text{доп.пасп}} = 95 \text{ А}$

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

де  $I_p$  - розрахунковий струм в мережі, А;

$I_{\text{доп}}$  - максимальна розрахункова потужність.

Розрахунок виконуємо згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ." (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

$k_2 = 1,0$  (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 0,8 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$  (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$  (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$k(m) = 1,1$  – коефіцієнт навантаження.

$$I_{240} = I_{\text{доп.пасп}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m = 267 \cdot 1,0 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 288 \text{ А.}$$

$$145,79 \text{ А} < 199,58 \text{ А} - \text{умова виконується}$$

Переріз жили 70 мм<sup>2</sup> у заданих умовах прокладання достатній.



Враховуючи нетривалий режим роботи СЕС по генерації сонячної електроенергії обраний номінальний переріз 70 мм<sup>2</sup> забезпечує пропускну здатність КЛ на всій довжині траси в заданих умовах прокладання.

Перевірка по відхиленням напруги зводиться до визначення фактичної і допустимої втрати напруги.

Втрати напруги в елементах електричної мережі визначаються за формулами:

- для електричних мереж 3-х фазного струму

$$\Delta U = 100 \frac{\sqrt{3} I_m l}{U_{ном}} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi), \% \quad (2.25)$$

де  $I_m$  – максимальний розрахунковий струм лінії 0,4 кВ, А (в нашому випадку – це струм, який знаходиться за номінальною потужністю інвертора)

$l$  – довжина лінії, км;

$r_0$  – питомий опір лінії, Ом/км (паспортні дані вибраного кабелю);

для першої ФЕС:

$$\Delta U_1 = 100 * \frac{\sqrt{3} * 145,79 * 0,02}{400} * 0,067 * 0,95 = 1,23 \%$$

для другої ФЕС:

$$\Delta U_1 = 100 * \frac{\sqrt{3} * 72,89 * 0,02}{400} * 0,067 * 0,95 = 0,61 \%$$

Можна знехтувати складовою, яка містить  $\sin \varphi$ , оскільки режим роботи мережі характеризується активним навантаженням з  $\cos \varphi$  близьким до одиниці.

### 2.8.7 Вибір параметрів комутаційної захисної апаратури в мережі 0,4 кВ Вибір автоматичних вимикачів.

захист КЛ-0,4 кВ

$$I_{AB} \geq I_{\text{ном.інв}}$$

Для першої ФЕС обираємо захистний вимикач типу ВZМВ2 виробництва ЕАТОН,  $I_{\text{ном.вст}} = 160 \text{ А}$ ,

захистний вимикач перевіряється:

$$I_{AB} \geq I_{\text{ном.інв}}$$

$$160 \geq 145,79 \text{ А}$$

Для другої ФЕС обираємо захистний вимикач типу ВZМВ1 виробництва ЕАТОН,  $I_{\text{ном.вст}} = 100 \text{ А}$ ,

захистний вимикач перевіряється:

$$I_{AB} \geq I_{\text{ном.інв}}$$

$$100 \geq 72,89 \text{ А}$$

Отже розраховані вимикачі обрані правильно.

### 3 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

#### Вступ

Багатоквартирні житлові комплекси є досить великими споживачами електроенергії, у кожному комплексі проживають люди, та встановлено багато різного обладнання.

Для живлення багатоквартирного житлового комплексу, в залежності від його розміру, повинна передбачатися відповідна система електропостачання, яка буде охоплювати всіх споживачів,

У даному проекті розробляться система електропостачання будинку, а також спроектовано декілька фотоелектричних станцій для генерації електроенергії у мережу. Для електропостачання використовується існуюча трансформаторна підстанція ТП-1358, яка живить будинок, від ВРП будинку отримують живлення усі споживачі та встановлене обладнання.

Сонячна електростанція станція генерує електроенергію для продажу у мережу через лічильник “зеленої енергії” встановлений у ВРП.

В економічній частині дипломного проекту будуть розраховані капітальні та експлуатаційні витрати для впровадження системи електропостачання будинку, також в цьому розділі буде розглянуто показники економічної ефективності проекту по використанню ФЕС для генерації електроенергії за зеленим тарифом.

### 3.1 Розрахунок капітальних інвестицій

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації. [27]  
Ціни приведені за проектно-кошторисною документацією ТОВ “ІНЖИНІРІНГОВА КОМПАНІЯ ЕЛЕКТРОМОНТАЖ”

Таблиця 3.1-Зведення капітальних витрат

Капітальні витрати по проекту електрозабезпечення житлового комплексу				
№ п/п	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Кількість од.	Ціна за одиницю, грн	Сума, грн
1	Світильники ДББ64В-12-033	566 шт.	1232	697 312
2	Світильники ДПО25У-50-002	4 шт.	3248	12 992
3	Світильники ДПП07В-40-323	497 шт.	1085	539 245
4	Світильники ДБУ01В-30-012	12 шт.	3600	43 200
5	Світильники ДБО01ВСП (СУВ)	100 шт.	1 774	177 400
7	Шинопроводід №1 5x150	1 шт.	567 648	567 648
8	Шинопроводід №2 5x150	1 шт.	533 787	533 787
9	Панель ВРП (індивідуальне виготовлення )	2 шт.	58 298	116 596
10	Щит освітлення	1	11 850	11 850
11	Щити розподільчі	22 шт.	9 650	212 300

Продовження таблиці 3.1

12	Щит аварійного освітлення	1 шт.	8 250	8 250
13	НІК 2303 АРТТ.1400.МС.11	2 шт.	6100	12 200
14	Трансформатори струму ТШП-0,66-300/5А	6 шт.	620	3720
15	Кабель ВВГнгд 3х1,5	6,6 км	15 400	101 640
16	Кабель ВВГнгд 3х2,5	2,9 км	23 400	67 860
17	Кабель ВВГнгд 3х4	1,485 км	36 400	54 054
18	Кабель ВВГнгд 3х6	0,45 км	53 950	24 277
19	Кабель ВВГнгд 5х2,5	1,845	38 600	71 217
20	Кабель ВВГнгд 5х4	0,2 км	59 050	11 810
21	Кабель ВВГнгд 5х6	0,43 км	89 300	38 399
22	Кабель ВВГнгд 5х10	0,15	144 800	21 720
23	Кабель ВВГнгд 5х25	1,015 км	352 600	512 879
24	Кабель ВВГнгд 5х35	0,015 км	505 300	7 580

Продовження таблиці 3.1

25	Кабель (N)HXH-FE180 E30 3x1,5	0,1 км	25 050	2 505
26	Кабель (N)HXH-FE180 E30 5x2,5	0,405 км	56 100	22 720
27	Кабель (N)HXH-FE180 E90 5x1,5	0,39 км	38 750	15 112
	Всього			3 884 533
Капітальні витрати по проекту ФЕС				
	Інвертор ABB PVS-100-TL	1 шт	252 060	252 060
	Інвертор ABB PVS-50-TL	1 шт	148 448	148 448
	Фотомодуль SOLAR DNA72-5-375M.	468 шт	4056	1 898 208
	Солнечный кабель TopSolar PV 1x6	1,5 км	35 100	52 650
	Всього			2 351 366

\*Вартість транспортних витрат враховано в цінах закладених у проектно-кошторисній документації.

Визначення проектних капіталовкладень за проектом електрозабезпечення будинку:

$$\begin{aligned} K_1 &= K_{об}(\sum_{i=1}^k C_i) + Z_{тзс} + Z_M + Z_H + Z_{пр} = \\ &= 3\,884\,533 + 1\,367\,175 = 5\,251\,708 \text{ грн.} \end{aligned} \quad (3.4)$$

Визначення проектних капіталовкладень за проектом фотоелектричної електростанції:

$$\begin{aligned} K_2 &= K_{об}(\sum_{i=1}^k C_i) + Z_{тзс} + Z_M + Z_H + Z_{пр} = \\ &= 2\,351\,366 + 591\,454 = 2\,942\,820 \text{ грн.} \end{aligned}$$

де  $K_{об}(\sum_{i=1}^k C_i)$  — вартість придбання електрообладнання (засобів автоматизації, програмного забезпечення тощо) за проектом або сумарна вартість комплектуючих елементів  $i$  - го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення;

$k$  — кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{тзс}$  — транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_M$  — витрати на монтажні роботи;

$Z_H$  — витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$  — інші одноразові вкладення грошових коштів (демонтаж старого обладнання та зберігання на складі нового устаткування), вартість якого приймаємо – 1% від загальної вартості обладнання.

Витрати на монтажні ( $Z_M$ ) і на налагоджувальні роботи ( $Z_H$ ) можна визначити наступним чином:

$$Z_{M(H)} = \sum(C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot k_d k_{CM} k_{пр}$$

$$З_{M1(н)} = \sum(15 \cdot 75 \cdot 639 + 5 \cdot 98 \cdot 423) \cdot 1,1 \cdot 1,22 \cdot 1,1 = 1\,367\,175 \text{ грн}$$

$$З_{M2(н)} = \sum(15 \cdot 75 \cdot 276 + 5 \cdot 98 \cdot 184) \cdot 1,1 \cdot 1,22 \cdot 1,1 = 591\,454 \text{ грн}$$

де  $Ч_i$  – чисельність працівників  $i$ -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.;

$a_i$  – годинна тарифна ставка працівника  $i$ -го розряду, грн.;

$t_i$  – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

$K_d = 1,1$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см} = 1,22$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр} = 1,1$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

### 3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію і обслуговування об'єкту проектування за певний період (наприклад, рік), виражені в грошовій формі.

До основних експлуатаційних витрат по електротехнічному устаткуванню і енергомережі відносяться:

1. Амортизаційні відрахування ( $A_0$ ).
2. Заробітна плата обслуговуючого персоналу ( $C_3$ ).
3. Відрахування на соціальні заходи від заробітної плати ( $C_c$ ).
4. Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт устаткування ( $C_T$ ).
5. вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрат електроенергії ( $C_e$ )
6. Інші витрати( $C_{пр}$ ).



Таким чином, річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складають:

$$C = A_0 + C_3 + C_c + C_T + C_e + C_{пр}, \quad (3.5)$$

Пункт 2 і 3 ( $C_3$  і  $C_c$ ), в даному випадку, відсутні, тому що на розглянутому об'єкті відсутній регулярний обслуговуючий персонал.

### 3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання.[27]

Таблиця 3.3 - Мінімально допустимі терміни корисного використання за окремими групами основних засобів

Групи	Мінімально допустимі терміни корисного використання, років
Група 3 - будівлі;	20
- споруди;	15
- передавальні пристрої	10
Група 4 – машини і обладнання; - електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, пов'язані з ними засоби зчитування або друку інформації, комп'ютерні програми, інформаційні системи і т.д	5 2
Група 5 – транспортні засоби	5
Група 6 – інструменти, прилади, інвентар(меблі)	4

Обладнання в проекті електрозабезпечення, зважаючи на табл. 3.3, відноситься до 4-ї групи основних фондів «Машини та устаткування» мінімальний

термін служби обладнання становить 5 років, однак для фотоелектричної станції, що має високу надійність приймаємо строк корисного використання - 10 років.

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів. Вартістю основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості:

$$\Phi_a = \Phi_{\text{п}} - Л, \quad (3.6)$$

де  $\Phi_{\text{п}}$  - первісна вартість об'єкта основних засобів;  $Л$  - розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Амортизаційні відрахування знаходяться за прямолінійним методом за наступною формулою:

$$АО = \Phi_{\text{п}} \cdot Н_a, \quad (3.7)$$

де  $Н_a$  - норма амортизації.

Норма амортизації визначається за формулою:

$$Н_a = (\Phi_{\text{п}} - Л) / (\Phi_{\text{п}} \cdot T_{\text{п}}), \quad (3.8)$$

де  $T_{\text{п}}$  - термін корисного використання (амортизаційний період);  $\Phi_{\text{п}}$  - повна (або переоцінена вартість) вартість об'єкта основних засобів.

Норма амортизації:

$$Н_a = \frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{пр}} \cdot T_{\text{мін}}} \cdot 100 \%, \quad (3.10)$$

$$Ha1 = \frac{5\,251\,708}{5\,251\,708 \cdot 10} \cdot 100\%$$

$$Ha2 = \frac{2\,942\,820}{2\,942\,820 \cdot 10} \cdot 100\%$$

$$Ha1 = 10\%,$$

$$Ha2 = 10\%$$

де  $T_{\min}$  – мінімальний термін корисної експлуатації, рік.

Амортизаційні відрахування:

$$A01 = \Phi_{\text{п}} \cdot H_{a1} = 5\,251\,708 \cdot 0,1 = 525\,170 \text{ грн.}$$

$$A02 = \Phi_{\text{п}} \cdot H_{a2} = 2\,942\,820 \cdot 0,1 = 294\,282 \text{ грн.}$$

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат для проектного варіанту і за даними підприємства про балансову вартість замінного устаткування для базового варіанту. Результати розрахунків заносяться в табл. 4.3.

Таблиця 3.4-Розрахунок амортизаційних відрахувань

№ п/п	Найменування	Капітальні інвестиції, тис. грн	Норма амортизації, %	Сума амортизації, тис. грн.
1	Проектний варіант	5 251 708	10%	525 170
2	Проектний варіант	2 942 820	10%	294 282

### 3.2.2 Визначення річних витрат на технічне обслуговування та поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт електротехнічного встаткування включає витрати на матеріали, запасні частини, обслуговування лічильників, ремонт розподільчих мереж і визначаються за фактичним даними або укрупнено у відсотках від капітальних витрат. Приймаємо в розмірі 0,01% від капітальних витрат, а саме:

$$C_{T1} = 5\,251\,708 \cdot 0,01 = 52\,517 \text{ грн}$$

$$C_{T2} = 2\,942\,820 \cdot 0,01 = 29\,428 \text{ грн}$$

Згідно з практикою, інші витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу. Зважаючи на відсутність заробітної плати – відсутні і інші витрати.

Тобто, річні експлуатаційні витрати становлять:

$$C = A_0 + C_T + C_e$$

Для початку розрахуємо вартість електроенергії, яку споживає житловий комплекс протягом року.

$$C_{e1} = W_e \cdot C_{e, \text{мер}} = 1\,303\,000 \cdot 1,68 = 2\,189\,040 \text{ грн}$$

де:  $W_e$  - кількість електроенергії, що споживається споживачами будинку за рік (за даними технічного розділу = 1303 МВт·год);

$C_{e, \text{мер}}$  – вартість електричної енергії за тарифами міських електричних мереж ( $C_{e, \text{мер}}=1,68$  грн/кВт·год);

$$C_1 = 525\,170 + 52\,517 + 2\,189\,040 = 2\,766\,727 \text{ грн.}$$

Фотоелектрична електростанція станція не споживає електроенергію тому

$$C_{\epsilon} = 0$$

$$C_2 = 294\,282 + 29\,428 + 0 = 323\,710 \text{ грн.}$$

### 3.2.3 Визначення річної економії

Визначимо річну економію за рахунок генерації електроенергії за «зеленим тарифом» у мережу. Зелений тариф прийнятий на період 2021-2024 рік

$$C_{\epsilon.зт} = 4,78 \text{ грн.}$$

$$C_{\text{ген}} = W_{\text{сер.рік}} \cdot C_{\epsilon.зт} = 196\,650 * 4,78 = 939\,987 \text{ грн}$$

де:  $W_{\text{сер.рік}}$  - кількість електроенергії, що генерується фотоелектричними станціями за рік (за даними технічного розділу = 196,65 МВт·год);

Звідси повна економія дорівнює :

$$E_{\text{кр}} = C_{\text{ген}} - C_2 = 939\,987 - 323\,710 = 616\,277 \text{ грн}$$

### 3.2.4 Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Знайдемо розрахунковий коефіцієнт ефективності (доходу) капітальних витрат:

$$E_p = \frac{K_2}{E_{\text{кр}}} = \frac{616\,277}{2\,942\,820} = 0,2$$

Термін окупності витрат:

$$T_p = \frac{E_{\text{кр}}}{K_2} = \frac{2\,942\,820}{939\,987} = 4,7 \text{ роки}$$

Для остаточної оцінки порівнюються розрахункові значення  $E_p$  з нормативним  $E_n$ . Визначити нормативне значення коефіцієнта ефективності можна виходячи з прийнятною для зазначених заходів індивідуальної норми прибутковості:

$$E_n = \frac{1}{T_0} = \frac{1}{10} = 0,1$$

$$0,1 = E_n < E_p = 0,2$$

де:  $T_0$  - очікуваний прийнятний термін окупності капітальних вкладень,  
 $T_0=10$  років

Результати розрахунку економічних показників проекту наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.5 - Зведена таблиця техніко-економічних показників.

№ п/п	Найменування показників	Одиниці виміру	Проектний варіант
1	Капітальні витрати	грн.	2 942 820
2	Експлуатаційні витрати	грн.	323 710
3	Повна річна економія	грн.	616 168
4	Розрахунковий коефіцієнт ефективності	-	0,2
5	Розрахунковий термін окупності капітальних витрат	грн.	4,7

Висновки:

В даному дипломному проекті було розроблено систему електропостачання житлового комплексу, для цього були застосовані кабельні лінії, автоматичні вимикачі та інше обладнання, Також було розроблено проект фотоелектричної

станції на покрівлях комплексу для генерації та продажу електричної енергії за зеленим тарифом.

Для проекту електропостачання :

Капітальні витрати складають - 5 251 708 грн, а експлуатаційні - 2 766 727 грн

Для проекту фотоелектричної станції :

Капітальні витрати складають - 2 942 820 грн, а експлуатаційні - 323 710 грн,  
повна річна економія - 616 168 грн, термін окупності проекту - 4,7 років.

## Висновки

У дипломному проекті розглянуті сучасні підходи щодо енергозабезпечення житлових комплексів з використанням ВДЕ, визначені перспективи розвитку систем генерації електроенергії з відновлювальними джерелами. Визначено, що повна децентралізація неможлива в умовах міста з використанням ВДЕ, однак можливі варіанти часткової автономії або експлуатація з метою отримання додаткових коштів які можливо використовувати для зменшення експлуатаційних витрат. Як показали розрахунки, виконані в розділі, використання сонячної енергії є цілком можливим і перспективним напрямком для будинків та комплексів які мають в своєму складі достатні площі для встановлення фотоелектричних станцій. Електропостачання тільки за рахунок ФЕС є технічно неможливим. Так, як будівництво ФЕС таких великих потужностей вимагає досить великі площі, що для умов приватного господарства на території міста є малоперспективно. Розрахунки економічних показників проекту по використанню ФЕС для електропостачання житлового комплексу показали термін окупності 4,7 років, що дає змогу рекомендувати використання ФЕС до впровадження в умовах приватного домогосподарства.



### Список використаної літератури:

1. В.А. Козлов “Городские РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ” издание второе переработанное и дополненное. -3 с.
2. Особенности и характеристика распределительных электрических сетей и их нагрузок.  
URL:[https://studref.com/390590/tehnika/osobennosti\\_harakteristika\\_rasprede\\_litelnyh\\_elektricheskikh\\_setey\\_nagruzok](https://studref.com/390590/tehnika/osobennosti_harakteristika_rasprede_litelnyh_elektricheskikh_setey_nagruzok).
3. ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ Бондаренко Р. В. 1 , Довгалюк О. М. Омелянченко Г. В. 1 , Піротті О. Є. 1 , Сиромятнікова Т. В. 2 -70 с.
4. Шульга М. О., Деркач І. Л., Алексахін О. О. Інженерне обладнання населених місць -178 с
5. «Системи внутрішньоквартального електропостачання міст та схеми їх конструктивного виконання»  
URL:[http://do.nmu.org.ua/pluginfile.php/215709/mod\\_resource/content/3/Л2\\_Схеми%20внутрішньоквартального%20електропостачання.pdf](http://do.nmu.org.ua/pluginfile.php/215709/mod_resource/content/3/Л2_Схеми%20внутрішньоквартального%20електропостачання.pdf)
6. Интернет-ресурс: «ІМБФ». Режим доступа:  
<https://www.imbf.org/karty/potencial-solnechnoj-jenergii-ukrainy.html>
7. Интернет-журнал: «Как заработать на солнце» 2018 г. Режим доступа :  
[https://krestongcg.com/wpcontent/uploads/2018/01/How\\_to\\_make\\_money\\_in\\_the\\_sun\\_overview\\_of\\_the\\_solar\\_energy\\_market.pdf](https://krestongcg.com/wpcontent/uploads/2018/01/How_to_make_money_in_the_sun_overview_of_the_solar_energy_market.pdf)
8. Интернет-ресурс: «Википедия». Режим доступа:  
[https://ru.wikipedia.org/wiki/Днепр\\_\(город\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Днепр_(город))
9. Интернет-ресурс: «Elektrovesti.net». Режим доступа:  
[https://elektrovesti.net/59649\\_v-ukraine-v-2017-godu-zapustili-4-ves-moshchnostivetroparkov-prevysili-500-mvt](https://elektrovesti.net/59649_v-ukraine-v-2017-godu-zapustili-4-ves-moshchnostivetroparkov-prevysili-500-mvt)
10. Интернет-журнал: «Электрик». Режим доступа:  
<http://electrician.com.ua/posts/1280>

11. Децентрализованные системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями. Национальный исследовательский томский политехнический университет. Автор: Б.В. Лукутин, И.О. Муравлев, И.А. Плотинков.
12. Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция. Стенников В.А., Воропай Н.И. ИСЭМ СО РАН. 12. Бекиров Э.А., Воскресенская С.Н., Химич А.П. – Расчет системы автономного энергоснабжения с использованием фотоэлектрических преобразователей.
13. Электроснабжение отраслей. Автор: Г.Б.Белых, А.Н.Шеметов.2013 г.
14. Интернет-ресурс «Электро-экспо».Режим доступа: <https://www.elektroexpo.ru/ru/articles/sistemy-ehlektrosnabzheniya/>
15. К РАСЧЁТУ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. Научный журнал КубГАУ, №100(06), 2014 года. Григораш Олег Владимирович д.т.н., профессор, заведующий кафедрой.
16. Оценка потенциала использования энергии ветра в северных районах Красноярского края. Зарубин А .С . научный руководитель канд . техн . наук АмузадеА . С . Сибирский федеральный университет.
17. Д. Д. ОНДАР / РАСЧЕТ РЕСУРСОВ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА. Технические науки. Омск , 2015 – №2 (140). – С. 169- 172.
18. Макаровский Е. Л. Методика оценки ветрового энергетического потенциала / Е. Л. Макаровский, В. О. Зинич // Проблеми охорони навколишнього природного середовища та екологічної безпеки. – 2012. – Вип.
19. Интернет ресурс: «Сборник рефератов». Режим доступа: <http://bagazhznaniy.ru/geography/energosisitemy-ukrainy>
20. Башинська Ю. І. Загальносвітові та регіональні аспекти розвитку потужностей альтернативної енергетики / Ю. І. Башинська .

21. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії в Україні у світлі нових європейських ініціатив / А. Шевцов, М. Земляний, Т. Рязова [Електронний ресурс]. – Режим доступа: <http://old.niss.gov.ua/monitor/november08/2.htm>
22. ПУЭ, 7 издание, “Питание осветительных сетей”
23. МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ ХАРКІВСЬКА НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА В. О. САЛТИКОВ ОСВІТЛЕННЯ МІСТ -97 с.
24. «Електропостачання міст та мегаполісів» Розрахунок електричних навантажень.
25. ГОСТ 28249-93, КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ, МЕТОДЫ РАСЧЕТА В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ, -издание официальное.
26. МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ з дисципліни "Електрична частина станцій та підстанцій"для студентів спеціальності: 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"; спеціалізації «Електротехнічні системи електроспоживання»,«Енергетичний менеджмент»
27. Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломної роботи для студентів спеціальності 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” / Укладачі: Л.В. Тимошенко, Н.В. Дементьева – Дніпро : НГУ, 2018

## ДОДАТОК А

## Відомості матеріалів дипломного проекту

№ п/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
	A4		<b>Пояснювальна записка</b>		
	A1,A2		<b>Графічні матеріали презентації</b>		

## ДОДАТОК Б

Відгук керівника кваліфікаційної роботи

## ДОДАТОК В

Відгук керівника розділу «Техніко-економічного обґрунтування»

