

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Відновлюваних джерел енергії

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри

_____ Кудря С.О.
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ____ ” _____ 20__р

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

з напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»

**на тему: «Енергозабезпечення приватного будинку за рахунок комплексного
використання відновлюваних джерел енергії»**

Виконала:

студентка IV курсу, групи ЕД-41

Карпчук Ганна Леонідівна

(підпис)

Керівник:

ст. викладач, канд. техн. наук

Вишневська Юлія Павлівна

(підпис)

Консультант з охорони праці:

(підпис)

Рецензент

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному
проекті немає запозичень з праць ін-
ших авторів без відповідних посилань.
Студентка

(підпис)

Київ – 2018 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/П	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4	141.4107.019.БР	Завдання надипломний проект	2	
2	A4	141.4107.019.БР	Пояслювальна записка	86	
3	A4	141.4107.019.БР	Додаток А	1	
4	A1	141.4107.019.БР	Креслення	4	

				141.4107.019.БР		
	ПІБ	Підпис	Дата			
Розробн.	Карпчук			Відомість дипломного проекту	Лист	Листів
Керівн.	Вишневська				1	1
Консульт.					КПІ ім. Ігоря Сікорського каф. «ВДЕ» гр. ЕД-41	
Н/контр.	Головко					
Зав. каф.	Кудря					

Пояснювальна записка
до дипломного проекту
на тему: «Енергозабезпечення приватного будинку за рахунок
комплексного використання відновлюваних джерел енергії»

Київ – 2018 року

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Відновлюваних джерел енергії

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Напрямок підготовки (програма професійного спрямування) – 6.050701

«Електротехніка та електроавтоматика» («Відновлювані джерела енергії»)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____ Кудря С.О.
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ____ ” _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Карпчук Ганні Леонідівні

1. Тема проекту _____

 _____ ,
 керівник проекту _____ ,
 затверджені наказом по університету від «__» _____ 20__ р. № _____
2. Термін подання студентом проекту _____
3. Вихідні дані проекту _____

4. Зміст пояснювальної записки _____

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначення обов'язкових кресленників, плакатів, презентацій тощо) _____

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання	Завдання

7. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№	Назва етапів виконання	Термін виконання	Примітка

Студент

(підпис)

(ініціали, прізвище)

Керівник проекту

(підпис)

(ініціали, прізвище)

Анотація

Для здешевлення тепло- та електрозабезпечення приватного житлового будинку необхідно використовувати комплексні системи на основі відновлюваних джерел енергії. Тому проектування таких систем є актуальною проблемою.

У даній роботі розраховано комплексну систему тепло- та електропостачання на основі теплового насосу та сонячної електростанції.

Пояснювальна записка містить 86 сторінок машинописного тексту формату А4, 4 листів формату А1, 37 таблиць, 12 рисунки, 16 бібліографічних найменувань за переліком посилань, 1 додаток.

Ключові слова: енергоефективність, гаряче водопостачання, опалення, електрозабезпечення, системи з ВДЕ, тепловий насос, фотопанель, акумулятор.

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						6
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Abstract

In order to reduce the cost of heating and electricity for private house, it is necessary to use complex systems based on renewable energy sources. Therefore, the designing of such systems is an actual problem.

In this work the complex system of heat and power supply based on the heat pump and the solar power plant.

The explanatory note contains 86 pages of typewritten A4 text, 4 sheets of A1 format, 37 tables, 12 figures, 16 bibliographic titles in the list of references, 1 addition.

Key words: energy efficiency, hot water supplying, heating, electricity supplying, renewable systems, heat pump, photopanel, battery.

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						7
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП.....	10
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ КОМПЛЕКСНОГО ВИКОРИСТАННЯ СИСТЕМ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ТЕПЛО- ТА ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ.....	11
1.1 Аналіз систем теплозабезпечення за рахунок теплових насосів.....	12
1.2 Аналіз систем електрозабезпечення за рахунок фотоелектростанцій.....	22
РОЗДІЛ 2 ТЕПЛОВЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОТРЕБ ПРИВАТНОГО БУДИНКУ ЗА РАХУНОК ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОВОГО НАСОСУ.....	31
2.1 Вхідні дані до розрахунку теплових потреб приватного будинку.....	32
2.2 Аналіз теплових потреб приватного будинку	32
2.3 Вибір теплового насосу.....	38
2.4 Аналіз електроспоживання теплового насосу.....	39
РОЗДІЛ 3 ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОТРЕБ ПРИВАТНОГО БУДИНКУ ЗА РАХУНОК ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНИХ ФОТОПАНЕЛЕЙ.....	42
3.1 Обсяг отримуваної енергії.....	43
3.2 Навантаження фотостанції.....	55
3.3 Характеристика обраного обладнання.....	56
3.4 Розрахунок потужності фотостанції.....	58
3.5 Підбір кількості АКБ.....	59
3.6 Розрахунок площі фотостанції.....	69
3.7 Підбір регулятора та інвертора.....	70
3.8 Підбір кабелів.....	70
РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	75
4.1 Вихідні дані.....	76
4.2 Капіталовкладення.....	76
4.3 Доходи від виробництва.....	78
4.4 Термін окупності.....	79

РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	81
ВИСНОВОК.....	86
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	87
Додаток А.....	89

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						9
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Упродовж останніх років використання відновлюваних джерел енергії задля забезпечення потреб в Україні все більш і більше зростає. Як відомо, за даними Держенергоефективності України, частка відновлюваних джерел енергії збільшилася за останні три роки з 3,9 до 5,8%, в електроенергетиці – з 7,4 до 7,8%. Найбільші темпи зростання саме у сонячних електростанцій. Якщо у 2016-му їх загальна потужність становила 99,2 МВт, то в 2017-му – понад 170 МВт.

Особливо широко розповсюджене поєднання декількох відновлюваних джерел енергії у комплексні системи. Такі системи дозволяють значно покращити ефективність використання відновлюваних джерел. Тому у даній роботі розраховано комплексну систему, яка складається з теплового насосу та автономної сонячної електростанції, яка частково забезпечує потреби теплового насосу в зимовий період.

Оскільки такі комплексні здатні значно здешевити електро- та теплопостачання приватного житлового будинку, то дана робота є актуальною.

					6.050701.4107.019.БР						
					Вступ						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Карпчук Г.Л.									
Перевір.		Вишневська Ю.П.									
Т. контр.											
Керівник		Вишневська Ю.П.			КПІ ім. Ігоря Сікорського каф. ВДЕ гр. ЕД-41						
Н. контр.		Головко В.М.									
Затв.		Кудря С.О.									
					Лім.		Маса		Маштаб		
					Лист		10		Листів 1		

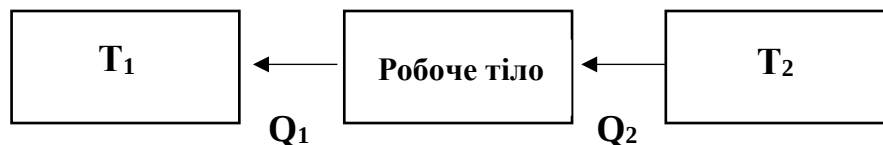
**РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ КОМПЛЕКСНОГО ВИКОРИСТАННЯ СИСТЕМ
ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ТЕПЛО ТА
ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ**

					6.050701.4107.019.БР												
					<i>Розділ 1 Аналіз комплексного використання відновлюваних джерел енергії для тепло- та електрозабезпечення</i>						Лім.		Маса		Маштаб		
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата													
Розроб.		Карпчук Г.Л.															
Перевір.		Вишневська Ю.П.															
Т. контр.																	
Керівник		Вишневська Ю.П.									Лист 11		Листів 20				
Н. контр.		Головко В.М.															
Затв.		Кудря С.О.															
						КПІ ім. Ігоря Сікорського каф. ВДЕ гр. ЕД-41											

1.1 Аналіз систем теплозабезпечення за рахунок теплового насосу

Тепловий насос – це установка, що працює за оберненим циклом Карно, тобто по своїй суті є оберненою до холодильної машини. Така машина відбирає за цикл від тіла з температурою T_2 кількість теплоти Q_2 і віддає тілу T_1 кількість теплоти Q_1 , причому $T_2 < T_1$ і при цьому над тілом в циклі повинна бути виконана робота. Теплова енергія, яку виробляють теплові насоси, використовується для централізованого та індивідуального опалення, а також для гарячого водопостачання.

Теплові насоси класифікують в залежності від джерела відбору теплоти та за принципом роботи.



Класифікація теплових насосів в залежності від джерела відбору теплоти:

— геотермальні – це такі теплові установки, що використовують тепло ґрунту, підземних або наземних теплових вод. Тепло ґрунту відбирається за рахунок прокладення пластикових труб на рівні, який на 20 см глибше за рівень промерзання ґрунту, через які протікає теплоносій, що не замерзає. Відбір тепла від підземних або наземних теплових вод відбувається за рахунок свердловин, в які занурені труби, що подають воду до теплової установки та повертають спрацьовану воду назад. Геотермальні теплові насоси можуть бути:

- замкнутого типу - це такі установки, що працюють за замкнутим циклом. В свою чергу теплові насоси замкнутого типу в залежності від свого положення поділяються на установки:
 - горизонтального типу – у горизонтальних траншеях прокладається ґрунтовий колектор нижче глибини промерзання;
 - вертикального типу – колектор прокладається у свердловині глибиною до 200 м;

- відкритого типу – це системи, які працюють за відкритим циклом, тобто теплообмінна рідина, що циркулює через систему повертається назад до ґрунту;
- повітряні – це установки, що у якості низькопотенційного джерела енергії використовують повітря навколишнього середовища, яке в подальшому перетворюється у високопотенційне джерело енергії;
- рекуперативні – це системи, що використовують тепле повітря приміщення, яке необхідно забезпечити теплом, для нагрівання повітря з навколишнього середовища.

Класифікація теплових насосів за принципом роботи:

- компресійні;
- абсорбційні;
- адсорбційні;
- компресійно-резорбційні;
- компресійні теплові насоси з приводом двигуна внутрішнього згорання;

Компресійні теплові насоси

Принцип роботи компресійного теплового насосу з однокомпонентним робочим тілом базується на оберненому циклі Карно, який складається з двох ізоентропій (адіабат) та двох ізоTERM. У даному циклі процеси підведення та відведення тепла при зміні фазового стану робочого тіла (випаровування та конденсація) є одночасно ізоTERMічними та ізобарними процесами. Конструктивно така установка складається з двох теплообмінників, випарника, конденсатора, компресора та дросельного вентиля рис. 1.1.

У випарнику знаходиться холодоагент з низькою температурою кипіння, на початковому етапі стан якого рідкий, куди через теплообмінник від низькотемпературного джерела енергії під низьким тиском подається кількість теплоти $Q_{дж}$. Холодоагент, при підвищенні температури, починає змінювати свій агрегатний стан на газоподібний, після чого потрапляє у компресор і повинен бути сухим та дещо перегрітим. У компресорі відбувається стиснення цього газу до тис-

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						13
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

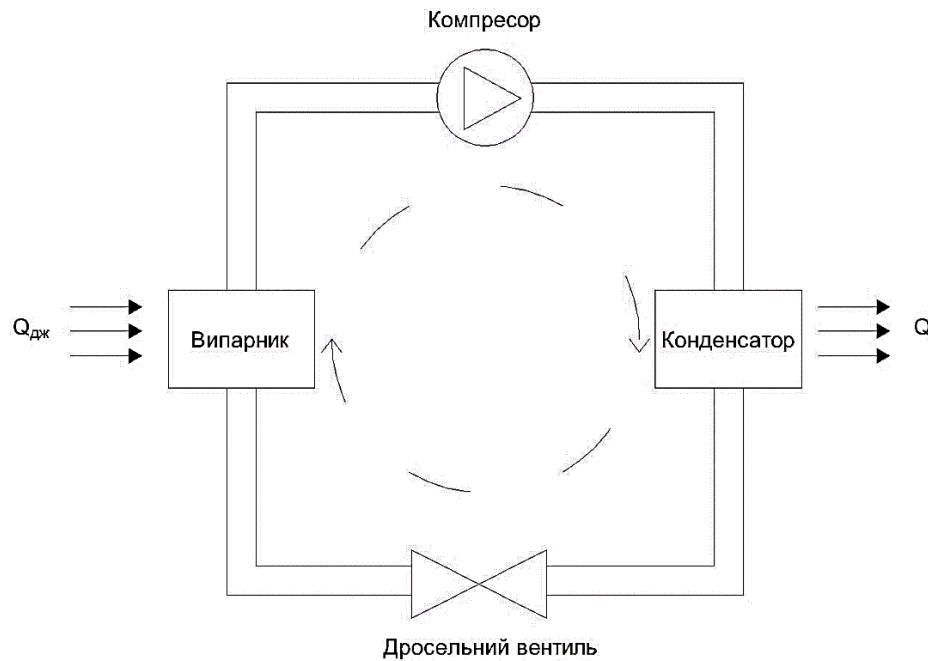


Рисунок 1.1 – Схема компресійного теплового насосу

ку конденсації, у результаті чого підвищується його тиск та температура, при цьому використовується механічна енергія, яка підводиться за рахунок стороннього джерела енергії – зазвичай електричної. Після компресора пароподібний холодоагент потрапляє до конденсатора, де при підвищених тисках відбувається його конденсація за рахунок віддачі кількості теплоти Q теплообміннику, у результаті чого він переходить у рідкий стан. Для зниження тиску конденсату, який після конденсатора потрапляє у випарник, використовується дросельний вентиль. При проходженні холодоагенту через дросельний вентиль, його тиск та температура знижуються, і частина холодоагенту випаровується без підведення теплоти від низькотемпературного джерела.

Аналіз енергетичного балансу показує, що корисна потужність теплового насосу, яка передається споживачу від конденсатора, рівна сумі теплової енергії випарника, яку отримано з навколишнього середовища, і механічної енергії, яка затрачена компресором на стиснення холодоагенту [1]:

$$Q_{\text{кор}} = Q_{\text{нп}} + Q_{\text{ел}} \quad (1.1)$$

де $Q_{\text{кор}}$ – корисна потужність, кДж;

$Q_{\text{нп}}$ – теплова енергія низькотемпературного джерела енергії, кДж;

					6.050701.4107.019.БР	Лист
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		14

$Q_{ел}$ – затрачена компресором енергія на стиснення, кДж.

Ефективність теплового насосу визначається за допомогою декількох різних коефіцієнтів.

При співставленні різних циклів та конструкцій теплових насосів використовується *коефіцієнт перетворення*, який визначається як відношення корисної теплової енергії, яку отримано на виході з теплового насосу $Q_{кор}$, до затраченої компресором на стиснення холодоагенту $Q_{ел}$:

$$COP = \frac{Q_{кор}}{Q_{ел}} = 1 + \frac{Q_{нп}}{Q_{ел}}, \quad (1.2)$$

де COP – безрозмірна величина.

Інший показник, який характеризує ефективність теплового насосу, це *співвідношення корисної продуктивності*, яке визначається як відношення корисної енергії на виході з установки $Q_{кор}$ до підведеної до установки $Q_{підв}$:

$$СКП = \frac{Q_{кор}}{Q_{підв}}, \quad (1.3)$$

де $СКП$ – безрозмірна величина;

$Q_{підв}$ – енергія, яка підведена до установки, Дж.

Величина СКП дає можливість споживачу визначити вартість теплової енергії, яка вироблена тепловим насосом, з урахуванням вартості енергії палива та електрики, яке підведене до установки, та всіх втрат енергії в установці [1].

Абсорбційні теплові насоси

Робоче тіло абсорбційного теплового насосу – двокомпонентне, яке складається з холодоагенту та абсорбенту. Абсорбентом може бути будь яка речовина, яка при підвищених температурах та тисках буде виділяти холодоагент, і при низьких температурах та тисках поглинати. Конструктивно така установка складається з тих же функціональних компонентів, що і компресійний тепловий насос, але головною відмінністю є наявність додаткового контуру, який

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						15
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

складається з абсорбера, насоса та регенератора, які заміщають механічну компресію пари рис 1.2.

У випарник подається від низькопотенційного джерела кількість теплоти $Q_{дж}$, де робоче тіло змінює свій агрегатний стан з рідкого на газоподібний і переходить до абсорбера. В абсорбері газоподібний холодоагент (аміак NH_3) поглинається абсорбентом (розчинником), зазвичай це вода, у результаті чого утворюється насичений водний розчин аміаку. Під час поглинання абсорбентом парів холодоагенту виділяється теплота $Q_{абс}$, яка передається споживачу. Водний розчин аміаку з абсорбера подається до регенератора, де відбувається розділення робочого тіла, шляхом випаровування холодоагента з абсорбента при підведенні теплоти $Q_{ген}$ від зовнішнього джерела енергії. Аміак, який випаровується з насиченого водо-

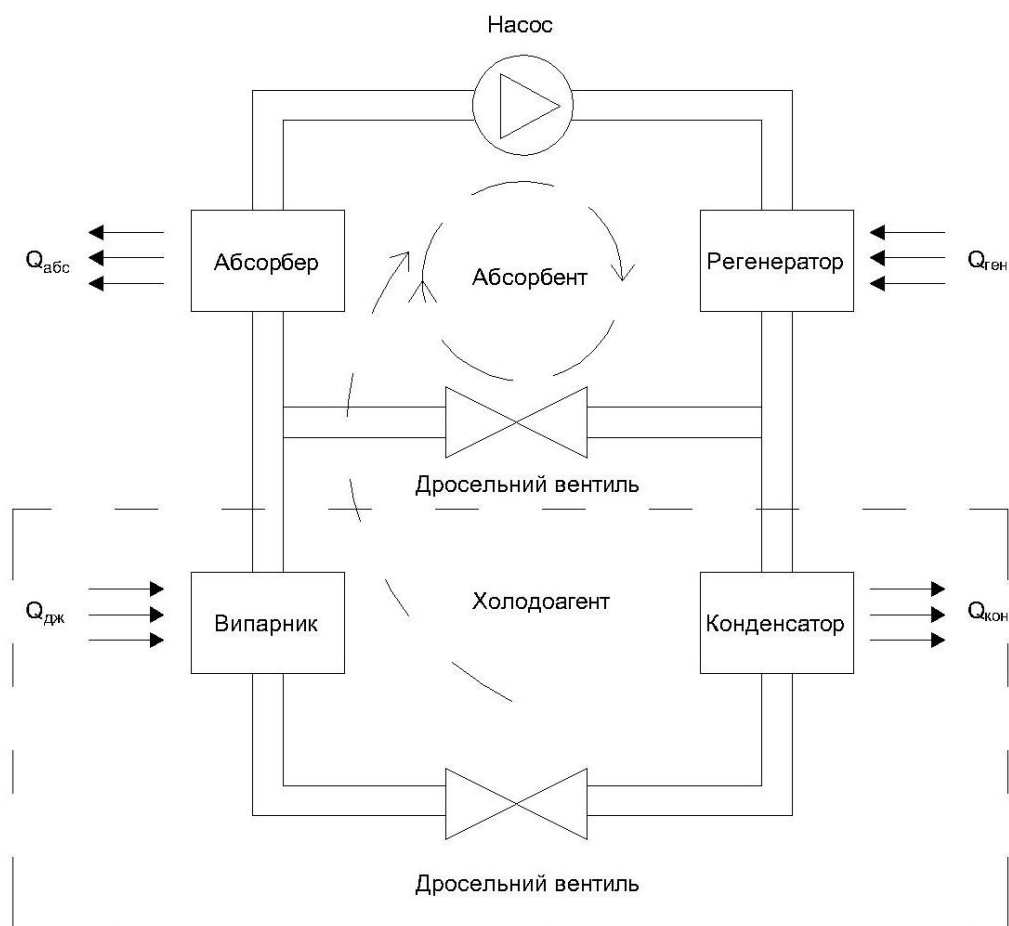


Рисунок 1.2 – Схема абсорбційного теплового насосу

аміачного розчину, дещо перегрівається і далі потрапляє до конденсатора, а слабкий водний розчин аміаку через дросельний вентиль повертається до

абсорбера. Далі холодоагент, аналогічно до компресійного теплового насосу, віддає кількість теплоти $Q_{\text{кон}}$ та через дросельний вентиль повертається до випарника.

Недоліками такої установки є використання токсичного аміаку, а також його корозивні властивості.

Адсорбційні теплові насоси

Адсорбційний тепловий насос, як і абсорбційний, має двокомпонентне робоче тіло, яке складається з адсорбенту та холодоагенту.

Конструктивно адсорбційний тепловий насос складається з адсорбера, теплообмінників, випарника, конденсатору а також дросельних вентилів рис. 1.3.

Принцип роботи даної установки пов'язаний з процесами поверхневого поглинання – адсорбції. Пари води поглинаються твердими матеріалами, такими як цеоліти, активоване вугілля, силікагель.

Під час процесу поглинання парів твердими матеріалами виділяється теплова енергія за рахунок перебігу хімічних процесів. Однак, оскільки у якості холодоагенту використовується вода, то необхідно знижувати температуру кипіння, шляхом зниження тиску в системі, тобто створювати розрідження.

Експлуатація таких систем відбувається у два цикли. Спочатку до теплообмінника підводиться високотемпературна теплова енергія, унаслідок чого відбувається випаровування робочого тіла. Далі вода потрапляє у конденсатор, де відбувається її конденсація, та відведення теплової енергії до споживача. Усі трубки теплообмінників зсередини вкриті шаром матеріалу, який використовується у якості адсорбера (цеолітові матеріали). Друга фаза процесу починається після конденсації води. Для відділення води від адсорбера припиняється подача теплової енергії, далі вода перекачується до теплообмінника, до якого підводиться енергія від низькотемпературного джерела. Після чого вода поглинає цю енергію та переходить у газоподібний стан, і потрапляє до теплообмінника, стінки якого

вкриті адсорбентом, далі відбувається процес адсорбції з виділенням теплоти хімічної реакції їх взаємодії.

У порівнянні з абсорбційним тепловим насосом, головною перевагою такої установки є можливість використання в широкому діапазоні температур, але в той же час основним недоліком є необхідність періодичного нагрівання або охолодження сорбенту, що призводить до додаткових затрат енергії.

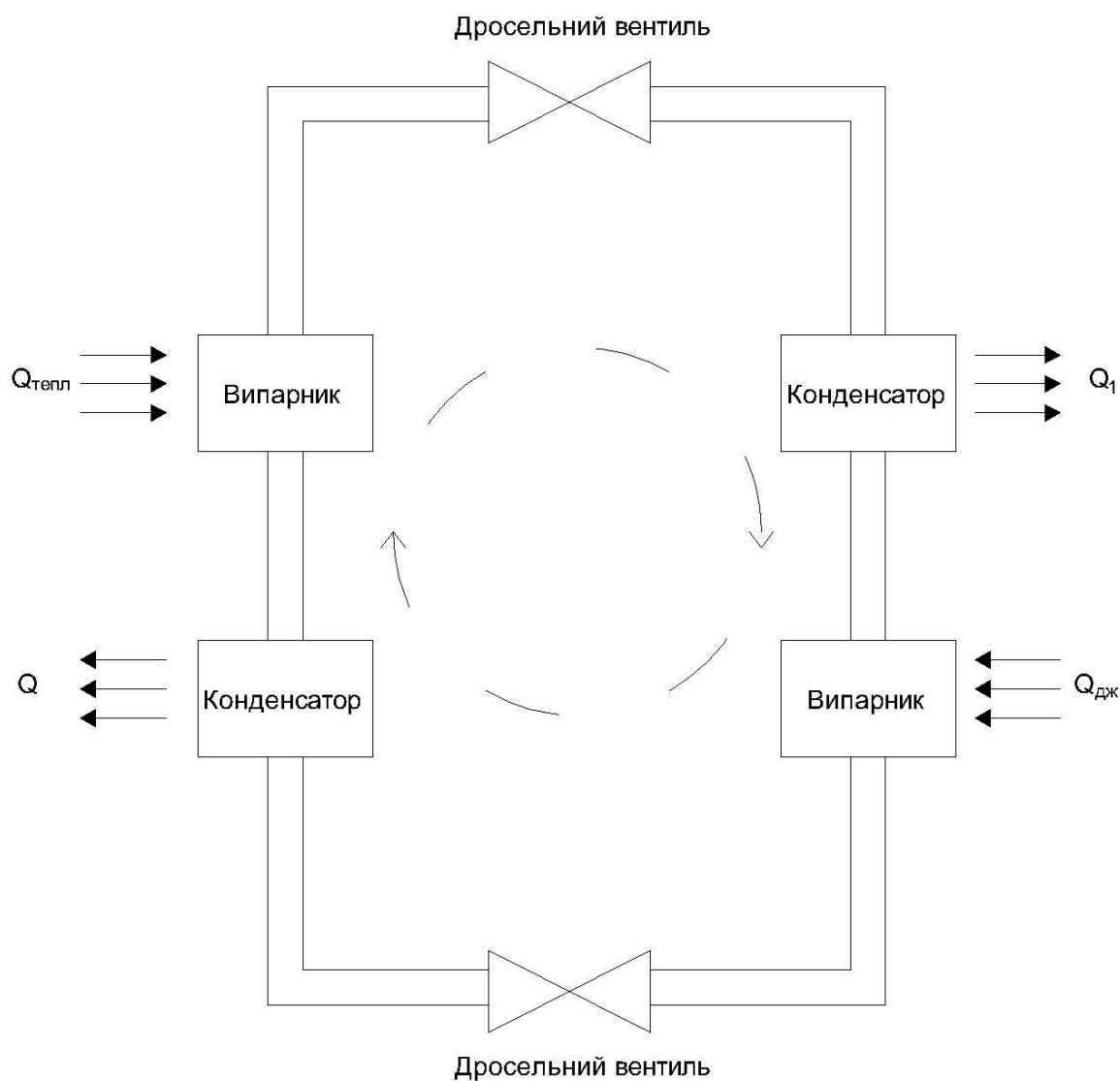


Рисунок 1.3 – Схема адсорбційного теплового насосу

Компресійно-резорбційні теплові насоси

Принцип роботи компресійно- резорбційного теплового насосу базується на циклі Джоуля, який складається з двох ізоентропій і двох ізобар. Дана теплова

установка працює на основі процесу абсорбції, але на відміну від абсорбційного теплового насосу, при високих тисках.

Конструктивно така установка складається з випарника, компресора, конденсатора-резорбера, теплообмінника насоса та дросельного вентиля рис 1.4.

Робоче тіло компресійно-резорбційного теплового насосу двокомпонентне, у якості абсорбенту використовується вода, а в якості холодоагенту – аміак.

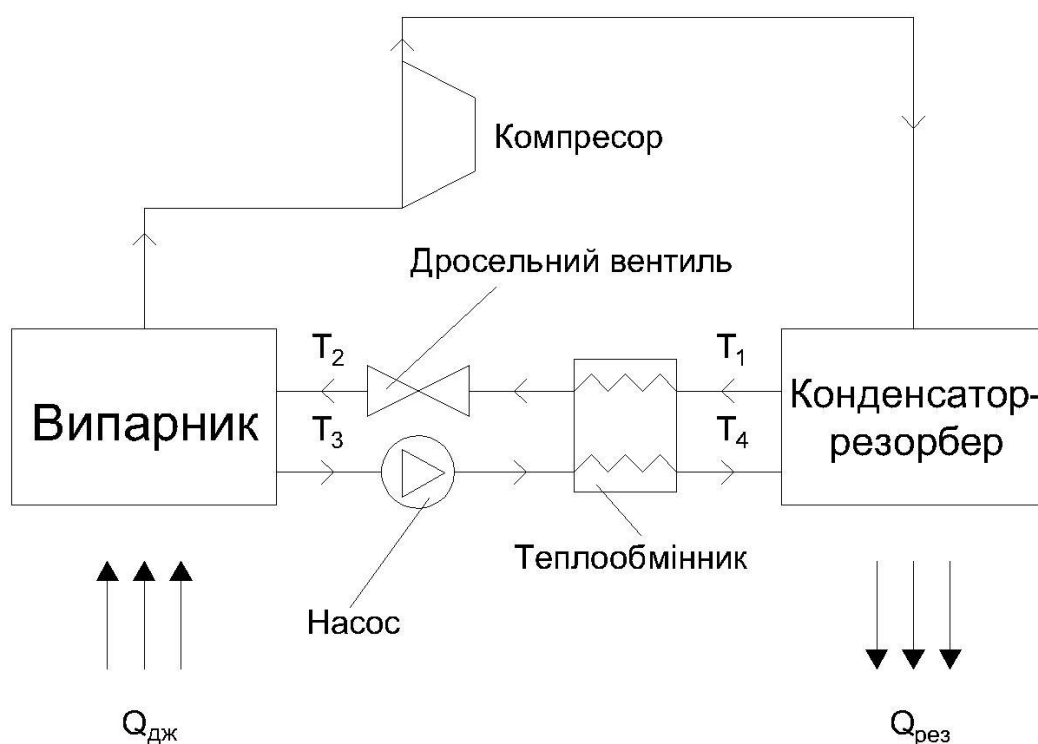


Рисунок 1.4 – Схема компресійно-резорбційного теплового насосу [1]

У випарнику знаходиться насичений розчин води та аміаку. У результаті підведення до випарника енергії від низькопотенційного джерела, з розчину при низьких тисках випаровується переважно аміак із концентрацією 99-99,5 %. Далі пари аміаку перекачуються у компресор, де стискаються і потім нагнітаються у резорбер. За рахунок відводу холодоагенту з випарника, в ньому підтримується низький тиск.

Слабкий водний розчин аміаку, який випарений у випарнику, нагнітається через теплообмінник до резорбера, де нагрівається зустрічним потоком

концентрованого розчину аміаку. У результаті чого в резорбері виділяється кількість теплоти $Q_{рез}$, яка передається споживачу.

Насичений водневий розчин аміаку з резорбера потрапляє до теплообмінника, де охолоджується, а далі дроселюється у дросельному вентилі та потрапляє до випарника.

Енергетичний баланс компресійно-резорбційного теплового насосу рівний сумі теплової енергії низькопотенційного джерела, енергії, яка затрачена на роботу компресора та електричного насосу:

$$Q_{рез} = Q_{дж} + L_{комп} + L_{н}. \quad (1.4)$$

де $Q_{рез}$ – теплове навантаження резорбера, кДж;

$Q_{дж}$ – енергія низькопотенційного джерела, кДж;

$L_{комп}$ – робота компресора, кДж;

$L_{н}$ – робота насосу, кДж.

Коефіцієнт перетворення компресійно-резорбційного теплового насосу:

$$COP = \frac{Q_{рез}}{L_{комп} + L_{н}}. \quad (1.5)$$

Компресійні теплові насоси з приводом від двигуна внутрішнього згорання

Компресійні теплові насоси з приводом від двигуна складаються з двох основних компонентів, власне, з компресійного теплового та з двигуна внутрішнього згорання, який служить приводом для компресора теплового насосу. Схема такої установки представлена на рис. 1.5.

Теплові насоси такого типу складаються з двох розділених циркуляційних контурів: низькотемпературного контуру 7 з перепадом температур 45 °C/35 °C, який отримує теплову енергію від конденсатора теплового насосу, і високотемпературного контуру 12, який підключено до системи водяного

охолодження 10 і теплообмінника з відпрацьованими газами з перепадом температури 90 °С/70 °С.

За необхідністю обидва контури можуть бути об'єднані в єдину систему гарячого водопостачання та опалення. Така система реалізується за рахунок послідовного нагрівання води в конденсаторі 5, в теплообміннику системи охолодження двигуна та в теплообміннику вихлопних газів.

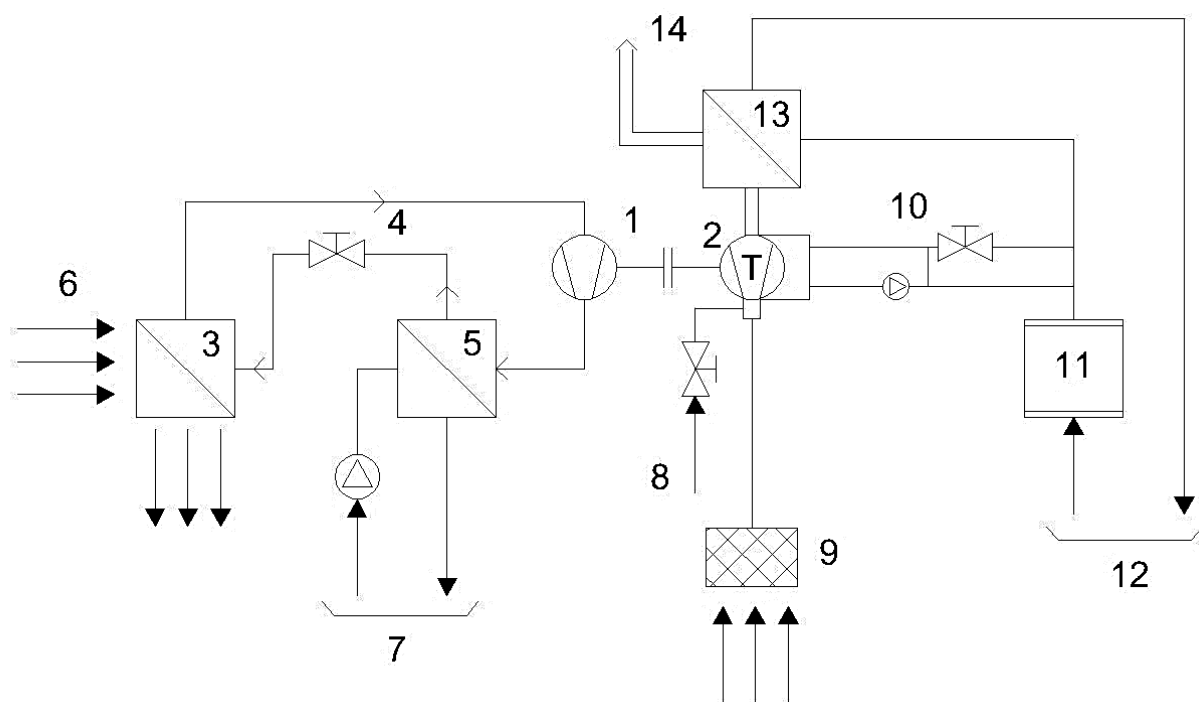


Рисунок 1.5 – Принципова схема компресійного теплового насоса з приводом від двигуна внутрішнього згорання: 1 – компресор; 2 – двигун внутрішнього згорання; 3 – випарник; 4 – дросельний вентиль; 5 – конденсатор; 6 – джерело низькопотенційної теплової енергії; 7 – циркуляційний контур низькотемпературного опалення; 8 – подача палива; 9 – подача повітря в двигун внутрішнього згорання; 10 – система водяного охолодження двигуна; 11 – теплообмінник холодної води; 12 – циркуляційний контур гарячої води; 13 – теплообмінник вихлопних газів; 14 – вихід вихлопних газів [1].

Класифікація робочого тіла теплового насосу

Для того щоб тепловий насос був максимально ефективним, холодоагент обирається в залежності від температури низькопотенційного джерела. Він поділяється в залежності від температурного режиму на: високотемпературні, температура кипіння якого від -10 °С та вище, середньотемпературні – від -10 °С до

-50 °С та низькотемпературні, температура кипіння якого нижче -50 °С. А також в залежності від хімічного складу холодоагенту: неорганічні сполуки, вуглеводні та галогеновуглеводні.

Зазвичай, в якості робочого тіла теплового насосу використовуються галоїдні сполуки насичених вуглеводнів C_nH_{2n+2} , які отримані шляхом заміни атомів вуглеводня атомами фтору F, хлору Cl та бромів Br за формулою $C_nH_xF_yCl_zBr_u$. Скорочене позначення таких сполук будується по формі R-N, де R – скорочення від англійського слова «refrigiration» - охолодження, N – номер.

Для номера існують установлені базові цифри: 1 – CH_4 (метан), 11 – C_2H_6 (етан), 21 – C_3H_8 (пропан), 31 – C_4H_{10} (бутан). Справа від базового числа пишеться число атомів фтору: CF_2Cl_2 – R12; $C_3F_4Cl_4$ – R214.

Якщо в сполуці присутні незаміщені атоми водню, то їх кількість додається до кількості одиниць базового номеру, наприклад, CHF_2Cl – R22, $C_2H_4F_2$ – R152, $C_3H_2F_4Cl_2$ – R234.

За наявності в сполуці атомів бромів, після основного номеру пишеться буква B, а потім кількість атомів бромів: CF_2Br_2 – R12B2, $C_2F_4Br_2$ – R114B2.

1.2 Аналіз систем електрозабезпечення за рахунок фотоелектростанції

За даними Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії (IRENA) у світі спостерігається постійне зростання кількості електроенергії, що отримується з вітрової, сонячної, біоенергетики, малої гідроенергетики, тощо [5].

Нажаль, частка України у світовому обсязі є мізерно малою, проте в межах країни спостерігається відчутне зростання галузі. Так, загальний обсяг виробітку відновлюваної енергії в Україні зріс з 4691 МВт у 2010 році до 6487 МВт у 2017 році, тобто практично на третину. Однією з найбільш розвинених галузей відновлюваної енергетики України, динаміка зростання якої зображена на рис. 1.6, є сонячна. Це зумовлено, насамперед, тим, що відповідне обладнання останніми роками стало більш доступним, а також існуванням державної програми щодо зеленого тарифу. Саме тому багато домогосподарств почало розглядати сонячну

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						22
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

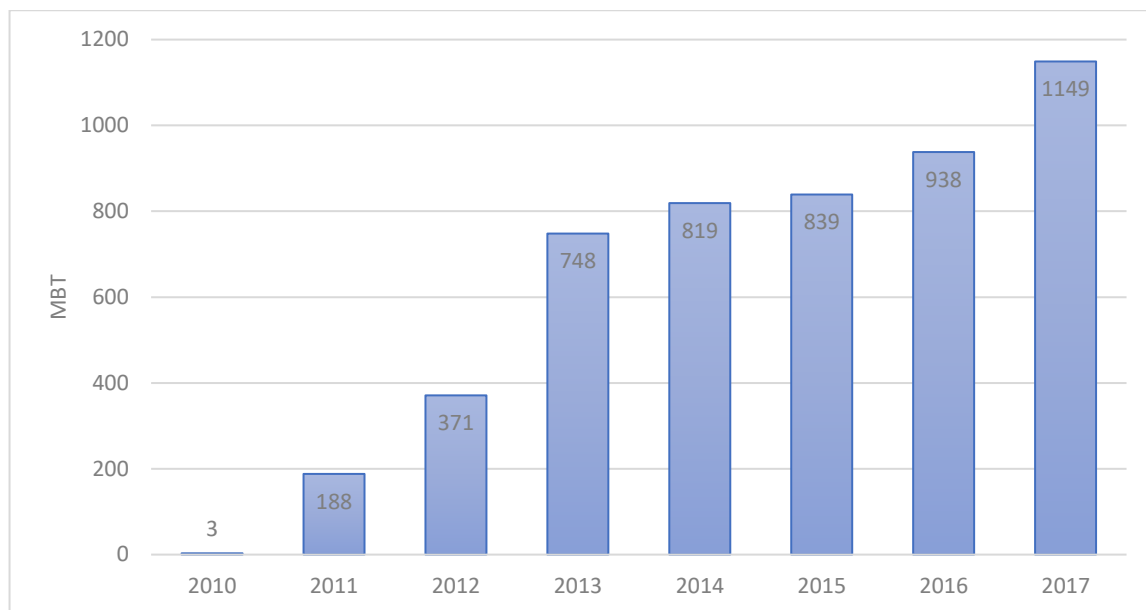


Рисунок 1.6 – Приріст виробітку електроенергії за рахунок сонячних фотостанцій в Україні

енергетику як цілком вигідну альтернативу традиційній енергетиці.

Сонячні фотоелементи

Для перетворення сонячної енергії в електричну необхідні сонячні панелі, які, у свою чергу складаються з фотоелементів.

Принцип роботи фотоелемента оснований на фотоелектричному ефекті, який виникає в неоднорідних напівпровідникових кристалах при дії на них сонячного випромінювання. Неоднорідність напівпровідника отримується шляхом легування одного і того ж напівпровідника різними домішками, або шляхом з'єднання напівпровідників з неоднаковою шириною забороненої зони (зона відриву електрона від атому), або за рахунок зміни хімічного складу напівпровідника.

Фотоелементи поділяються на:

- кристалічні кремнієві елементи:
 - монокристалічні (ККД 15-18%);
 - полікристалічні (ККД 13-16%);
- тонкоплівкові фотоелементи:

- з використанням діселеніда індію і міді (CIS технологія, ККД 9-11%);
- з використанням телуриду кадмію (CdTe технологія, ККД 8,5%);
- з використанням аморфного кремнію (ККД 5-7%).

Сонячні кути

Щоб розуміти яку кількість енергії може згенерувати сонячна панель, необхідно знати її положення, а також кількість інсоляції, яка приходить на цю поверхню.

Геометричні співвідношення, які описують положення площини, що певним чином орієнтована відносно Землі в будь-який момент часу, і прямого сонячного випромінювання, тобто положення Сонця відносно цієї площини, можуть бути виражені за допомогою певних кутів, таких як:

- широта місцевості;
- кут схилення;
- часовий кут;
- висота Сонця;
- азимутальний кут площини;
- зенітний кут.

Широті місцевості відповідає кут L , який рівний куту між прямою, яка проведена з центру землі в точку P , і екваторіальною площиною, для північної півкулі він додатній, а для південної – від’ємний (рис 1.7).

Кут сонячного схилення (declination) це величина, яка відповідає кутовому положенню Сонця відносно площини екватора в сонячний полудень, тобто це кут між напрямком на Сонце і екваторіальною площиною, який визначається за наближеною формулою Купера:

$$\delta = \delta_0 \sin \left[360 \frac{284+n}{365} \right], \quad (1.6)$$

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						24
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

SL (standard longitude) – стандартний меридіан;

LL (local longitude) – місцевий меридіан;

DS (daylight saving) – поправка на літній час;

Місцевий стандартний час LST відраховується від стандартного меридіану SL, який представляє собою цент часової зони, тобто Гринвіцький меридіан, широта якого складає 0^0 . Для різниці (SL – LL) необхідно ввести поправку в поточний сонячний час, яка рівна $4(SL - LL)$, де 4 – відповідає часу за який Сонце проходить 1^0 широти. Якщо точка спостереження знаходиться на сході від Гринвічу, то знак цієї поправки буде додатнім, а якщо на заході – від’ємним.

Корекція обумовлена тим, що швидкість обертання Землі навколо своєї осі нерівномірна часу ET і розраховується за рівнянням часу:

$$ET = 9,87 \sin 2B - 7,53 \cos B - 1,5 \sin B, \quad (1.9)$$

де B визначається з:

$$B = (n - 81) \frac{360}{364}, \quad (1.10)$$

Вона змінюється протягом року і не перевищує за модулем 15 хвилин. Графічна залежність рівняння часу зображена на рис. 1.8, звідки може бути визначена величина ET.

Поправка на літній час рівна одиниці з кінця березня і по кінець жовтня, та нулю в інший період часу. Зазвичай, цією поправкою нехтують, оскільки вона має мінімальний вплив на значення істинного сонячного часу.

Висота сонця α – це кут між напрямком сонячного проміння та горизонтальною площиною, як зображено на рис. 1.9 . Даний кут пов’язаний з зенітним кутом Φ , який визначається як кут між напрямком сонячного проміння

і вертикаллю, за формулою:

$$\Phi + \alpha = \pi/2 = 90^\circ \quad (1.11)$$

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						26
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

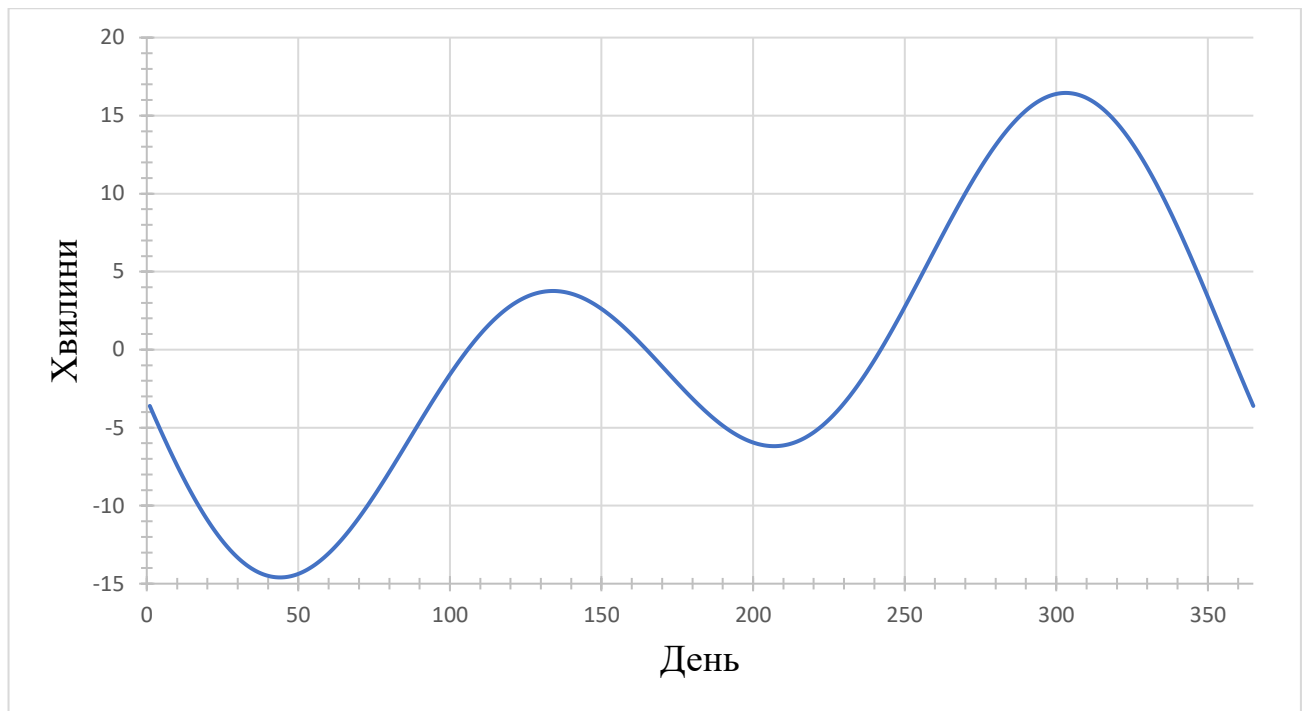


Рисунок 1.8 – Рівняння часу

Висота Сонця, як і зенітний кут виражається з наступного математичного виразу:

$$\sin(\alpha) = \cos(\Phi) = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h). \quad (1.12)$$

Сонячний азимутальний кут визначається як кут між напрямком проекції сонячних променів на горизонтальну площину і напрямком на південь. Математичний вираз для азимутального кута:

$$\sin(z) = \frac{\cos(\delta) \sin(h)}{\cos(\alpha)}. \quad (1.13)$$

Дане рівняння буде вірним за умови, що $\cos(h) > \tan(\delta)/\tan(L)$. Якщо ця умова не виконується, то це означає, що Сонце біля Сх.-Зх. лінії, і азимутальний кут до полудня буде рівним $-\pi + |z|$, а після полудня $\pi - z$.

Час сходу та заходу розраховується за умови, коли кут висоти Сонця рівний 0° . З формули (1.12) знаходимо час сходу та заходу:

$$\cos h_s = -\tan L \tan \delta. \quad (1.14)$$

Для сходу значення h_s береться від'ємним, а для заходу – додатнім.

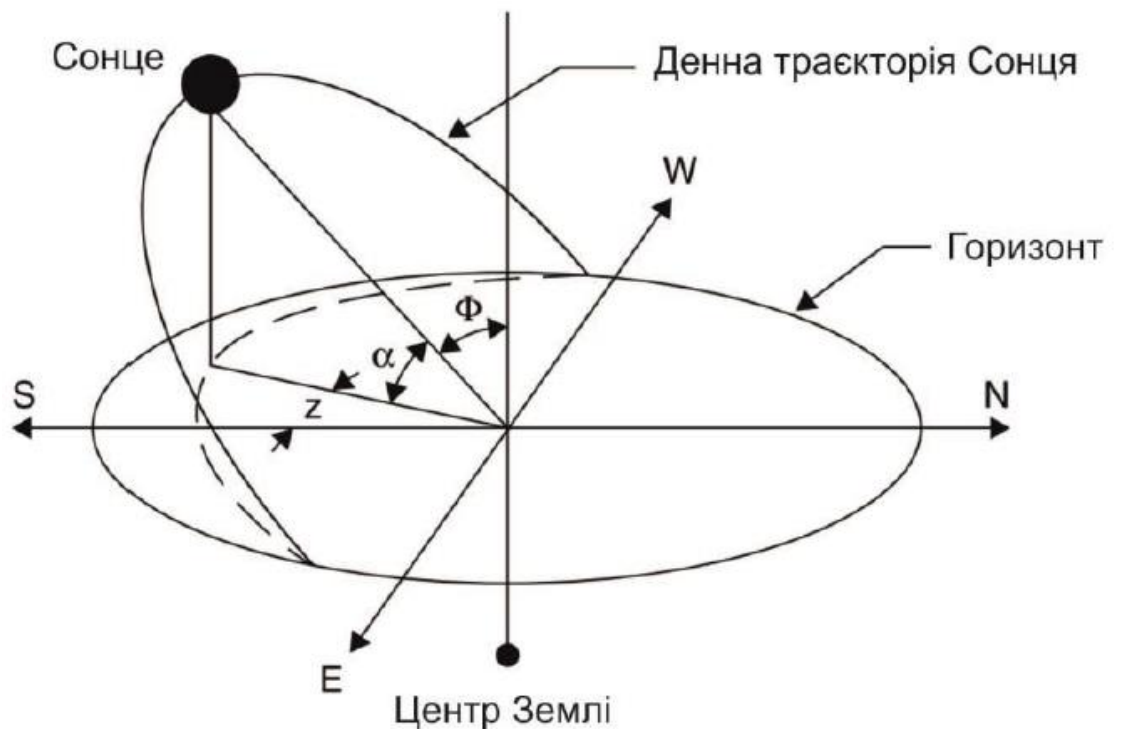


Рисунок 1.9 – Видима траєкторія руху Сонця від сходу до заходу [3]

Кут падіння Θ - це кут між сонячним промінням та нормаллю поверхні площини (рис 1.10). Для горизонтальної поверхні зенітний кут Φ та кут падіння Θ однакові між собою і визначається наступним чином:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin L \sin \delta \cos \beta - \cos L \sin \delta \sin \beta \cos z_s + \cos L \cos \delta \cos h \cos \beta + \\ & + \sin L \cos \delta \cos h \sin \beta \cos z_s + \cos \delta \sin h \sin \beta \sin z_s = \cos \beta \sin \alpha + \\ & + \sin \beta \cos \alpha \cos(z - z_s), \end{aligned} \quad (1.15)$$

де β – кут між похилою поверхнею та горизонтальною площиною;

z_s – поверхневий азимутальний кут, який дорівнює куту між проекцією нормалі площини на горизонтальну поверхню та напрямком на південь.

В залежності від випадку (1.15) спрощується:

— для горизонтальної поверхні, $\beta=0^\circ$ і $\Theta=\Phi$, тоді кут падіння визначається за (1.12);

— для вертикальної поверхні, $\beta = 90^\circ$, тоді розраховується за:

$$\cos \theta = -\cos L \sin \delta \cos z_s + \sin L \cos \delta \cos h \cos z_s + \cos \delta \sin h \sin z_s; \quad (1.16)$$

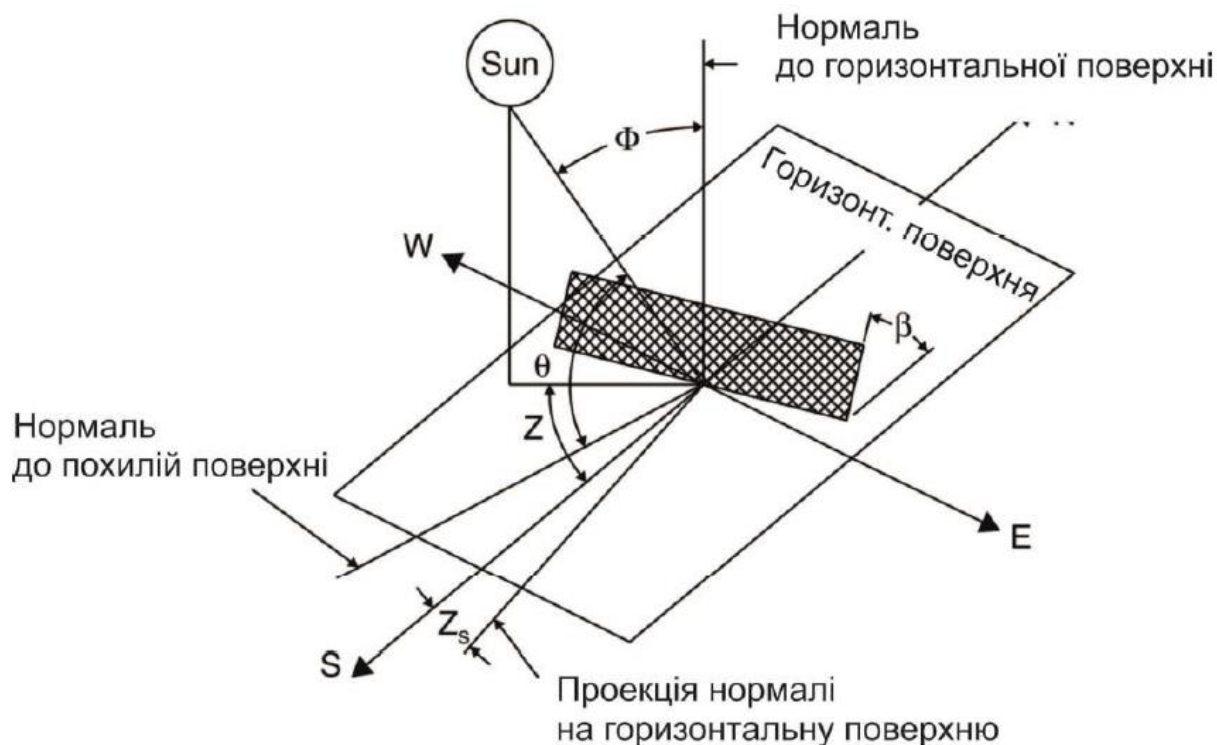


Рисунок 1.10 – Діаграма сонячних кутів [3]

— для південно-орієнтованої похилої поверхні, $z_s = 0^\circ$, тоді:

$$\cos \theta = \sin(L - \beta) \sin \delta + \cos(L - \beta) \cos h \cos \delta; \quad (1.17)$$

— для північно-орієнтованої похилої поверхні, $z_s = 180^\circ$, тоді:

$$\cos \theta = \sin(L + \beta) \sin \delta + \cos(L + \beta) \cos h \cos \delta. \quad (1.18)$$

Сонячна інсоляція

Інсоляція – це кількість енергії, яка потрапляє на одиницю поверхні за одиницю часу. Для того, щоб визначити кількість енергії, яка потрапляє на площадку, необхідно визначити повну сонячну радіацію для цієї поверхні. Повна сонячна радіація на поверхні, яка перпендикулярна напрямку сонячного проміння, рівна сумі нормальних компонент радіації, таких як: прямої, дифузної та відбитої:

$$I_n = I_{Bn} + I_{Dn} + I_{Rn}, \quad (1.19)$$

де I_n – це повна сонячна радіація, Вт/м²;

I_{Bn} – пряма сонячна радіація, Вт/м²;

I_{Dn} – дифузна сонячна радіація, Вт/м²;

I_{Rn} - відбита сонячна радіація, Вт/м².

Потік прямої сонячної радіації на похилу поверхню визначається як:

$$I_{Bt} = I_{Bn} \cos \theta. \quad (1.20)$$

На горизонтальну поверхню визначається як:

$$I_B = I_{Bn} \cos \Phi. \quad (1.21)$$

Перерахунок прямої сонячної радіації з горизонтальної поверхні на похилу:

$$I_{Bt} = \frac{\cos \theta}{\cos \Phi} I_B. \quad (1.22)$$

Дифузна сонячна радіація на похилу поверхню визначається таким чином:

$$I_{Dt} = I_D \frac{1 + \cos \beta}{2}, \quad (1.23)$$

де I_D – дифузна сонячна радіація на горизонтальну поверхню, Вт/м².

Інтенсивність випромінювання, яке відбивається від ландшафту та падає на похилу поверхню, визначається як:

$$I_{Rt} = \frac{(1 - \cos \beta) \rho_g}{2} (I_B + I_D), \quad (1.24)$$

де ρ_g - коефіцієнт відбиття, значення якого змінюється від 0,1 до 0,7, в залежності від природи відбиваючих об'єктів та календарного сезону.

Повна сонячна радіація на похилу поверхню:

$$I_t = I_{Bt} + I_{Dt} + I_{Rt}. \quad (1.25)$$

**РОЗДІЛ 2 ТЕПЛОВЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОТРЕБ ПРИВАТНОГО
БУДИНКУ ЗА РАХУНОК ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОВОГО
НАСОСУ**

					6.050701.4107.019.БР						
					Розділ 2 Теплове забезпечення потреб приватного будинку за рахунок використання теплового насосу	Лім.		Маса		Маштаб	
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Карпчук Г.Л.									
Перевір.		Вишневська Ю.П.									
Т. контр.											
Керівник		Вишневська Ю.П.				Лист 31		Листів 11			
Н. контр.		Головко В.М.				КПІ ім. Ігоря Сікорського каф. ВДЕ гр. ЕД-41					
Затв.		Кудря С.О.									

2.1 Вхідні дані до розрахунку

Загальний опис об'єкта

Приватний одноповерховий житловий будинок, розміщений в Київській обл.

Таблиця 2.1 – Вхідні дані до розрахунку

Параметр	Значення
Регіон	Київська область
Загальна площа будинку, м ²	75,2
Площа прибудови, м ²	19,3
Товщина стін, м	0,45
Розміри вікон, мм × мм	2000 × 1500
	1200 × 1500
Об'єм будинку, м ³	206,5
Розмір дверей, мм × мм	1200 × 2000
Кількість мешканців	4
Кут нахилу даху будинка	30°
Кут нахилу даху господарської будівлі	30°
Поверхневий азимутальний кут	22°
Площа даху будинку, м ²	55
Площа даху господарської будівлі, м ²	15
Локальний меридіан (LL)	30,19°
Стандартний меридіан (SL)	30°
Широта місцевості (L)	50,11°

Задача до розрахунку

Визначити потужність повітряного теплового насосу, яка необхідна для забезпечення тепло- та гарячого водопостачання в опалювальний період.

Визначити електричні потреби теплового насосу та можливість забезпечення їх за рахунок сонячної електростанції.

2.2 Аналіз теплових потреб приватного будинку

Сумарні тепловтрати будинку складаються з тепловтрат на гаряче водопостачання та опалення, які, у свою чергу, складаються з тепловтрат через

обмежуючі конструкції та систему вентиляції.

Теплові втрати через обмежуючі конструкції

Основні теплові втрати через обмежуючі конструкції складаються з втрат через стіни, вікна, стелю, двері та підлогу і визначаються як:

$$Q_{\text{обм}} = \frac{F_i \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}})}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}} = \frac{F_i \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}})}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum R_i + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (2.1)$$

де α_1 – коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні в навколишнє середовище, визначається згідно ДСТУ Б В.2.6-189:2013, Додаток Б, Вт/м²·К;

α_2 – коефіцієнт тепловіддачі від внутрішньої поверхні до приміщення, визначається згідно ДСТУ Б В.2.6-189:2013, Додаток Б, Вт/м²·К;

δ_i – товщина i -го шару обмежуючої конструкції, м;

λ_i – теплопровідність матеріалу, визначається згідно ДСТУ Б В.2.6 - 189:2013, Додаток А, табл. А.1, Вт/м·К;

R_i – термічний опір м²·К/Вт;

$t_{\text{вн}} = 20$ °С – внутрішня температура приміщення, яка визначається згідно ДБН В.2.6 – 31:2016, Додаток В, табл. В.2;

$t_{\text{зовн}} = -22$ °С – найменша температура навколишнього середовища за опалювальний період, на яку розраховується система теплопостачання, визначається згідно ДБН В.2.6 – 31:2016, Додаток В, табл. В.4, °С.

За даними, що наведені в табл. 2.2, здійснюється розрахунок тепловтрат через обмежуючі конструкції за формулою (2.1).

Теплові втрати через зовнішні стіни:

$$Q_{\text{стіни}} = \frac{72,04 \cdot (20 - (-22))}{\frac{1}{23} + \frac{0,45}{0,52} + \frac{1}{8}} = 2926,58 \text{ Вт.}$$

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						33
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.2 – Дані для розрахунку втрат через стіни, стелю та підлогу

Матеріал	λ , Вт/м·К	δ , м	
		Будинок	Прибудова
Стіна			
Цегла керамічна	0,52	0,45	
α_1 , Вт/м ² ·К	23		
α_2 , Вт/м ² ·К	8		
F _{ст} , м ²	72,04		
Стеля			
Глина	0,75	0,08	
Доски дерев'яні	0,15	0,08	
Балки	0,23	0,2	
Плити деревноволокнисті та	0,08	0,01	
α_1 , Вт/м ² ·К	12		
α_2 , Вт/м ² ·К	8,7		
F _{ст} , м ²	75,2		
Підлога			
Доски дерев'яні	0,15	0,036	0,028
Ґрунт	0,4	0,2	
Бут	0,73	1,2	
R, м ² ·К/Вт	0,19		
F _{підл} , м ²	-	55,9	19,3

Теплові втрати через стелю:

$$Q_{стелі} = \frac{75,2 \cdot (20 - (-22))}{\frac{1}{12} + \frac{0,08}{0,75} + \frac{0,08}{0,15} + \frac{0,2}{0,23} + \frac{0,01}{0,08} + \frac{1}{8,7}} = 1723,23 \text{ Вт.}$$

Теплові втрати через підлогу будинку:

$$Q_{підл1} = \frac{55,9 \cdot (20 - (-22))}{\frac{1}{12} + \frac{0,036}{0,15} + 0,19 + \frac{0,2}{0,4} + \frac{1,2}{0,73} + \frac{1}{8,7}} = 846,94 \text{ Вт.}$$

Теплові втрати через підлогу прибудови:

$$Q_{підл2} = \frac{19,3 \cdot (20 - (-22))}{\frac{1}{12} + \frac{0,028}{0,15} + 0,19 + \frac{0,2}{0,4} + \frac{1,2}{0,73} + \frac{1}{8,7}} = 298,15 \text{ Вт.}$$

Сумарні втрати через підлогу:

$$Q_{\text{підл}} = Q_{\text{підл1}} + Q_{\text{підл2}} = 846,94 + 298,15 = 1145,09 \text{ Вт.}$$

Теплові втрати через вікна визначаються наступним чином:

$$Q_{\text{вікна}} = \frac{n \cdot F_{\text{вікна}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}})}{R_{\text{вікна}}}, \quad (2.2)$$

де n – кількість вікон, шт;

$R_{\text{вікна}}$ – приведений опір теплопередачі вікна, $\text{м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}$;

Приведений опір теплопередачі вікна визначається за наступною формулою:

$$R_{\text{вікна}} = \frac{\frac{F_{\text{п}} + F_{\text{нп}}}{\frac{F_{\text{п}}}{R_{\text{п}}} + \frac{F_{\text{нп}}}{R_{\text{нп}}}}}{\frac{F_{\text{п}}}{R_{\text{п}}} + \frac{F_{\text{нп}}}{R_{\text{нп}}}}, \quad (2.3)$$

де $F_{\text{п}}$ – площа прозорих елементів вікна, м^2 ;

$F_{\text{нп}}$ – площа непрозорих елементів вікна, м^2 ;

$R_{\text{п}}$ – опір теплопередачі прозорих елементів вікна, $\text{м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}$;

$R_{\text{нп}}$ – опір теплопередачі непрозорих елементів вікна, $\text{м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}$.

Таблиця 2.3 - Дані для розрахунку втрат через вікна

Розмір вікна, мм × мм	п, шт	R, $\text{м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}$		F, м^2		
		прозора	непрозора	прозора	непрозора	загальна
2000 × 1500	2	0,88	1,08	2,34	0,66	3
1200 × 1500	7			1,3	0,5	1,8

За даними, що наведені в табл. 2.3, здійснюється розрахунок тепловтрат через вікно за формулами (2.2) та (2.3).

Приведений опір теплопередачі вікна розміром (2000 × 1500) мм:

$$R_{\text{вікна1}} = \frac{\frac{2,34 + 0,66}{\frac{2,34}{0,88} + \frac{0,66}{1,08}}}{\frac{2,34}{0,88} + \frac{0,66}{1,08}} = 0,917 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}.$$

Приведений опір теплопередачі вікна розміром (1200 × 1500) мм:

$$R_{\text{вікна2}} = \frac{1,3 + 0,5}{\frac{1,3}{0,88} + \frac{0,5}{1,08}} = 0,928 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}.$$

Теплові втрати через вікно розміром (2000 × 1500) мм:

$$Q_{\text{вікна1}} = \frac{2 \cdot 3 \cdot (20 - (-22))}{0,917} = 274,81 \text{ Вт}.$$

Теплові втрати через вікно розміром (1200 × 1500) мм:

$$Q_{\text{вікна2}} = \frac{7 \cdot 1,8 \cdot (20 - (-22))}{0,928} = 570,26 \text{ Вт}.$$

Сумарні втрати через вікна:

$$Q_{\text{вікна}} = Q_{\text{вікна1}} + Q_{\text{вікна2}} = 274,81 + 570,26 = 845,07 \text{ Вт}.$$

Таблиця 2.4 – Дані для розрахунку втрат через двері

Матеріал	λ , Вт/м·К	δ , м
Метал	58	0,003
МДФ	0,08	0,036
Мінеральна вата	0,045	0,034
α_1 , Вт/м ² ·К	23	
α_2 , Вт/м ² ·К	8	
$F_{\text{дверей}}$, м ²	2,4	

За даними, що наведені в табл. 2.4, здійснюється розрахунок тепловтрат через двері за формулою (2.1):

$$Q_{\text{двері}} = \frac{2,4 \cdot (20 - (-22))}{\frac{1}{23} + \frac{0,003}{58} + \frac{0,036}{0,08} + \frac{0,034}{0,045} + \frac{1}{8}} = 73,36 \text{ Вт}.$$

Сумарні тепловтрати розраховуються як сума тепловтрат через усі поверхні:

$$Q = Q_{\text{стіни}} + Q_{\text{стелі}} + Q_{\text{підл}} + Q_{\text{вікна}} + Q_{\text{двері}}. \quad (2.4)$$

$$Q = 2926,58 + 1723,23 + 1145,09 + 845,07 + 73,36 = 6713,32 \text{ Вт}.$$

Втрати тепла з вентиляцією

Для системи вентиляції та кондиціонування втрати визначаються за розрахунком нормованої кратності повітрообміну та нормованої витрати припливного повітря згідно ДБН В.2.5 – 67:2013, Додаток Ф.

Витрата повітря за нормованою кратністю повітрообміну визначається наступним чином:

$$L_{кр} = V_p \cdot n, \quad (2.5)$$

де V_p – об'єм приміщення, м^3 ;

$n = 0,7 \text{ год}^{-1}$ – нормована кратність повітрообміну за підвищено оптимальних умов згідно з ДБН В.2.5 – 67:2013, Додаток Х, табл. Х.4.

$$L_{кр} = 206,5 \cdot 0,7 = 144,55 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

Витрата повітря за нормованою витратою припливного повітря визначається наступним чином:

$$L_{пр} = N \cdot m, \quad (2.6)$$

де N – кількість людей;

$m = 36 \text{ м}^3/\text{год}$ – нормована питома витрата припливного повітря на одну людину згідно з ДБН В.2.5 – 67:2013, Додаток Х, табл. Х.4.

$$L_{пр} = 4 \cdot 36 = 144 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

Для розрахунку втрат з вентиляцією обирається більший з двох об'ємів.

Втрати тепла з вентиляцією:

$$Q_{\text{вент}} = \frac{C \cdot \rho \cdot L_{кр} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}})}{3600}, \quad (2.7)$$

де $C = 1,006 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$ – теплоємність повітря згідно з ДБН В.2.5 – 67:2013, Додаток Ф;

$\rho = 1,2 \text{ кг/м}^3$ – густина повітря згідно ДБН В.2.5 – 67:2013, Додаток Ф;

$$Q_{\text{вент}} = \frac{1,006 \cdot 1,2 \cdot 144,55 \cdot (20 - (-22))}{3600} = 2,04 \text{ кВт}.$$

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						37
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Потужність на гаряче водопостачання

Потужність на гаряче водопостачання визначається з розрахунку 0,25 кВт на одну людину, що проживає в будинку:

$$Q_{\text{ГВС}} = 0,25 \cdot N, \quad (2.8)$$

$$Q_{\text{ГВС}} = 0,25 \cdot 4 = 1 \text{ кВт.}$$

Сумарна потужність теплоспоживання будинку:

$$Q_{\text{розн}} = Q \cdot 10^{-3} + Q_{\text{вент}} + Q_{\text{ГВС}}, \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{розн}} = 6713,32 \cdot 10^{-3} + 2,04 + 1 = 9,75 \text{ кВт.}$$

2.3 Вибір теплового насосу

Потужність теплового насосу обирається з розрахунку 70-80% від сумарної потужності теплоспоживання будинку:

$$Q_{\text{ТН}} = 0,7 \cdot Q_{\text{розн}} = 0,7 \cdot 9,75 = 6,8 \text{ кВт.}$$

Обрано тепловий насос типу Compress AWE 7, характеристики якого наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики теплового насосу типу Logapak Bosch Compress AWE 7

Параметр	Значення
Теплопродуктивність, кВт	7
COP	4,84
Продуктивність охолодження	6,7
Максимальна температура подачі, °C	62
Зовнішній блок (вага), кг	71
Внутрішній блок (вага), кг	30
Максимальний рівень шуму, дБ(А)	52
Робочі температури зовнішнього повітря:	
Режим опалення, °C	-20 до +35
Режим охолодження, °C	+15 до +45
Електричне підключення, В/Гц	230/50
Габарити Ш × В × Г (мм)	
Зовнішній блок	930 × 1370 × 440
Внутрішній блок	485 × 386 × 700

2.4 Аналіз електроспоживання теплового насосу

Аналіз електроспоживання теплового насосу проводиться у два етапи:

- визначаються щомісячні витрати теплової енергії, яка необхідна для опалення будинку та гарячого водопостачання в період з 15 жовтня по 15 квітня;
- щомісячні витрати теплової енергії перераховуються у електричну енергію через коефіцієнт споживання.

Витрати теплової енергії на опалення та гаряче водопостачання:

$$Q_{\text{м}} = z P_0 Q \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}}}, \quad (2.10)$$

де $z = 24$ год – час роботи системи опалення на добу;

P_0 – період опалення, діб;

Q – тепловтрати будівлі, кВт;

$t_{\text{ср}}$ – середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період, °C.

Таблиця 2.6 - Середня місячна та річна температура зовнішнього повітря (°C) [10]

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Рік
-4,7	-3,6	1,0	9,0	15,2	18,3	19,8	19,0	13,9	8,1	1,9	-2,5	8

За даними, що наведені в табл. 2.6, здійснюється розрахунок теплових витрат на опалення та гаряче водопостачання для кожного місяця опалювального періоду за формулою (2.10):

$$Q_{\text{жовт}} = 24 \cdot 16 \cdot 9,75 \cdot \frac{22 - 8,1}{20 - (-22)} = 1060,8 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Електрична енергія, яка споживана тепловим насосом:

$$Q_{\text{ел}} = \frac{Q_{\text{з}}}{\text{COP}}, \quad (2.11)$$

де COP – безрозмірний коефіцієнт.

$$Q_{\text{ел.жовт}} = \frac{1060,8}{4,84} = 219,2 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Аналогічно розраховується для інших місяців опалювального періоду. Результати розрахунку наведено в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Результати розрахунку теплових витрат та електроспоживання тепловим насосом

Місяць	Жовтень	Листопад	Грудень	Січень	Лютий	Березень	Квітень
Q_m кВт·год	1060,8	3025,3	3886,1	4266,0	3681,6	3281,6	919,3
$Q_{ел}$ кВт·год	219,2	625,1	802,9	881,4	760,7	678,0	189,9

З розрахунків видно, що потреби теплового насосу в опалювальний період можливо забезпечити часткового за рахунок сонячної електростанції.

Висновок

Визначено потужність повітряного теплового насосу для забезпечення теплових потреб в опалювальний період.

З проведених розрахунків теплових втрат будинку виявлено, що необхідна тепла потужність для забезпечення тепло- та гарячого водопостачання складає 9,75 кВт.

Обраховано потужність теплового насосу, яка необхідна для забезпечення потреб приватного будинку, що складає 6,8 кВт. Також обрано тепловий насос «повітря-вода» типу Logapak Bosch Compress AWE 7 з коефіцієнтом перетворення 4,84.

Проаналізовано електричні потреби теплового насосу протягом опалювального періоду. Його потреби можливо часткового забезпечити за рахунок сонячної електростанції.

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						41
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

**РОЗДІЛ 3 ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОТРЕБ ПРИВАТНОГО
БУДИНКУ ЗА РАХУНОК ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНИХ
ФОТОПАНЕЛЕЙ**

					6.050701.4107.019.БР						
					Розділ 3 Електрозабезпечення потреб приватного будинку за рахунок використання сонячних фотопанелей	Лім.		Маса		Маштаб	
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Карпчук Г.Л.									
Перевір.		Вишневська Ю.П.									
Т. контр.											
Керівник		Вишневська Ю.П.				Лист 42		Листів 32			
Н. контр.		Головко В.М.				КПІ ім. Ігоря Сікорського каф. ВДЕ гр. ЕД-41					
Затв.		Кудря С.О.									

Розраховується сонячна фотоелектростанція для часткового забезпечення електричних потреб теплового насосу в опалювальний період та потреб будинку в інший період року.

Розрахунок проводиться за наступним алгоритмом:

- визначається кількість енергії, яка надходить на поверхню сонячних фотопанелей протягом року, шляхом розрахунку сонячних кутів;
- визначається навантаження фотостанції протягом року;
- обирається обладнання;
- розраховується потужність фотоелектростанції;
- підбирається необхідна кількість акумуляторів, для забезпечення постійного електропостачання;
- обираються кабелі;
- перевірка балансу втрат потужності.

Розглянемо кожен пункт алгоритму більш детально.

3.1 Обсяг отримуваної енергії

Спочатку для середнього дня кожного місяця розраховується кут схилення за формулою (1.6):

$$\delta = \delta_0 \sin \left[360 \frac{284+n}{365} \right].$$

$$\delta_{\text{січ}} = 23,45^\circ \cdot \sin \left[360 \frac{284+15}{365} \right] = -21,3^\circ.$$

Аналогічно розраховується кут схилення для кожного наступного місяця, результати розрахунку наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку кута схилення

n	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
δ°	-21.3	-13.3	-2.8	9.4	18.8	23.3	21.5	13.8	2.2	-9.6	-19.1	-23.3

Для середнього дня кожного місяця визначається поправка за рівнянням часу. Для цього спочатку необхідно визначити значення В за (1.10):

$$B = (n - 81) \frac{360}{364}.$$

$$B = (15 - 81) \frac{360}{364} = -65,3.$$

Поправка часу за рівнянням часу за формулою (1.9):

$$ET = 9,87 \sin 2B - 7,53 \cos B - 1,5 \sin B.$$

$$ET = 9,87 \sin(2 \cdot (-65,3)) - 7,53 \cos(-65,3) - 1,5 \sin(-65,3) = -9,3 \text{ хв.}$$

Аналогічно розраховано для кожного наступного місяця, результати розрахунку наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку корекції часу

n	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
B	-65.3	-34.6	-6.9	23.7	53.4	84.1	113.7	144.4	175.1	204.7	235.4	265.1
ET, хв	-9.3	-14.6	-9.7	-0.2	3.8	-0.2	-5.6	-4.1	5.7	15.0	14.7	3.8

Істинний сонячний час розраховується для кожної години починаючи з 5 ранку і до 10 вечора для середнього дня кожного місяця за (1.8):

$$AST = LST + ET \pm 4(SL - LL) - DS.$$

$$AST = 5 + \frac{-9,3}{60} + \frac{4 \cdot (30^\circ - 30,19^\circ)}{60} = 4,83 \text{ год.}$$

Аналогічно розраховано для кожного наступного місяця та для кожної години, результати розрахунку наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку істинного сонячного часу

n \ LST	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5	4.83	4.74	4.83	4.98	5.05	4.98	4.89	4.92	5.08	5.24	5.23	5.05
6	5.83	5.74	5.83	5.98	6.05	5.98	5.89	5.92	6.08	6.24	6.23	6.05
7	6.83	6.74	6.83	6.98	7.05	6.98	6.89	6.92	7.08	7.24	7.23	7.05
8	7.83	7.74	7.83	7.98	8.05	7.98	7.89	7.92	8.08	8.24	8.23	8.05
9	8.83	8.74	8.83	8.98	9.05	8.98	8.89	8.92	9.08	9.24	9.23	9.05
10	9.83	9.74	9.83	9.98	10.05	9.98	9.89	9.92	10.08	10.24	10.23	10.05
11	10.83	10.74	10.83	10.98	11.05	10.98	10.89	10.92	11.08	11.24	11.23	11.05
12	11.83	11.74	11.83	11.98	12.05	11.98	11.89	11.92	12.08	12.24	12.23	12.05
13	12.83	12.74	12.83	12.98	13.05	12.98	12.89	12.92	13.08	13.24	13.23	13.05

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
14	13.83	13.74	13.83	13.98	14.05	13.98	13.89	13.92	14.08	14.24	14.23	14.05
15	14.83	14.74	14.83	14.98	15.05	14.98	14.89	14.92	15.08	15.24	15.23	15.05
16	15.83	15.74	15.83	15.98	16.05	15.98	15.89	15.92	16.08	16.24	16.23	16.05
17	16.83	16.74	16.83	16.98	17.05	16.98	16.89	16.92	17.08	17.24	17.23	17.05
18	17.83	17.74	17.83	17.98	18.05	17.98	17.89	17.92	18.08	18.24	18.23	18.05
19	18.83	18.74	18.83	18.98	19.05	18.98	18.89	18.92	19.08	19.24	19.23	19.05
20	19.83	19.74	19.83	19.98	20.05	19.98	19.89	19.92	20.08	20.24	20.23	20.05
21	20.83	20.74	20.83	20.98	21.05	20.98	20.89	20.92	21.08	21.24	21.23	21.05
22	21.83	21.74	21.83	21.98	22.05	21.98	21.89	21.92	22.08	22.24	22.23	22.05

Часовий кут розраховується для кожної години починаючи з 5 ранку і до 10 вечора для середнього дня кожного місяця за (1.7):

$$h = 15^\circ \cdot (AST - 12).$$

$$h = 15^\circ \cdot (4,83 - 12) = -107,5.$$

Аналогічно розраховано для кожного наступного місяця та для кожної години, результати розрахунку наведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунку часового кута

n LST	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5	-107.5	-108.8	-107.6	-105.2	-104.3	-105.3	-106.6	-106.2	-103.8	-101.4	-101.5	-104.2
6	-92.5	-93.8	-92.6	-90.2	-89.3	-90.3	-91.6	-91.2	-88.8	-86.4	-86.5	-89.2
7	-77.5	-78.8	-77.6	-75.2	-74.3	-75.3	-76.6	-76.2	-73.8	-71.4	-71.5	-74.2
8	-62.5	-63.8	-62.6	-60.2	-59.3	-60.3	-61.6	-61.2	-58.8	-56.4	-56.5	-59.2
9	-47.5	-48.8	-47.6	-45.2	-44.3	-45.3	-46.6	-46.2	-43.8	-41.4	-41.5	-44.2
10	-32.5	-33.8	-32.6	-30.2	-29.3	-30.3	-31.6	-31.2	-28.8	-26.4	-26.5	-29.2
11	-17.5	-18.8	-17.6	-15.2	-14.3	-15.3	-16.6	-16.2	-13.8	-11.4	-11.5	-14.2
12	-2.5	-3.8	-2.6	-0.2	0.7	-0.3	-1.6	-1.2	1.2	3.6	3.5	0.8
13	12.5	11.2	12.4	14.8	15.7	14.7	13.4	13.8	16.2	18.6	18.5	15.8
14	27.5	26.2	27.4	29.8	30.7	29.7	28.4	28.8	31.2	33.6	33.5	30.8
15	42.5	41.2	42.4	44.8	45.7	44.7	43.4	43.8	46.2	48.6	48.5	45.8
16	57.5	56.2	57.4	59.8	60.7	59.7	58.4	58.8	61.2	63.6	63.5	60.8
17	72.5	71.2	72.4	74.8	75.7	74.7	73.4	73.8	76.2	78.6	78.5	75.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
18	87.5	86.2	87.4	89.8	90.7	89.7	88.4	88.8	91.2	93.6	93.5	90.8
19	102.5	101.2	102.4	104.8	105.7	104.7	103.4	103.8	106.2	108.6	108.5	105.8
20	117.5	116.2	117.4	119.8	120.7	119.7	118.4	118.8	121.2	123.6	123.5	120.8
21	132.5	131.2	132.4	134.8	135.7	134.7	133.4	133.8	136.2	138.6	138.5	135.8
22	147.5	146.2	147.4	149.8	150.7	149.7	148.4	148.8	151.2	153.6	153.5	150.8

Зенітний кут знаходиться за формулою (1.12):

$$\cos(\Phi) = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h).$$

$$\cos(\Phi) = \sin(50,11^\circ) \sin(-21,3^\circ) + \cos(50,11^\circ) \cos(-21,3^\circ) \cos(-107,5^\circ) = 90^\circ.$$

Аналогічно зенітний кут розраховано для кожного наступного місяця та для кожної години, результати розрахунку наведено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунку зенітного кута

n LST	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
5	90	90	90	90	84.4	81.4	83.6	89.5	90	90	90	90
6	90	90	90	82.9	75.2	72.5	74.6	80.2	87.5	90	90	90
7	90	90	84.3	73.3	65.7	63.0	65.2	70.7	77.9	85.8	90	90
8	90	84.3	75.1	63.9	56.1	53.4	55.6	61.1	68.8	77.2	85.3	90
9	82.8	76.4	66.8	55.2	47.0	44.1	46.3	52.1	60.5	69.8	78.3	83.2
10	77.0	70.0	59.9	47.8	39.0	35.7	37.9	44.3	53.7	64.0	73.1	77.9
11	73.0	65.5	55.1	42.6	33.3	29.3	31.4	38.7	49.3	60.5	70.0	74.5
12	71.4	63.5	53.0	40.7	31.3	26.8	28.6	36.3	47.9	59.8	69.3	73.4
13	72.2	64.2	54.0	42.5	33.7	29.2	30.5	38.0	49.8	61.9	71.2	74.8
14	75.4	67.4	57.9	47.6	39.7	35.4	36.3	43.2	54.7	66.5	75.3	78.3
15	80.7	72.9	64.2	54.9	47.9	43.8	44.4	50.8	61.8	73.1	81.4	83.9
16	87.5	80.1	72.1	63.6	57.1	53.1	53.6	59.6	70.2	81.2	88.9	90
17	90	90.0	81.0	73.0	66.6	62.7	63.1	69.1	79.5	90	90	90
18	90	90	90	82.6	76.2	72.2	72.7	78.7	89.1	90	90	90
19	90	90	90	90	85.3	81.2	81.8	88.0	90	90	90	90
20	90	90	90	90	90	89.3	90	90	90	90	90	90
21	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
22	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90

Висота сонця знаходиться з формули (1.11):

$$\alpha = 90^\circ - \Phi.$$

$$\alpha = 90^\circ - 90^\circ = 0^\circ.$$

Аналогічно розраховано висоту сонця для кожного наступного місяця та для кожної години, результати розрахунку наведено в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Результати розрахунку висоти сонця

n LST	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
5	0	0	0	0	5.6	8.6	6.4	0.5	0	0	0	0
6	0	0	0	7.1	14.8	17.5	15.4	9.8	2.5	0	0	0
7	0	0	5.7	16.7	24.3	27.0	24.8	19.3	12.1	4.2	0	0
8	0	5.7	14.9	26.1	33.9	36.6	34.4	28.9	21.2	12.8	4.7	0
9	7.2	13.6	23.2	34.8	43.0	45.9	43.7	37.9	29.5	20.2	11.7	6.8
10	13.0	20.0	30.1	42.2	51.0	54.3	52.1	45.7	36.3	26.0	16.9	12.1
11	17.0	24.5	34.9	47.4	56.7	60.7	58.6	51.3	40.7	29.5	20.0	15.5
12	18.6	26.5	37.0	49.3	58.7	63.2	61.4	53.7	42.1	30.2	20.7	16.6
13	17.8	25.8	36.0	47.5	56.3	60.8	59.5	52.0	40.2	28.1	18.8	15.2
14	14.6	22.6	32.1	42.4	50.3	54.6	53.7	46.8	35.3	23.5	14.7	11.7
15	9.3	17.1	25.8	35.1	42.1	46.2	45.6	39.2	28.2	16.9	8.6	6.1
16	2.5	9.9	17.9	26.4	32.9	36.9	36.4	30.4	19.8	8.8	1.1	0
17	0	0	9.0	17.0	23.4	27.3	26.9	20.9	10.5	0	0	0
18	0	0	0	7.4	13.8	17.8	17.3	11.3	0.9	0	0	0
19	0	0	0	0	4.7	8.8	8.2	2.0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0.7	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Сонячний азимутальний кут розраховується за (1.13):

$$\sin(z) = \frac{\cos(\delta) \sin(h)}{\cos(\alpha)}.$$

$$\sin(z) = \frac{\cos(-21,3^\circ) \sin(-107,5^\circ)}{\cos(0^\circ)} = -62.7^\circ.$$

Аналогічно розраховано для кожного наступного місяця та для кожної години, результати розрахунку наведено в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Результати розрахунку азимутального кута

$\begin{matrix} n \\ \text{LST} \end{matrix}$	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
5	-62.7	-67.1	-72.2	-72.1	-67.2	-63.6	-63.8	-68.8	-76.1	-75.1	-67.8	-62.9
6	-68.6	-76.2	-86.2	-83.7	-78.2	-74.4	-74.7	-80.2	-89.5	-79.8	-70.5	-66.7
7	-65.5	-72.7	-78.6	-84.7	-89.4	-85.2	-85.6	-88.5	-78.8	-69.6	-63.6	-62.1
8	-55.8	-61.4	-66.6	-72.5	-78.6	-83.1	-82.7	-76.4	-66.4	-57.4	-52.2	-52.1
9	-43.8	-48.9	-53.4	-58.6	-64.6	-69.6	-69.3	-62.6	-52.6	-44.1	-39.7	-40.2
10	-30.9	-35.2	-38.5	-42.2	-47.3	-52.5	-52.6	-46.1	-36.6	-29.2	-26.1	-27.3
11	-17.0	-20.2	-21.6	-22.5	-25.1	-29.6	-30.6	-25.7	-18.3	-13.0	-11.6	-13.5
12	-2.5	-4.2	-3.3	-0.4	1.4	-0.5	-3.1	-2.0	1.7	4.1	3.5	0.7
13	12.2	12.1	15.4	21.8	27.6	28.7	25.2	22.1	21.4	20.8	18.5	15.0
14	26.4	27.7	32.8	41.6	49.2	51.9	48.4	43.1	39.4	36.5	32.6	28.7
15	39.6	42.1	48.4	58.1	66.1	69.1	66.1	60.2	55.0	50.6	45.7	41.4
16	51.9	55.1	62.2	72.0	79.8	82.7	80.1	74.3	68.5	63.3	57.7	53.3
17	62.7	67.1	74.5	84.4	88.3	85.6	88.0	86.6	80.8	75.1	67.8	62.9
18	68.6	76.2	86.2	84.1	77.1	74.7	77.0	82.0	87.6	79.8	70.5	66.7
19	65.5	72.7	77.3	72.6	66.1	64.0	66.1	70.7	73.6	69.2	63.6	62.1
20	55.8	60.9	62.5	58.9	54.4	52.9	54.9	58.3	58.7	55.3	52.0	52.1
21	43.4	47.1	47.5	44.5	41.3	40.7	42.5	44.5	43.7	40.7	38.8	39.8
22	30.1	32.8	32.6	29.8	27.6	27.6	29.2	30.2	28.7	26.0	24.9	26.6

Кут падіння розраховується за формулою (1.15):

$$\cos \theta = \cos \beta \sin \alpha + \sin \beta \cos \alpha \cos(z - z_s).$$

$$\cos \theta = \cos(30^\circ) \sin(0^\circ) + \sin(30^\circ) \cos(0^\circ) \cos(-67,2^\circ - 22^\circ) = 76,7^\circ.$$

Аналогічно розраховано для кожного наступного місяця та для кожної години, результати розрахунку наведено в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку кута падіння

$\begin{matrix} n \\ \text{LST} \end{matrix}$	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5	76.7	78.8	81.2	81.2	73.9	69.6	71.6	79.2	83.1	82.6	79.1	76.8
6	79.5	83.1	88.1	80.8	71.4	67.1	69.1	76.6	87.6	84.9	80.4	78.6
7	78.0	81.5	79.4	73.0	68.8	64.5	66.5	72.6	74.0	76.3	77.2	76.5
8	73.8	71.1	65.5	58.9	55.6	55.7	57.2	58.6	60.0	63.0	67.9	72.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
9	62.2	58.5	52.0	44.9	41.6	42.0	43.4	44.5	46.3	50.5	56.5	61.2
10	52.2	47.1	39.4	31.1	27.6	28.2	29.5	30.5	33.3	39.5	47.1	52.0
11	44.8	38.2	28.7	18.2	13.5	14.5	15.6	16.7	22.4	31.8	40.8	45.6
12	41.5	33.6	23.1	10.7	1.5	3.2	2.0	6.4	17.9	29.9	39.4	43.5
13	43.1	35.2	26.0	17.8	14.9	14.1	12.6	14.6	23.9	34.9	43.2	46.1
14	49.3	42.2	35.3	30.6	29.0	27.8	26.6	28.2	35.3	44.4	51.2	52.8
15	58.6	52.5	47.5	44.4	43.0	41.5	40.5	42.2	48.5	56.3	61.6	62.3
16	69.8	64.5	60.8	58.5	57.0	55.2	54.3	56.3	62.3	69.2	73.6	72.6
17	76.7	78.8	74.5	72.6	69.1	64.4	66.0	70.3	76.3	82.7	79.1	76.8
18	79.5	83.1	88.1	80.7	71.6	67.0	68.5	76.2	88.0	84.9	80.4	78.6
19	78.0	81.5	83.7	81.4	74.1	69.5	71.1	78.8	81.9	79.8	77.2	76.5
20	73.7	75.9	76.6	75.0	73.1	71.8	73.3	74.8	74.9	73.4	72.1	72.1
21	68.7	70.1	70.3	69.1	68.0	67.7	68.4	69.1	68.8	67.7	67.1	67.4
22	64.4	65.2	65.1	64.3	63.7	63.7	64.1	64.4	64.0	63.3	63.0	63.5

Таблиця 3.9 – Довідкові дані сонячної прямої сонячної радіації [11]

Час Місяць	6:30	9:30	12:30	15:30	18:30
кал/см ² хв					
Січень	0	0.03	0.07	0.01	0
Лютий	0	0.07	0.16	0.06	0
Березень	0.01	0.17	0.27	0.12	0
Квітень	0.06	0.3	0.38	0.14	0
Травень	0.14	0.41	0.43	0.24	0.03
Червень	0.15	0.3	0.52	0.33	0.06
Липень	0.18	0.53	0.55	0.36	0.07
Серпень	0.09	0.44	0.45	0.27	0.02
Вересень	0.04	0.32	0.37	0.16	0
Жовтень	0.01	0.16	0.2	0.06	0
Листопад	0	0.05	0.07	0.03	0
Грудень	0	0.02	0.05	0	0

Таблиця 3.10 – Довідкові дані сонячної дифузної сонячної радіації [11]

Час Місяць	6:30	9:30	12:30	15:30	18:30
кал/см ² хв					
Січень	0	0.09	0.17	0.05	0
Лютий	0	0.15	0.23	0.1	0
Березень	0.02	0.22	0.28	0.16	0
Квітень	0.09	0.29	0.36	0.28	0.02
Травень	0.15	0.34	0.38	0.28	0.07
Червень	0.17	0.31	0.37	0.28	0.09
Липень	0.16	0.32	0.39	0.3	0.09
Серпень	0.11	0.26	0.34	0.25	0.04
Вересень	0.06	0.23	0.28	0.17	0
Жовтень	0.01	0.17	0.21	0.09	0
Листопад	0	0.1	0.13	0.03	0
Грудень	0	0.07	0.12	0.02	0

Таблиця 3.11 – Довідкові дані для альбедо [11]

Місяць	Альбедо, %
Січень	60
Лютий	47
Березень	26
Квітень	17
Травень	19
Червень	20
Липень	20
Серпень	20
Вересень	21
Жовтень	21
Листопад	35
Грудень	49

Виконується інтерполяція довідкових даних, які наведені в табл. 3.9 та 3.10, для кожної години в інтервалі з 5 години ранку і до 10 години вечора. Результати інтерполяції наведені в табл. 3.12 та 3.13.

Таблиця 3.12 – Результати інтерполяції сонячної прямої сонячної радіації, кал/см² хв

$\begin{matrix} n \\ \text{LST} \end{matrix}$	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0.01	0.06	0.14	0.15	0.18	0.09	0.04	0.01	0	0
7	0.01	0.02	0.06	0.14	0.23	0.20	0.30	0.21	0.13	0.06	0.02	0.01
8	0.02	0.05	0.12	0.22	0.32	0.25	0.41	0.32	0.23	0.11	0.03	0.01
9	0.03	0.07	0.17	0.30	0.41	0.30	0.53	0.44	0.32	0.16	0.05	0.02
10	0.04	0.10	0.20	0.33	0.42	0.37	0.54	0.44	0.34	0.17	0.06	0.03
11	0.06	0.13	0.24	0.35	0.42	0.45	0.54	0.45	0.35	0.19	0.06	0.04
12	0.07	0.16	0.27	0.38	0.43	0.52	0.55	0.45	0.37	0.20	0.07	0.05
13	0.05	0.13	0.22	0.30	0.37	0.46	0.49	0.39	0.30	0.15	0.06	0.03
14	0.03	0.09	0.17	0.22	0.30	0.39	0.42	0.33	0.23	0.11	0.04	0.02
15	0.01	0.06	0.12	0.14	0.24	0.33	0.36	0.27	0.16	0.06	0.03	0
16	0.01	0.04	0.08	0.09	0.17	0.24	0.26	0.19	0.11	0.04	0.02	0
17	0	0.02	0.04	0.05	0.10	0.15	0.17	0.10	0.05	0.02	0.01	0
18	0	0	0	0	0.03	0.06	0.07	0.02	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0.02	0.05	0.05	0.02	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0.02	0.03	0.04	0.01	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0.01	0.02	0.02	0.01	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблиця 3.13 – Результати інтерполяції сонячної дифузної сонячної радіації, кал/см² хв

$\begin{matrix} n \\ \text{LST} \end{matrix}$	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0.02	0.09	0.15	0.17	0.16	0.11	0.06	0.01	0	0
7	0.03	0.05	0.09	0.16	0.21	0.22	0.21	0.16	0.12	0.06	0.03	0.02
8	0.06	0.10	0.15	0.22	0.28	0.26	0.27	0.21	0.17	0.12	0.07	0.05
9	0.09	0.15	0.22	0.29	0.34	0.31	0.32	0.26	0.23	0.17	0.10	0.07
10	0.12	0.18	0.24	0.31	0.35	0.33	0.34	0.29	0.25	0.18	0.11	0.09
11	0.14	0.20	0.26	0.34	0.37	0.35	0.37	0.31	0.26	0.20	0.12	0.10
12	0.17	0.23	0.28	0.36	0.38	0.37	0.39	0.34	0.28	0.21	0.13	0.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
13	0.13	0.19	0.24	0.33	0.35	0.34	0.36	0.31	0.24	0.17	0.10	0.09
14	0.09	0.14	0.20	0.31	0.31	0.31	0.33	0.28	0.21	0.13	0.06	0.05
15	0.05	0.10	0.16	0.28	0.28	0.28	0.30	0.25	0.17	0.09	0.03	0.02
16	0.03	0.07	0.11	0.19	0.21	0.22	0.23	0.18	0.11	0.06	0.02	0.01
17	0.02	0.03	0.05	0.11	0.14	0.15	0.16	0.11	0.06	0.03	0.01	0.01
18	0	0	0	0.02	0.07	0.09	0.09	0.04	0	0	0	0
19	0	0	0	0.02	0.05	0.07	0.07	0.03	0	0	0	0
20	0	0	0	0.01	0.04	0.05	0.05	0.02	0	0	0	0
21	0	0	0	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Далі розраховується пряма та дифузна радіації за формулами (1.22) та (1.23) відповідно:

$$I_{Bt} = \frac{\cos \theta}{\cos \Phi} I_B,$$

$$I_{Dt} = I_D \frac{1 + \cos \beta}{2}.$$

$$I_{Bt} = \frac{\cos(76,7^\circ)}{\cos(90^\circ)} \cdot 0 = 0 \frac{\text{кал}}{\text{см}^2 \cdot \text{хв}},$$

$$I_{Dt} = 0 \cdot \frac{1 + \cos(30^\circ)}{2} = 0 \frac{\text{кал}}{\text{см}^2 \cdot \text{хв}}.$$

Аналогічно розраховано для кожного наступного місяця та для кожної години, результати розрахунку наведено в табл. 3.14 для прямої інсоляції та в табл. 3.15 для дифузної.

Таблиця 3.14 – Результати розрахунку прямої радіації на похилу поверхню, кВт·год/м²

п LST	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	54.7	122.3	135.3	169.3	85.6	26.9	0	0	0
7	0	0	81.7	99.6	140.8	132.3	196.5	130.3	122.8	135.6	0	0
8	0	106.7	131.3	180.2	226.4	165.1	276.4	243.5	218.4	157.4	95.2	0

продовження табл. 3.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
9	77.9	108.9	185.2	259.8	313.6	216.6	388.6	356.6	313.3	205.4	92.7	57.0
10	82.2	138.7	218.6	290.5	331.7	282.5	412.7	372.7	332.0	213.0	97.8	61.4
11	96.2	172.1	252.9	318.3	343.8	346.1	428.1	382.2	349.6	225.2	106.0	73.2
12	114.9	208.3	287.9	343.7	351.1	571.0	436.9	387.4	366.4	240.4	106.9	88.9
13	83.4	165.8	234.8	270.3	297.4	405.9	384.6	334.3	296.7	186.2	89.2	61.4
14	54.2	125.8	182.3	195.8	240.8	354.0	327.8	278.5	226.6	133.2	74.8	34.8
15	22.4	86.9	130.0	121.4	182.5	298.0	267.3	220.5	156.4	80.0	66.4	0
16	37.5	70.1	88.7	76.7	118.9	238.8	180.6	142.9	102.3	64.5	21.3	0
17	0	30.0	47.7	33.5	62.9	159.1	104.8	68.0	48.3	0	0	0
18	0	0	0	0	52.1	98.5	83.0	59.4	0	0	0	0
19	0	0	0	0	27.6	71.4	60.0	17.0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	53.4	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблиця 3.15 – Результати розрахунку дифузної радіації на похилу поверхню, кВт·год/м²

n LST	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	13.0	58.6	97.7	110.7	104.2	71.6	39.1	6.5	0	0
7	19.5	32.6	56.4	102.0	138.9	141.1	138.9	104.2	76.0	41.2	21.7	15.2
8	39.1	65.1	99.8	145.4	180.1	171.4	173.6	136.7	112.8	76.0	43.4	30.4
9	58.6	97.7	143.2	188.8	221.4	201.8	208.3	169.3	149.7	110.7	65.1	45.6
10	76.0	115.0	156.3	204.0	230.0	214.8	223.5	186.6	160.6	119.4	71.6	56.4
11	93.3	132.4	169.3	219.2	238.7	227.9	238.7	204.0	171.4	128.0	78.1	67.3
12	110.7	149.7	182.3	234.4	247.4	240.9	253.9	221.4	182.3	136.7	84.6	78.1
13	84.6	121.5	156.3	217.0	225.7	221.4	234.4	201.8	158.4	110.7	62.9	56.4
14	58.6	93.3	130.2	199.7	204.0	201.8	214.8	182.3	134.6	84.6	41.2	34.7
15	32.6	65.1	104.2	182.3	182.3	182.3	195.3	162.8	110.7	58.6	19.5	13.0
16	21.7	43.4	69.4	125.9	136.7	141.1	149.7	117.2	73.8	39.1	13.0	8.7
17	10.9	21.7	34.7	69.4	91.1	99.8	104.2	71.6	36.9	19.5	6.5	4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
18	0	0	0	13.0	45.6	58.6	58.6	26.0	0	0	0	0
19	0	0	0	9.8	34.2	43.9	43.9	19.5	0	0	0	0
20	0	0	0	6.5	22.8	29.3	29.3	13.0	0	0	0	0
21	0	0	0	3.3	11.4	14.6	14.6	6.5	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Інтенсивність випромінювання, яке відбивається від ландшафту та падає на похилу поверхню, визначається за формулою (1.24):

$$I_{Rt} = \frac{(1 - \cos \beta) \rho_g}{2} (I_B + I_D).$$

$$I_{Rt} = \frac{(1 - \cos(30^\circ)) \cdot 0.5}{2} (0 + 0) = 0 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{м}^2}.$$

Аналогічно розраховано для кожного наступного місяця та для кожної години, результати розрахунку наведено в табл. 3.16.

Таблиця 3.16 – Результати розрахунку розсіяної радіації, кВт·год/м²

п LST	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0.4	1.2	2.6	3.0	3.2	1.9	1.0	0.2	0	0
7	1.1	1.6	1.8	2.4	3.9	3.9	4.8	3.4	2.5	1.2	0.8	0.7
8	2.2	3.2	3.3	3.5	5.3	4.8	6.4	5.0	3.9	2.2	1.6	1.4
9	3.4	4.8	4.7	4.7	6.7	5.7	7.9	6.5	5.4	3.2	2.5	2.1
10	4.5	6.1	5.4	5.1	6.8	6.6	8.2	6.8	5.7	3.5	2.7	2.7
11	5.6	7.3	6.0	5.5	7.0	7.4	8.5	7.1	6.1	3.8	3.0	3.3
12	6.7	8.6	6.7	5.9	7.2	8.3	8.8	7.4	6.4	4.0	3.3	3.9
13	5.0	6.9	5.6	5.0	6.3	7.4	7.9	6.5	5.3	3.2	2.5	2.7
14	3.4	5.2	4.5	4.2	5.5	6.6	7.0	5.7	4.3	2.3	1.7	1.6
15	1.7	3.5	3.4	3.3	4.6	5.7	6.2	4.9	3.2	1.5	1.0	0.5
16	1.1	2.3	2.3	2.3	3.4	4.3	4.6	3.4	2.2	1.0	0.7	0.3
17	0.6	1.2	1.1	1.2	2.1	2.8	3.1	2.0	1.1	0.5	0.3	0.2
18	0	0	0	0.2	0.9	1.4	1.5	0.6	0	0	0	0
19	0	0	0	0.1	0.7	1.1	1.1	0.4	0	0	0	0
20	0	0	0	0.1	0.4	0.7	0.7	0.3	0	0	0	0
21	0	0	0	0.0	0.2	0.4	0.4	0.1	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Повна сонячна радіація на похилу поверхню розраховується за (1.25):

$$I_t = I_{Bt} + I_{Dt} + I_{Rt}.$$

$$I_t = 0 + 0 + 0 = 0 \frac{\text{кВт}\cdot\text{год}}{\text{м}^2}.$$

Аналогічно розраховано для кожного наступного місяця та для кожної години, результати чого наведено у для середнього дня кожного місяця в табл. 3.17.

Таблиця 3.17 – Сумарна добова сонячна радіація для середнього дня кожного місяця

п	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
$I_{\text{день}}, \text{кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$	1.21	2.29	3.2	4.27	5.18	5.9	6.18	5.04	4.01	2.6	1.47	0.81

3.2 Навантаження фотостанції

Навантаження фотостанції подано у вигляді табл. 3.18.

Таблиця 3.18 – Щоденне навантаження фотоелектростанції протягом року

Найменування	п, шт	Р, кВт	Січень		Лютий		Березень		Квітень		Травень		Червень	
			t, год	W _{сп} , кВт·год	t, год	W _{сп} , кВт·год	t, год	W _{сп} , кВт·год	t, год	W _{сп} , кВт·год	t, год	W _{сп} , кВт·год	t, год	W _{сп} , кВт·год
Philips tornado mini	26	0.01	-	-	-	-	-	-	6	0.72	5	0.6	4	0.48
Холодильник	1	0.03	-	-	-	-	-	-	24	0.81	24	0.81	24	0.81
Телевізор	1	0.05	-	-	-	-	-	-	3	0.15	3	0.15	3	0.15
Комп'ютер	1	0.07	-	-	-	-	-	-	4	0.26	4	0.26	4	0.26
Посудомийка	1		-	-	-	-	-	-	2	1.04	2	1.04	2	1.04
Духова шафа	1	0.93	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0
Мікрохвильова піч	1	1.25	-	-	-	-	-	-	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Витяжка	1	0.14	-	-	-	-	-	-	0.5	0.069	0.5	0.069	0.5	0.069
Кавоварка	1	1.45	-	-	-	-	-	-	0.2	0.29	0.2	0.29	0.2	0.29
Принтер	1	0.01	-	-	-	-	-	-	0.1	0.001	0.1	0.001	0.1	0.001
Роутер	1	0.01	-	-	-	-	-	-	24	0.36	24	0.36	24	0.36
Заряд телефону	4	0.01	-	-	-	-	-	-	2	0.04	2	0.04	2	0.04
Пральна машина	1	2	-	-	-	-	-	-	2	4	2	4	2	4
Тепловий насос	1	-	24	28.43	24	27.17	24	21.87	24	12.66	-	-	-	-
Разом (день), кВт·год			28.43		27.17		21.87		10.11		7.82		7.70	
Разом (місяць), кВт·год			881.40		760.70		678.00		303.40		220.60		217.00	

продовження табл. 3.18

Найменування	п, шт	Р, кВт	Липень		Серпень		Вересень		Жовтень		Листопад		Грудень	
			t, год	Wсп, кВт год	t, год	Wсп, кВт год	t, год	Wсп, кВт год	t, год	Wсп, кВт год	t, год	Wсп, кВт год	t, год	Wсп, кВт год
Philips tornado mini	26	0.01	4	0.48	4	0.48	5	0.6	6	0.72	-	-	-	-
Холодильник	1	0.03	24	0.81	24	0.81	24	0.81	24	0.81	-	-	-	-
Телевізор	1	0.05	3	0.15	3	0.15	3	0.15	3	0.15	-	-	-	-
Комп'ютер	1	0.07	4	0.26	4	0.26	4	0.26	4	0.26	-	-	-	-
Посудомийка	1		2	1.04	2	1.04	2	1.04	2	1.04	-	-	-	-
Духова шафа	1	0.93	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
Мікрохвильова піч	1	1.25	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-	-	-	-
Витяжка	1	0.14	0.5	0.069	0.5	0.069	0.5	0.069	0.5	0.069	-	-	-	-
Кавоварка	1	1.45	0.2	0.29	0.2	0.29	0.2	0.29	0.2	0.29	-	-	-	-
Принтер	1	0.01	0.1	0.001	0.1	0.001	0.1	0.001	0.1	0.001	-	-	-	-
Роутер	1	0.01	24	0.36	24	0.36	24	0.36	24	0.36	-	-	-	-
Заряд телефону	4	0.01	2	0.04	2	0.04	2	0.04	2	0.04	-	-	-	-
Пральна машина	1	2	2	4	2	4	2	4	2	4	-	-	-	-
Тепловий насос	1	-	-	-	-	-	-	-	24	13.7	24	20.84	24	25.9
Разом (день), кВт·год			7.70		7.70		7.82		10.73		20.84		25.90	
Разом (місяць), кВт·год			217.00		217.00		220.60		332.70		625.10		802.90	
Разом (рік), кВт·год			5476.40											

3.3 Характеристика обраного обладнання

Попередньо здійснюється вибір обладнання фотоелектростанції, характеристики основного обладнання подані в табл. 3.19 – 3.22.

Таблиця 3.19 – Електричні характеристики фотомодуля

C&T Solar CT60275 - M		
1	2	3
Параметр	Од. вим.	Значення
Пікова потужність	Вт	275
СКО від макс. потужності	%	1,8
Напруга MPP	В	31,4

1	2	3
Струм ММР	А	8,76
Напруга холостого ходу	В	38,5
Струм короткого замикання	А	9,26
Максимальна напруга системи	В	1000
Коефіцієнт корисної дії	%	16,92
Число, тип і з'єднання фотоелектричних комірок	монокристал, 60(6x10)	
Розмір фотоелектричних комірок	156x156мм	
Число обвідних діодів	шт	2 або 4
Температурний коефіцієнт потужності	%/°C	-0,44+/-0,05
Температурний коефіцієнт струму	%/°C	0,06+/-0,015
Температурний коефіцієнт напруги	%/°C	-0,34+/-0,1

Таблиця 3.20 – Механічні та інші характеристики фотомодуля

C&T Solar CT60275 - М		
Параметр	Од. вим.	Значення
Розміри(довжина x ширина x товщина)	мм	1640x991x35
Вага	кг	19
Діапазон робочих температур	°C	-40...+85
Тип захисного скла	3,2 мм загартоване з низьким вмістом заліза	
Стійкість до навантаження під снігом і льодом	5400 Па	
Стійкість до штормового вітру	2400 Па	

Таблиця 3.21 – Характеристики акумуляторної батареї

Altek 6FM200AGM		
Параметр	Од. вим.	Значення
Напруга	В	12
Емність	А год	200
Розміри	мм	522x240x219
Вага	кг	62
Тип клем	F6/F10	

Таблиця 3.22– Характеристики інвертора

Abi-Solar SL 5048 Duo MPPT		
Параметр	Од. вим.	Значення
Номінальна потужність	кВт	4
Номінальна напруга АБ	В	48
Номінальна вхідна напруга	В	170-280/90-280
Номінальна вихідна напруга	В	230
Розміри	мм	187x295x508
Вага	кг	15
Частота	Гц	50/60
ККД	%	90
Вбудований контролер заряду		
Номінальна напруга	В	230
Максимальна вхідна напруга	В	145
Максимальний струм заряду	А	60
Максимальна потужність PV масиву	кВт	6

3.4 Розрахунок потужності фотостанції

Потужність сонячної електростанції визначається, виходячи з умов площі, яка виділяється, та обраного фотомодуля.

Спочатку необхідно визначити кількість фотомодулів:

$$N_m = \frac{S}{S_m}, \quad (3.1)$$

де $S = 70 \text{ м}^2$ – відведена площа під фотостанцію;

S_m – площа одного фотомодуля, м^2 .

Площа фотомодуля визначається з його геометричних характеристик наступним чином:

$$S_m = l \cdot d, \quad (3.2)$$

де $l = 1640 \text{ мм}$ – довжина фотомодуля;

$d = 991 \text{ мм}$ – ширина фотомодуля.

$$S_M = 1640 \cdot 991 \cdot 10^{-6} = 1,625 \text{ м}^2.$$

$$N_M = \frac{70}{1,625} = 43.$$

Встановлена потужність станції:

$$P_{\text{вст}} = N_M \cdot P_M, \quad (3.3)$$

де $P_M = 275 \text{ Вт}$ – потужність фотомодуля.

$$P_{\text{вст}} = 43 \cdot 0,275 = 11,8 \text{ кВт.}$$

3.5 Підбір АКБ

Підбір акумуляторної системи проходить за алгоритмом, що зображений на рис. 3.1.

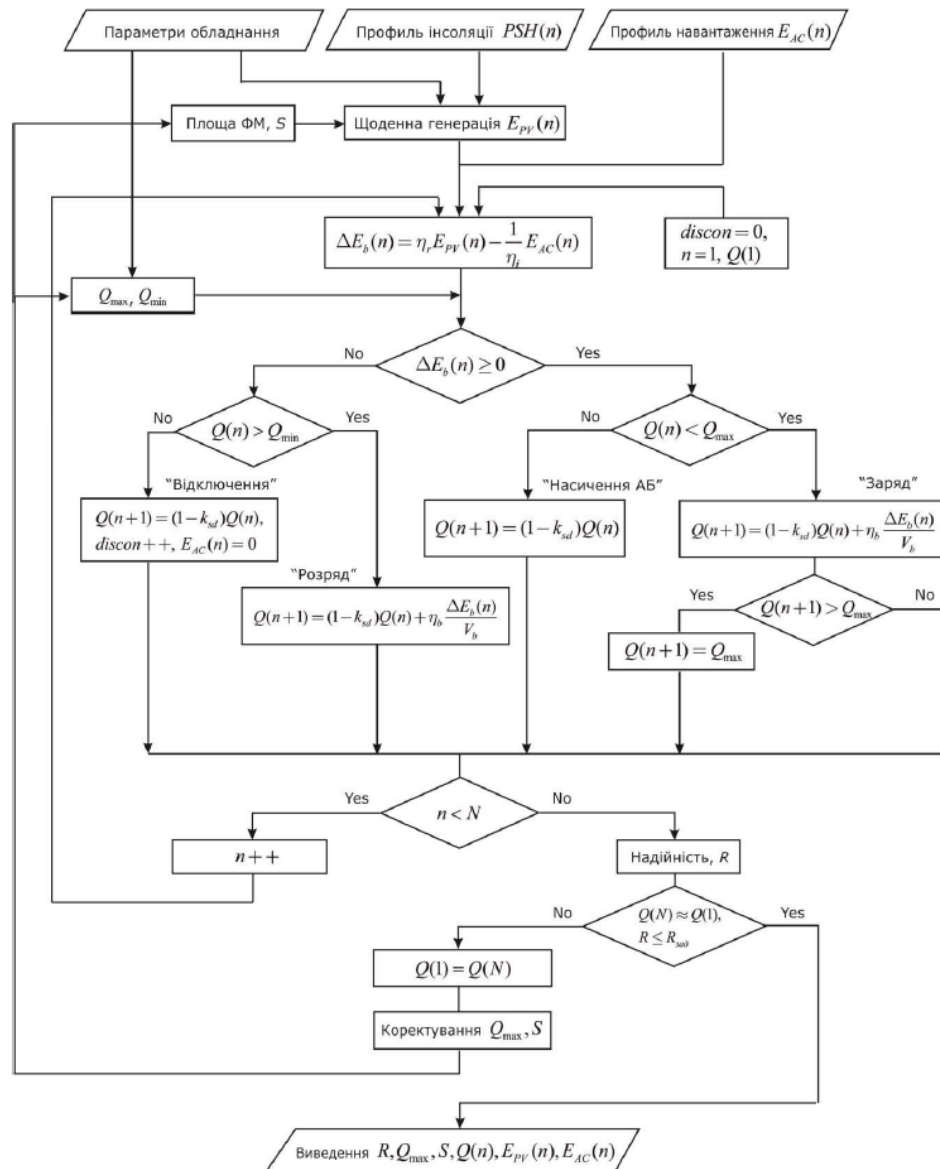


Рисунок 3.1 – Алгоритм підбору акумуляторних батарей [12]

Для розрахунку балансу енергії на клемах акумулятора необхідно виконати інтерполяцію даних інсоляції для кожного дня року, результати інтерполяції наведені в табл. 3.23.

Таблиця 3.23 – Результати інтерполяції сонячної радіації для кожного дня року

День	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I, кВт·год/м ²	1.21	1.23	1.24	1.26	1.28	1.30	1.31	1.33	1.35	1.37	1.39	1.41
День	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
I, кВт·год/м ²	1.43	1.46	1.48	1.50	1.52	1.54	1.57	1.59	1.61	1.64	1.66	1.69
День	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
I, кВт·год/м ²	1.71	1.73	1.76	1.79	1.81	1.84	1.86	1.89	1.92	1.95	1.97	2.00
День	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
I, кВт·год/м ²	2.03	2.06	2.09	2.11	2.14	2.17	2.20	2.23	2.26	2.29	2.32	2.35
День	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
I, кВт·год/м ²	2.38	2.41	2.44	2.48	2.51	2.54	2.57	2.60	2.64	2.67	2.70	2.73
День	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
I, кВт·год/м ²	2.77	2.80	2.83	2.86	2.90	2.93	2.96	3.00	3.03	3.07	3.10	3.13
День	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
I, кВт·год/м ²	3.17	3.20	3.24	3.27	3.30	3.34	3.37	3.41	3.44	3.48	3.51	3.55
День	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96
I, кВт·год/м ²	3.58	3.62	3.65	3.69	3.72	3.75	3.79	3.82	3.86	3.89	3.93	3.96
День	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108
I, кВт·год/м ²	4.00	4.03	4.07	4.10	4.13	4.17	4.20	4.23	4.27	4.30	4.33	4.37
День	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120
I, кВт·год/м ²	4.40	4.43	4.47	4.50	4.53	4.56	4.60	4.63	4.66	4.69	4.72	4.75
День	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132
I, кВт·год/м ²	4.78	4.81	4.84	4.87	4.90	4.93	4.96	4.99	5.02	5.05	5.08	5.10
День	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144
I, кВт·год/м ²	5.13	5.16	5.18	5.21	5.24	5.26	5.29	5.31	5.34	5.36	5.38	5.41
День	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156
I, кВт·год/м ²	5.43	5.46	5.48	5.50	5.53	5.55	5.57	5.59	5.62	5.64	5.66	5.68
День	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168
I, кВт·год/м ²	5.70	5.73	5.75	5.77	5.79	5.81	5.83	5.86	5.88	5.90	5.92	5.94
День	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180
I, кВт·год/м ²	5.96	5.99	6.01	6.03	6.05	6.07	6.09	6.11	6.12	6.14	6.16	6.17
День	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192
I, кВт·год/м ²	6.18	6.20	6.21	6.22	6.22	6.23	6.23	6.24	6.24	6.24	6.23	6.23
День	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204
I, кВт·год/м ²	6.22	6.21	6.20	6.18	6.17	6.15	6.12	6.10	6.07	6.04	6.01	5.98
День	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216
I, кВт·год/м ²	5.95	5.91	5.88	5.84	5.80	5.76	5.72	5.68	5.63	5.59	5.55	5.50
День	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228
I, кВт·год/м ²	5.46	5.42	5.37	5.33	5.28	5.24	5.20	5.16	5.12	5.07	5.04	5.00
День	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240
I, кВт·год/м ²	4.96	4.92	4.89	4.85	4.82	4.79	4.76	4.72	4.69	4.66	4.63	4.60
День	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252
I, кВт·год/м ²	4.57	4.54	4.51	4.48	4.45	4.42	4.39	4.36	4.33	4.29	4.26	4.23

День	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264
I, кВт·год/м ²	4.20	4.16	4.13	4.09	4.05	4.01	3.97	3.93	3.89	3.85	3.81	3.76
День	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276
I, кВт·год/м ²	3.72	3.67	3.62	3.58	3.53	3.48	3.43	3.38	3.33	3.28	3.23	3.18
День	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288
I, кВт·год/м ²	3.13	3.08	3.03	2.98	2.94	2.89	2.84	2.79	2.74	2.69	2.65	2.60
День	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300
I, кВт·год/м ²	2.55	2.51	2.46	2.42	2.38	2.33	2.29	2.25	2.21	2.17	2.13	2.09
День	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312
I, кВт·год/м ²	2.05	2.01	1.98	1.94	1.90	1.87	1.84	1.80	1.77	1.74	1.70	1.67
День	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324
I, кВт·год/м ²	1.64	1.61	1.58	1.55	1.52	1.50	1.47	1.44	1.42	1.39	1.36	1.34
День	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336
I, кВт·год/м ²	1.32	1.29	1.27	1.25	1.23	1.21	1.19	1.17	1.15	1.13	1.11	1.09
День	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348
I, кВт·год/м ²	1.07	1.06	1.04	1.03	1.01	1.00	0.98	0.97	0.96	0.94	0.93	0.92
День	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360
I, кВт·год/м ²	0.91	0.90	0.89	0.88	0.87	0.86	0.86	0.85	0.84	0.84	0.83	0.83
День	361	362	363	364	365							
I, кВт·год/м ²	0.82	0.82	0.81	0.81	0.81							

А також необхідно виконати інтерполяцію даних навантаження для кожного дня року, результати наведені в табл. 3.24.

Таблиця 3.24 – Результати інтерполяції навантаження

День	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ен, кВт·год	28.4	28.4	28.3	28.2	28.2	28.1	28.1	28.1	28.0	28.0	28.0	27.9
День	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Ен, кВт·год	27.9	27.9	27.9	27.9	27.9	27.9	27.8	27.8	27.8	27.8	27.8	27.8
День	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Ен, кВт·год	27.8	27.8	27.8	27.8	27.8	27.8	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	27.6
День	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
Ен, кВт·год	27.6	27.6	27.5	27.5	27.5	27.4	27.4	27.3	27.2	27.2	27.1	27.0
День	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
Ен, кВт·год	26.9	26.8	26.7	26.6	26.5	26.4	26.2	26.1	26.0	25.8	25.6	25.5
День	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
Ен, кВт·год	25.3	25.1	24.9	24.6	24.4	24.2	23.9	23.7	23.4	23.1	22.8	22.5
День	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
Ен, кВт·год	22.2	21.9	21.5	21.2	20.8	20.4	20.0	19.6	19.2	18.8	18.4	18.0
День	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96
Ен, кВт·год	17.6	17.1	16.7	16.3	15.9	15.5	15.0	14.6	14.2	13.8	13.4	13.0
День	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108
Ен, кВт·год	12.7	12.3	11.9	11.6	11.3	11.0	10.7	10.4	10.1	9.9	9.6	9.4
День	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120
Ен, кВт·год	9.2	9.1	8.9	8.7	8.6	8.5	8.4	8.3	8.2	8.1	8.0	8.0
День	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132
Ен, кВт·год	7.9	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8
День	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144
Ен, кВт·год	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8

День	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156
Ен, кВт·год	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8
День	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168
Ен, кВт·год	7.8	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
День	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180
Ен, кВт·год	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
День	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192
Ен, кВт·год	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
День	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204
Ен, кВт·год	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
День	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216
Ен, кВт·год	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
День	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228
Ен, кВт·год	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
День	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240
Ен, кВт·год	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
День	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252
Ен, кВт·год	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
День	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264
Ен, кВт·год	7.7	7.7	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.9	7.9	7.9	8.0	8.0
День	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276
Ен, кВт·год	8.0	8.1	8.1	8.2	8.2	8.3	8.4	8.4	8.5	8.6	8.7	8.8
День	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288
Ен, кВт·год	8.9	9.0	9.2	9.3	9.4	9.6	9.8	9.9	10.1	10.3	10.5	10.7
День	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300
Ен, кВт·год	11.0	11.2	11.4	11.7	12.0	12.3	12.5	12.8	13.1	13.5	13.8	14.1
День	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312
Ен, кВт·год	14.4	14.8	15.1	15.5	15.8	16.2	16.5	16.9	17.2	17.6	18.0	18.3
День	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324
Ен, кВт·год	18.7	19.0	19.4	19.8	20.1	20.5	20.8	21.2	21.5	21.9	22.2	22.6
День	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336
Ен, кВт·год	22.9	23.2	23.5	23.8	24.1	24.4	24.7	25.0	25.2	25.5	25.7	26.0
День	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348
Ен, кВт·год	26.2	26.4	26.6	26.8	27.0	27.1	27.3	27.4	27.5	27.6	27.7	27.8
День	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360
Ен, кВт·год	27.8	27.9	27.9	27.9	27.8	27.8	27.7	27.7	27.5	27.4	27.3	27.1
День	361	362	363	364	365							
Ен, кВт·год	26.9	26.7	26.5	26.2	25.9							

Спочатку необхідно визначити щоденну генерацію, для цього визначається число годин пікового сонця (Peak Solar Hours), тобто число годин з радіацією 1000 Вт/м^2 , протягом яких набирається така ж енергія сонячного випромінювання, що і за добу:

$$PSH = \frac{I}{1000}, \quad (3.5)$$

де I – радіація для кожного дня, кВт·год/м².

$$PSH = \frac{1,21 \cdot 10^3}{1000} = 1,21 \text{ год.}$$

Аналогічно розраховуємо для кожного наступного дня року, результати розрахунку наведені в табл. 3.25.

Таблиця 3.25 – Результати розрахунку PSH

День	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PSH, год	1.21	1.23	1.24	1.26	1.28	1.30	1.31	1.33	1.35	1.37	1.39	1.41
День	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
PSH, год	1.43	1.46	1.48	1.50	1.52	1.54	1.57	1.59	1.61	1.64	1.66	1.69
День	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
PSH, год	1.71	1.73	1.76	1.79	1.81	1.84	1.86	1.89	1.92	1.95	1.97	2.00
День	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
PSH, год	2.03	2.06	2.09	2.11	2.14	2.17	2.20	2.23	2.26	2.29	2.32	2.35
День	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
PSH, год	2.38	2.41	2.44	2.48	2.51	2.54	2.57	2.60	2.64	2.67	2.70	2.73
День	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
PSH, год	2.77	2.80	2.83	2.86	2.90	2.93	2.96	3.00	3.03	3.07	3.10	3.13
День	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
PSH, год	3.17	3.20	3.24	3.27	3.30	3.34	3.37	3.41	3.44	3.48	3.51	3.55
День	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96
PSH, год	3.58	3.62	3.65	3.69	3.72	3.75	3.79	3.82	3.86	3.89	3.93	3.96
День	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108
PSH, год	4.00	4.03	4.07	4.10	4.13	4.17	4.20	4.23	4.27	4.30	4.33	4.37
День	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120
PSH, год	4.40	4.43	4.47	4.50	4.53	4.56	4.60	4.63	4.66	4.69	4.72	4.75
День	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132
PSH, год	4.78	4.81	4.84	4.87	4.90	4.93	4.96	4.99	5.02	5.05	5.08	5.10
День	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144
PSH, год	5.13	5.16	5.18	5.21	5.24	5.26	5.29	5.31	5.34	5.36	5.38	5.41
День	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156
PSH, год	5.43	5.46	5.48	5.50	5.53	5.55	5.57	5.59	5.62	5.64	5.66	5.68
День	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168
PSH, год	5.70	5.73	5.75	5.77	5.79	5.81	5.83	5.86	5.88	5.90	5.92	5.94
День	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180
PSH, год	5.96	5.99	6.01	6.03	6.05	6.07	6.09	6.11	6.12	6.14	6.16	6.17
День	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192
PSH, год	6.18	6.20	6.21	6.22	6.22	6.23	6.23	6.24	6.24	6.24	6.23	6.23
День	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204
PSH, год	6.22	6.21	6.20	6.18	6.17	6.15	6.12	6.10	6.07	6.04	6.01	5.98
День	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216
PSH, год	5.95	5.91	5.88	5.84	5.80	5.76	5.72	5.68	5.63	5.59	5.55	5.50
День	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228
PSH, год	5.46	5.42	5.37	5.33	5.28	5.24	5.20	5.16	5.12	5.07	5.04	5.00
День	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240
PSH, год	4.96	4.92	4.89	4.85	4.82	4.79	4.76	4.72	4.69	4.66	4.63	4.60
День	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252
PSH, год	4.57	4.54	4.51	4.48	4.45	4.42	4.39	4.36	4.33	4.29	4.26	4.23

День	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264
PSH, год	4.20	4.16	4.13	4.09	4.05	4.01	3.97	3.93	3.89	3.85	3.81	3.76
День	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276
PSH, год	3.72	3.67	3.62	3.58	3.53	3.48	3.43	3.38	3.33	3.28	3.23	3.18
День	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288
PSH, год	3.13	3.08	3.03	2.98	2.94	2.89	2.84	2.79	2.74	2.69	2.65	2.60
День	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300
PSH, год	2.55	2.51	2.46	2.42	2.38	2.33	2.29	2.25	2.21	2.17	2.13	2.09
День	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312
PSH, год	2.05	2.01	1.98	1.94	1.90	1.87	1.84	1.80	1.77	1.74	1.70	1.67
День	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324
PSH, год	1.64	1.61	1.58	1.55	1.52	1.50	1.47	1.44	1.42	1.39	1.36	1.34
День	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336
PSH, год	1.32	1.29	1.27	1.25	1.23	1.21	1.19	1.17	1.15	1.13	1.11	1.09
День	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348
PSH, год	1.07	1.06	1.04	1.03	1.01	1.00	0.98	0.97	0.96	0.94	0.93	0.92
День	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360
PSH, год	0.91	0.90	0.89	0.88	0.87	0.86	0.86	0.85	0.84	0.84	0.83	0.83
День	361	362	363	364	365							
PSH, год	0.82	0.82	0.81	0.81	0.81							

Далі визначається фотогенерація кожного дня:

$$E_{\text{ген}} = PSH \cdot P_{\text{вст}}, \quad (3.4)$$

де $P_{\text{вст}}$ – встановлена потужність фотостанції, кВт;

$$E_{\text{ген}} = 1,21 \cdot 11,8 = 14,3 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Аналогічно розраховуємо для кожного наступного дня року, результати розрахунку наведені в табл. 3.26.

Таблиця 3.26 – Результати розрахунку фотогенерації

День	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Еген, кВт·год	14.30	14.50	14.70	14.90	15.12	15.33	15.55	15.77	16.00	16.24	16.47	16.71
День	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Еген, кВт·год	16.96	17.21	17.46	17.72	17.98	18.25	18.52	18.79	19.07	19.35	19.64	19.93
День	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Еген, кВт·год	20.22	20.51	20.81	21.12	21.42	21.73	22.05	22.36	22.68	23.00	23.33	23.66
День	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
Еген, кВт·год	23.99	24.32	24.66	25.00	25.34	25.69	26.04	26.39	26.74	27.10	27.45	27.82
День	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
Еген, кВт·год	28.18	28.54	28.91	29.28	29.65	30.03	30.40	30.78	31.16	31.54	31.92	32.31
День	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
Еген, кВт·год	32.70	33.09	33.48	33.87	34.26	34.65	35.05	35.45	35.85	36.25	36.65	37.05
День	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
Еген, кВт·год	37.45	37.86	38.26	38.67	39.07	39.48	39.89	40.30	40.71	41.12	41.53	41.94
День	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96

Еген, кВт·год	42.35	42.76	43.17	43.58	43.99	44.40	44.81	45.22	45.63	46.04	46.45	46.85
День	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108
Еген, кВт·год	47.26	47.66	48.07	48.47	48.87	49.28	49.68	50.07	50.47	50.87	51.26	51.65
День	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120
Еген, кВт·год	52.04	52.43	52.82	53.20	53.59	53.97	54.34	54.72	55.09	55.46	55.83	56.20
День	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132
Еген, кВт·год	56.56	56.92	57.28	57.63	57.98	58.33	58.67	59.01	59.35	59.68	60.01	60.34
День	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144
Еген, кВт·год	60.66	60.98	61.30	61.61	61.91	62.21	62.51	62.81	63.10	63.39	63.68	63.96
День	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156
Еген, кВт·год	64.24	64.52	64.79	65.06	65.33	65.60	65.87	66.14	66.40	66.66	66.92	67.18
День	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168
Еген, кВт·год	67.44	67.70	67.96	68.22	68.47	68.73	68.99	69.25	69.50	69.76	70.02	70.28
День	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180
Еген, кВт·год	70.53	70.79	71.04	71.28	71.52	71.76	71.98	72.20	72.41	72.61	72.79	72.96
День	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192
Еген, кВт·год	73.12	73.26	73.39	73.50	73.59	73.67	73.72	73.75	73.76	73.74	73.71	73.64
День	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204
Еген, кВт·год	73.55	73.43	73.29	73.11	72.91	72.67	72.41	72.12	71.81	71.47	71.11	70.73
День	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216
Еген, кВт·год	70.33	69.91	69.48	69.03	68.57	68.09	67.61	67.11	66.61	66.10	65.59	65.07
День	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228
Еген, кВт·год	64.55	64.03	63.51	63.00	62.48	61.97	61.47	60.97	60.49	60.01	59.54	59.09
День	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240
Еген, кВт·год	58.65	58.23	57.81	57.40	57.01	56.62	56.24	55.86	55.49	55.12	54.76	54.40
День	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252
Еген, кВт·год	54.05	53.69	53.33	52.98	52.62	52.26	51.90	51.53	51.16	50.78	50.40	50.01
День	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264
Еген, кВт·год	49.61	49.20	48.78	48.35	47.91	47.45	46.99	46.51	46.01	45.51	44.99	44.47
День	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276
Еген, кВт·год	43.94	43.39	42.84	42.29	41.72	41.15	40.58	40.00	39.42	38.83	38.24	37.65
День	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288
Еген, кВт·год	37.06	36.47	35.88	35.30	34.71	34.13	33.55	32.97	32.40	31.84	31.28	30.73
День	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300
Еген, кВт·год	30.18	29.65	29.12	28.60	28.09	27.58	27.09	26.60	26.11	25.64	25.17	24.71
День	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312
Еген, кВт·год	24.26	23.82	23.38	22.95	22.53	22.11	21.70	21.30	20.91	20.52	20.14	19.77
День	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324
Еген, кВт·год	19.40	19.05	18.70	18.35	18.02	17.69	17.36	17.05	16.74	16.44	16.14	15.85
День	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336
Еген, кВт·год	15.57	15.29	15.03	14.76	14.51	14.26	14.02	13.78	13.56	13.33	13.12	12.91
День	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348
Еген, кВт·год	12.71	12.51	12.32	12.14	11.96	11.79	11.62	11.47	11.31	11.17	11.03	10.89
День	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360
Еген, кВт·год	10.77	10.64	10.53	10.42	10.32	10.22	10.13	10.04	9.96	9.89	9.82	9.76
День	361	362	363	364	365							
Еген, кВт·год	9.70	9.65	9.61	9.57	9.53							

Наступним кроком є розрахунок балансу енергії на клемах акумуляторної системи, що дасть змогу оцінити необхідність та можливість заряду такої системи.

Баланс енергії на клемах системи АКБ за добу:

$$\Delta E_6 = E_{\text{ген}} \eta_p - \frac{1}{\eta_i} E_n, \quad (3.5)$$

де $\eta_p = 0,95$ – ККД регулятора;

$\eta_i = 0,9$ – ККД інвертора;

E_n – енергія, яка необхідна на навантаження.

$$\Delta E_6 = 14,3 \cdot 0,95 - \frac{1}{0,9} \cdot 28,4 = -18 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Для кожного наступного дня року баланс енергії на клемах акумуляторної системи за добу розраховується аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл. 3.27.

Таблиця 3.27 – Результат розрахунку балансу енергії на клемах системи АКБ

День	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ΔЕб, кВт·год	-18.00	-17.74	-17.48	-17.22	-16.97	-16.71	-16.45	-16.20	-15.94	-15.69	-15.43	-15.17
День	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ΔЕб, кВт·год	-14.92	-14.66	-14.40	-14.14	-13.88	-13.61	-13.35	-13.08	-12.80	-12.53	-12.25	-11.97
День	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ΔЕб, кВт·год	-11.69	-11.40	-11.10	-10.81	-10.51	-10.20	-9.89	-9.57	-9.25	-8.92	-8.59	-8.24
День	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
ΔЕб, кВт·год	-7.90	-7.54	-7.18	-6.82	-6.44	-6.06	-5.67	-5.27	-4.86	-4.44	-4.02	-3.59
День	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
ΔЕб, кВт·год	-3.14	-2.69	-2.23	-1.76	-1.27	-0.78	-0.27	0.24	0.77	1.30	1.85	2.42
День	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
ΔЕб, кВт·год	2.99	3.58	4.17	4.79	5.41	6.05	6.70	7.37	8.05	8.74	9.45	10.17
День	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
ΔЕб, кВт·год	10.91	11.66	12.43	13.21	14.01	14.82	15.64	16.47	17.30	18.15	19.00	19.85
День	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96
ΔЕб, кВт·год	20.71	21.57	22.43	23.29	24.15	25.00	25.86	26.70	27.54	28.38	29.20	30.02
День	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108
ΔЕб, кВт·год	30.82	31.61	32.39	33.16	33.90	34.63	35.35	36.04	36.71	37.36	37.99	38.60
День	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120
ΔЕб, кВт·год	39.19	39.75	40.30	40.83	41.35	41.85	42.33	42.79	43.24	43.68	44.10	44.51
День	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132
ΔЕб, кВт·год	44.91	45.30	45.67	46.04	46.39	46.74	47.07	47.40	47.72	48.04	48.35	48.65
День	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144
ΔЕб, кВт·год	48.95	49.25	49.54	49.83	50.12	50.40	50.69	50.97	51.24	51.52	51.79	52.06
День	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156
ΔЕб, кВт·год	52.33	52.60	52.87	53.13	53.40	53.66	53.92	54.18	54.43	54.69	54.95	55.20

День	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168
ΔЕб, кВт·год	55.45	55.71	55.96	56.21	56.46	56.72	56.97	57.22	57.47	57.72	57.97	58.22
День	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180
ΔЕб, кВт·год	58.46	58.71	58.95	59.19	59.42	59.64	59.86	60.06	60.26	60.45	60.62	60.79
День	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192
ΔЕб, кВт·год	60.94	61.07	61.19	61.29	61.38	61.45	61.49	61.52	61.53	61.51	61.48	61.41
День	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204
ΔЕб, кВт·год	61.32	61.21	61.07	60.90	60.70	60.48	60.23	59.95	59.65	59.33	58.99	58.62
День	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216
ΔЕб, кВт·год	58.24	57.84	57.43	57.01	56.57	56.11	55.65	55.18	54.71	54.22	53.74	53.24
День	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228
ΔЕб, кВт·год	52.75	52.26	51.76	51.27	50.79	50.30	49.83	49.36	48.90	48.45	48.01	47.59
День	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240
ΔЕб, кВт·год	47.17	46.77	46.38	46.00	45.62	45.26	44.90	44.54	44.19	43.85	43.50	43.16
День	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252
ΔЕб, кВт·год	42.83	42.49	42.15	41.81	41.47	41.12	40.77	40.41	40.05	39.69	39.31	38.93
День	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264
ΔЕб, кВт·год	38.53	38.13	37.71	37.29	36.85	36.39	35.92	35.44	34.94	34.43	33.91	33.37
День	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276
ΔЕб, кВт·год	32.82	32.25	31.68	31.09	30.49	29.88	29.25	28.62	27.98	27.32	26.66	25.98
День	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288
ΔЕб, кВт·год	25.30	24.61	23.91	23.20	22.48	21.76	21.03	20.29	19.54	18.79	18.03	17.27
День	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300
ΔЕб, кВт·год	16.50	15.72	14.94	14.16	13.37	12.58	11.79	11.00	10.20	9.40	8.61	7.81
День	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312
ΔЕб, кВт·год	7.01	6.22	5.42	4.63	3.84	3.06	2.27	1.49	0.72	-0.05	-0.81	-1.57
День	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324
ΔЕб, кВт·год	-2.32	-3.06	-3.80	-4.53	-5.25	-5.96	-6.66	-7.35	-8.03	-8.70	-9.35	-10.00
День	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336
ΔЕб, кВт·год	-10.63	-11.25	-11.85	-12.45	-13.02	-13.58	-14.13	-14.66	-15.17	-15.67	-16.14	-16.60
День	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348
ΔЕб, кВт·год	-17.04	-17.46	-17.87	-18.25	-18.61	-18.95	-19.26	-19.56	-19.83	-20.08	-20.31	-20.51
День	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360
ΔЕб, кВт·год	-20.69	-20.84	-20.96	-21.06	-21.13	-21.18	-21.19	-21.18	-21.14	-21.07	-20.97	-20.84
День	361	362	363	364	365							
ΔЕб, кВт·год	-20.68	-20.49	-20.27	-20.01	-19.72							

Енергія, яка необхідна для доби автономної:

$$E_{\text{авт}} = \min[\Delta E_6] \cdot (-1) \cdot n, \quad (3.6)$$

Де n – кількість днів автономної роботи.

$$E_{\text{авт}} = -21,19 \cdot (-1) \cdot 1 = 21,19 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Номинальна енергія системи акумуляторних батарей:

$$E_{\text{АБ}} = \frac{E_{\text{авт}}}{d_{\text{розр}}}, \quad (3.7)$$

де $d_{\text{розр}} = 0,6$ – глибина розряду.

$$E_{AB} = \frac{21,19}{0,6} = 35,32 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Необхідна ємність системи АБ:

$$Q_{AB} = \frac{E_{AB}}{U_{AB}}, \quad (3.8)$$

де $U_{AB} = 12 \text{ В}$ – робоча напруга акумуляторної батареї.

$$Q_{AB} = \frac{35,32}{12} = 2,94 \text{ кА} \cdot \text{год.}$$

Кількість послідовних підключень АБ:

$$N_{\text{посл}} = \frac{U_{\text{інв}}}{U_{AB}}, \quad (3.9)$$

де $U_{\text{інв}} = 48 \text{ В}$ - номінальна напруга інвертора на боці постійного струму.

$$N_{\text{посл}} = \frac{48}{12} = 4.$$

Кількість паралельних з'єднань:

$$N_{\text{пар}} = \frac{Q_{AB}}{Q_{аб} \cdot N_{\text{посл}}}, \quad (3.10)$$

де $Q_{аб}$ – номінальна ємність однієї акумуляторної батареї, кА·год;

$$N_{\text{пар}} = \frac{2,94}{0,2 \cdot 4} = 4.$$

Загальна кількість акумуляторів:

$$N_{аб} = N_{\text{пар}} \cdot N_{\text{посл}}. \quad (3.11)$$

$$N_{аб} = 4 \cdot 4 = 16.$$

Номінальна ємність системи АКБ:

$$Q_{\text{сис}} = Q_{аб} \cdot N_{аб}, \quad (3.12)$$

де $Q_{аб} = 0,2 \text{ кА} \cdot \text{год}$ – номінальна ємність одного акумулятора.

$$Q_{\text{сис}} = 0,2 \cdot 16 = 3,2 \text{ кА} \cdot \text{год}.$$

Максимально допустима глибина розряду системи АКБ:

$$Q_{\text{мін}} = Q_{\text{сис}} \cdot (1 - d_{\text{розр}}). \quad (3.13)$$

$$Q_{\text{мін}} = 3,2 \cdot (1 - 0,6) = 1,28 \text{ кА} \cdot \text{год}.$$

У результаті проведення підбору АБ за допомогою середовища Matlab, код якого наведений в Додатку А, отримана залежність яка наведена на рис. 3.2, при чому надійність такої системи складає 0,69.

Оскільки сонячна станція частково забезпечує потреби теплового насосу,

то в зимній період необхідно переводити на часткове забезпечення від електромережі.

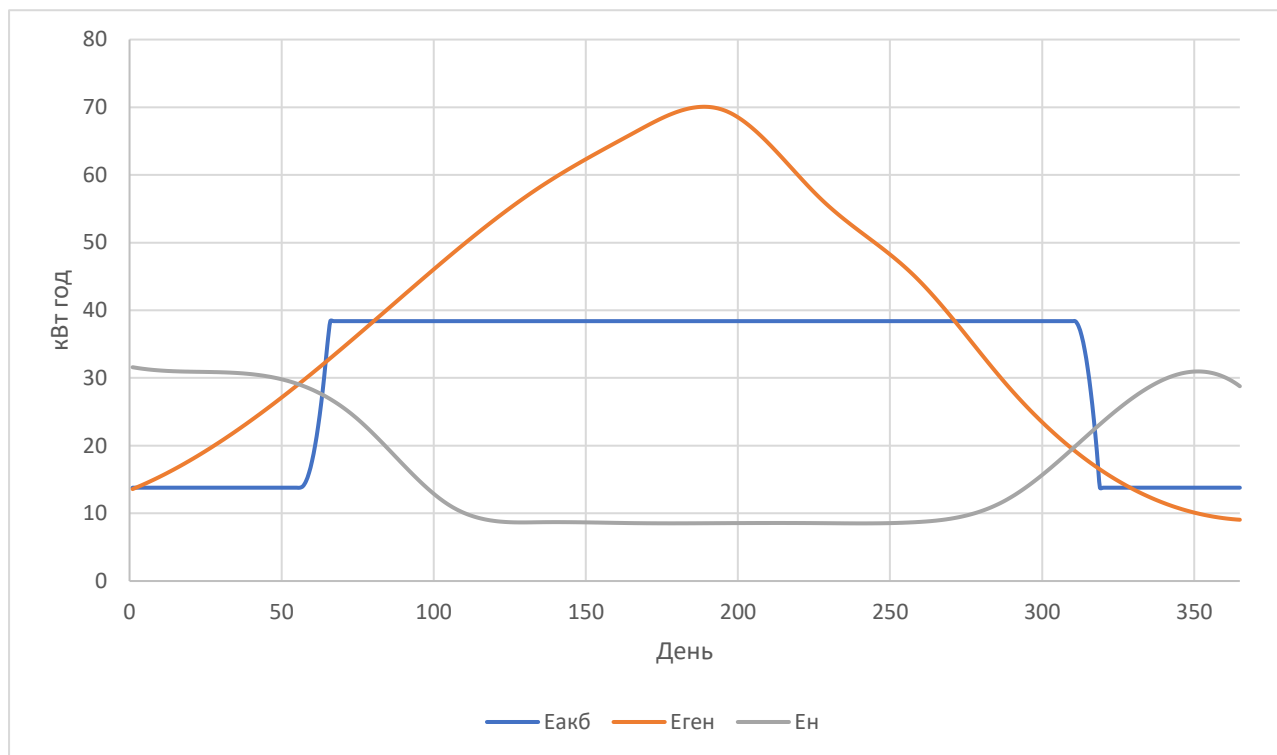


Рисунок 3.2 – Суміщений графік навантаження, генерації та заряду акумуляторів

3.6 Розрахунок площі фотостанції

Кількість послідовних з'єднань фотомодулів:

$$N_{\text{посл}} = \frac{U_{\text{інв}}}{U_{\text{фм}}}, \quad (3.14)$$

де $U_{\text{інв}} = 96 \text{ В}$ – робоча напруга інвертора;

$U_{\text{фм}} = 24 \text{ В}$ – напруга фотомодуля.

$$N_{\text{посл}} = \frac{96}{24} = 4.$$

Кількість паралельних з'єднань фотомодулів:

$$N_{\text{пар}} = \frac{N_{\text{м}}}{N_{\text{посл}}}. \quad (3.15)$$

$$N_{\text{пар}} = \frac{43}{4} = 10.$$

Загальна кількість фотомодулів:

$$N_{\text{фм}} = N_{\text{пар}} \cdot N_{\text{посл}}. \quad (3.16)$$

$$N_{\text{фм}} = 10 \cdot 4 = 40.$$

Площа фотостанції:

$$S = N_{\text{фм}} \cdot S_{\text{м}}. \quad (3.17)$$

$$S = 40 \cdot 1,625 = 65,01 \text{ м}^2.$$

Встановлена потужність фотостанції:

$$P_{\text{ст}} = N_{\text{фм}} \cdot P_{\text{мод}}, \quad (3.18)$$

$$P_{\text{ст}} = 40 \cdot 0,275 = 11 \text{ кВт}.$$

3.7 Підбір регулятора та інвертора

Номінальний струм заряду:

$$I_{\text{з}} = 1,25 \cdot N_{\text{посл}} \cdot I_{\text{кз}}, \quad (3.19)$$

де $I_{\text{кз}} = 8,76 \text{ А}$ —струм короткого замикання фотомодуля.

$$I_{\text{з}} = 1,25 \cdot 4 \cdot 8,76 = 43,8 \text{ А}.$$

Номінальна напруга контролера:

$$U_{\text{к}} = 1,25 \cdot N_{\text{посл}} \cdot U_{\text{хх}}, \quad (3.20)$$

де $U_{\text{хх}} = 38,5 \text{ В}$ —напруга холостого ходу фотомодуля.

$$U_{\text{к}} = 1,25 \cdot 4 \cdot 38,5 = 192,5 \text{ В}.$$

Кількість інверторів:

$$N_{\text{інв}} = \frac{1,25 P_{\text{ст}}}{P_{\text{інв}}} \quad (3.21)$$

де $P_{\text{інв}} = 5 \text{ кВт}$ – номінальна потужність інвертору.

$$N_{\text{інв}} = \frac{1,25 \cdot 11}{4} = 3.$$

3.8 Підбір кабелів

Пікове значення струму в кабелях на стороні АС:

$$I_{\text{п}} = \frac{P_{\text{інв}}}{U_{\text{АС}}}, \quad (3.22)$$

де $U_{\text{АС}} = 220 \text{ В}$ – змінна напруга.

$$I_{\text{п}} = \frac{5000}{220} = 22,73 \text{ А}.$$

Розрахунковий струм модульного кабелю:

$$I_{\text{мод}} = 1,25 \cdot I_{\text{кз}}. \quad (3.23)$$

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						70
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{мод}} = 1,25 \cdot 8,76 = 10,95 \text{ А.}$$

Розрахункова напруга модульного кабелю:

$$U_{\text{мод}} = 1,15 \cdot U_{\text{хх}}. \quad (3.24)$$

$$U_{\text{мод}} = 1,15 \cdot 38,5 = 44,3 \text{ В.}$$

Обрано модульний кабель з перерізом жили $2,5 \text{ мм}^2$ (один провід в джгуті) за табл. 4 [12].

Розрахунковий струм секційного кабелю:

$$I_{\text{сек}} = 1,25 \cdot (N_{\text{пар}} - 1) \cdot I_{\text{кз}}. \quad (3.25)$$

$$I_{\text{сек}} = 1,25 \cdot (10 - 1) \cdot 8,76 = 98,55 \text{ А.}$$

Розрахункова напруга секційного кабелю:

$$U_{\text{сек}} = 1,15 \cdot U_{\text{хх}} \cdot N_{\text{посл}}. \quad (3.26)$$

$$U_{\text{сек}} = 1,15 \cdot 38,5 \cdot 4 = 177,1 \text{ В}$$

Обрано секційний кабель з перерізом жили 35 мм^2 (один провід в джгуті) за табл. 4 [12].

Розрахунковий струм магістрального кабелю:

$$I_{\text{маг}} = 1,25 \cdot N_{\text{пар}} \cdot I_{\text{кз}}. \quad (3.27)$$

$$I_{\text{маг}} = 1,25 \cdot 10 \cdot 8,76 = 109,5 \text{ А.}$$

Розрахункова напруга магістрального кабелю:

$$U_{\text{маг}} = 1,15 \cdot U_{\text{хх}} \cdot N_{\text{посл}}. \quad (3.28)$$

$$U_{\text{маг}} = 1,15 \cdot 38,5 \cdot 4 = 177,1.$$

Обрано магістральний кабель з перерізом жили 50 мм^2 (один провід в джгуті) за табл. 4 [12].

Довжина модульного кабелю:

$$L_{\text{мод}} = 1,6 \cdot N_{\text{фм}} + l \cdot N_{\text{посл}}, \quad (3.29)$$

де l – довжина панелі, м.

$$L_{\text{мод}} = 1,6 \cdot 40 + 1,64 \cdot 4 = 70,56.$$

Довжина секційного кабелю:

$$L_{\text{сек}} = 2 \cdot 1,5 \cdot N_{\text{пар}}. \quad (3.30)$$

$$L_{\text{сек}} = 2 \cdot 1,5 \cdot 10 = 30 \text{ м.}$$

Довжина магістрального кабелю:

$$L_{\text{маг}} = L_{\text{маг1}} + L_{\text{маг2}} + L_{\text{маг3}}, \quad (3.31)$$

де $L_{\text{маг1}} = 12 \text{ м}$ – довжина магістрального кабелю до інвертора;

$L_{\text{маг2}} = 10 \text{ м}$ – довжина магістрального кабелю до акумулятору;

$L_{\text{маг3}} = 5 \text{ м}$ – довжина магістрального кабелю на внутрішню розводку.

$$L_{\text{маг}} = 12 + 10 + 5 = 27 \text{ м.}$$

Обрано довжину живильного кабелю 10 м площею перерізу 50 мм².

Опір одиниці довжини струмопровідної жили для кожного з кабелів:

$$R_{\text{к}} = \frac{\rho}{S_{\text{к}}}, \quad (3.32)$$

де ρ – питомий опір міді, Ом·мм²/м;

$S_{\text{к}}$ – площа перерізу кабелю.

$$R_{\text{мод}} = \frac{0,017}{2,5} = 0,0068 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

$$R_{\text{сек}} = \frac{0,017}{35} = 0,00048 \frac{\text{Ом}}{\text{м}},$$

$$R_{\text{маг}} = \frac{0,017}{50} = 0,00034 \frac{\text{Ом}}{\text{м}},$$

$$R_{\text{жив}} = \frac{0,017}{50} = 0,00034 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

Втрати напруги в одножильному кабелі (для кожного з кабелів):

$$U_{\text{к}} = I_{\text{к}} \cdot R_{\text{к}} \cdot L_{\text{к}}. \quad (3.33)$$

$$U_{\text{мод}} = 10,95 \cdot 0,00068 \cdot 70,56 = 5,25 \text{ В},$$

$$U_{\text{сек}} = 98,55 \cdot 0,00048 \cdot 30 = 1,44 \text{ В},$$

$$U_{\text{маг}} = 109,5 \cdot 0,00034 \cdot 27 = 0,33 \text{ В},$$

$$U_{\text{жив}} = 109,5 \cdot 0,00034 \cdot 10 = 0,37 \text{ В}.$$

Втрати потужності в одножильному кабелі:

$$P_{\text{к}} = I_{\text{к}} \cdot U_{\text{к}}. \quad (3.34)$$

$$P_{\text{мод}} = 10,95 \cdot 5,25 = 57,53 \text{ Вт},$$

$$P_{\text{сек}} = 98,55 \cdot 1,44 = 141,52 \text{ Вт},$$

$$P_{\text{маг}} = 109,5 \cdot 0,33 = 36,69 \text{ Вт},$$

$$P_{\text{жив}} = 109,5 \cdot 0,37 = 40,77 \text{ Вт.}$$

Загальні втрати повинні не перевищувати 3%:

$$P = \frac{P_{\text{мод}} + P_{\text{сек}} + P_{\text{маг}} + P_{\text{жив}}}{P_{\text{вст}} \cdot 1000} \cdot 100\%. \quad (3.35)$$

$$P = \frac{57,53 + 141,52 + 36,69 + 40,77}{11 \cdot 1000} \cdot 100\% = 2,51 \text{ \%}.$$

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						73
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновок

Для середнього дня кожного місяця визначено середнє значення радіації, яка надходить на поверхню фотоелектричних перетворювачів.

Визначено кількість електроенергії, яка необхідна для покриття електричних потреб приватного буди, її величина складає 5 474,4 кВт·год.

Обрано обладнання для фотоелектричної станції, яка розташована на даху приватного будинку та господарської будівлі, яке складається з монокристалічної фотопанелі C&T Solar CT60275 – М потужністю 275 Вт, коефіцієнт корисної дії якої складає 16,92%; свинцево-кислотної акумуляторної батареї типу Altek 6FM200AGM ємністю 200 А·год; а також гібридний інвертор з вбудованим контролером заряду типу Abi-Solar SL 5048 Duo MPPT потужністю 5 кВт.

Розраховано встановлену потужність фотоелектричної станції, яка складає 11,8 кВт.

Проведено підбір кількості акумуляторів, у результаті чого отримано, що 16 акумуляторів забезпечує додатково один день автономної роботи при коефіцієнті надійності 0,69.

Проведено перерахунок площі та встановленої потужності фотостанції, у результаті чого отримано, що станція встановленою потужністю в 11 кВт, розміститься на площі в 65 м².

Підібрано кількість інверторів, у результаті чого необхідно використати 3 інвертора потужністю 4 кВт.

Підібрано з'єднувальні кабелі таким чином, що загальні втрати складають 2,5%.

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						74
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

					6.050701.4107.019.БР									
					Розділ 4 Економічне обґрунтування	Лім.			Маса		Маштаб			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата										
Розроб.		Карпчук Г.Л.												
Перевір.		Вишневська Ю.П.												
Т. контр.						Лист 75			Листів 6					
Керівник		Вишневська Ю.П.				КПІ ім. Ігоря Сікорського каф. ВДЕ гр. ЕД-41								
Н. контр.		Головко В.М.												
Затв.		Кудря С.О.												

4.1 Вихідні дані

Відповідно до попереднього розрахунку енергозабезпечення приватного будинку за рахунок комплексного використання відновлюваних джерел енергії для економічного обґрунтування необхідні наступні дані:

- кількість фотопанелей: 40;
- кількість акумуляторів: 16;
- кількість гібридних інверторів: 3;
- сумарна довжина кабелів: 138 м.

4.2 Капіталовкладення

Капіталовкладення проводяться одноразово на впровадження проекту (вартість обладнання, монтаж) та щороку на підтримку роботи обладнання (поточний ремонт, капітальний ремонт):

Початкові капіталовкладення розраховуються наступним чином:

$$K_{\text{п}} = \sum_{i=1} K_{\text{об}i} + \sum_{i=1} K_{\text{м}i}, \quad (4.1)$$

де $K_{\text{об}i}$ – капіталовкладення на обладнання, грн;

$K_{\text{м}i}$ – капіталовкладення на монтаж, грн. Капіталовкладення на обладнання розраховується як:

$$K_{\text{об}} = B \cdot n, \quad (4.2)$$

де B – вартість обладнання, грн;

n – кількість обладнання.

Капіталовкладення на тепловий насос:

$$K_{\text{тн}} = 222\,812 \cdot 1 = 222\,812 \text{ грн.}$$

Капіталовкладення на монтаж:

$$K_{\text{м}} = 10\% \cdot K_{\text{об}}. \quad (4.3)$$

Капіталовкладення на монтаж теплового насосу:

$$K_{\text{мтн}} = 10\% \cdot 222\,812 = 22\,281 \text{ грн.}$$

Аналогічно розраховується для кожного обладнання, результати розрахунку наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Капіталовкладення на обладнання та монтаж

Найменування	Вартість одиниці обладнання, грн	Кількість обладнання	Загальна вартість обладнання, грн	Вартість монтажу, грн
Тепловий насос	222 812	1	222 812	22 281
Фотопанель	4550	40	182 000	18 200
Акумуляторна батарея	12 045	16	192 720	19 272
Інвертор	36 169	3	108 507	10 851
Кабелі	50	138	6 900	690
		Разом	712 393	71 294

Початкові капіталовкладення:

$$K_{\text{п}} = 712\,393 + 71\,294 = 784\,233 \text{ грн.}$$

Капіталовкладення на підтримку роботи обладнання, тобто на планові ремонти, які проводяться щороку, визначаються наступним чином:

$$K_{\text{пр}} = k_{\text{пр}} \cdot K_{\text{п}}, \quad (4.4)$$

де $k_{\text{пр}} = 0,01$ – коефіцієнт для поточного ремонту.

$$K_{\text{пр}} = 0,01 \cdot 784\,233 = 7\,842 \text{ грн.}$$

Капіталовкладення на підтримку роботи обладнання, тобто на капітальні ремонти, які проводяться раз на 10 років, визначаються наступним чином:

$$K_{\text{кр}} = k_{\text{кр}} \cdot K_{\text{п}}, \quad (4.5)$$

де $k_{\text{кр}} = 0,05$ – коефіцієнт для капітального ремонту.

$$K_{\text{кр}} = 0,05 \cdot 784\,233 = 39\,212 \text{ грн.}$$

4.3 Доходи від виробництва

Для визначення економічної ефективності використання теплового насосу проводиться спрощений розрахунок витрати газу за опалювальний період.

За опалювальний період споживається 16 839,1 кВт·год теплової енергії.

Загальна витрата газу за опалювальний період визначається наступним чином:

$$G_{\text{газу}} = \frac{Q_{\text{оп.п.}}}{M \cdot \eta}, \quad (4.6)$$

де $Q_{\text{оп.п.}}$ – кількість теплової енергії за опалювальний період, кВт·год;

$M = 31 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$ – теплотворна здатність газу;

$\eta = 0,7$ – ККД газового котла.

$$G_{\text{газу}} = \frac{Q_{\text{оп.п.}}}{M \cdot \eta} = \frac{16\,839,1 \cdot 10^3 \cdot 3600}{31 \cdot 10^6 \cdot 0,7} = 2794 \text{ м}^3.$$

Вартість опалення будинку за рахунок газового котла:

$$B_{\text{ГК}} = b_{\text{Г}} \cdot G_{\text{газу}}. \quad (4.7)$$

де $b_{\text{Г}} = 6,9579 \text{ грн/м}^3$ – вартість газу [12].

$$B_{\text{ГК}} = 6,9579 \cdot 2794 = 19\,440,4 \text{ грн.}$$

Вартість опалення будинку за рахунок теплового насосу:

$$B_{\text{ТН}} = b_{\text{е}} \cdot Q_{\text{ел.оп.п.}}, \quad (4.8)$$

де $b_{\text{е}} = 1,68 \text{ грн за } 1 \text{ кВт·год}$ – вартість електричної енергії [13].

$Q_{\text{ел.оп.п.}} = 4\,157,2 \text{ кВт·год}$ – електрична енергія, яку споживає тепловий насос за опалювальний період.

$$B_{\text{ТН}} = 1,68 \cdot 4\,157,2 = 6\,984,1 \text{ грн.}$$

Економія складає:

$$E = B_{\text{ГК}} - B_{\text{ТН}}. \quad (4.9)$$

$$E = 19\,440,4 - 6\,984,1 = 12\,456,3 \text{ грн.}$$

Оскільки встановлюються гібридні інвертори, то фотоелектрична станція може працювати як автономна, та як мережева. Тому річний прибуток від соня-

чної електростанції визначається наступним чином:

$$P_{\phi} = (Q_{\text{ген}} - Q_{\text{сп}}) \cdot b_{\text{зт}}, \quad (4.10)$$

де $Q_{\text{ген}} = 12\,806,75$ кВт·год – вироблена електрична енергія фотоелектричною станцією за рік;

$Q_{\text{сп}} = 1\,317,2$ кВт·год – спожита електрична енергія за рік (без врахування теплового насосу);

$b_{\text{зт}} = 532,68$ коп/кВт·год (без ПДВ) / $639,217$ коп/кВт·год (з ПДВ) – вартість електроенергії за «зеленим» тарифом [14].

$$P_{\phi} = (12\,806,75 - 1\,317,2) \cdot \frac{639,217}{100} = 73\,443,2 \text{ грн.}$$

Загальний прибуток від комплексної системи за рік:

$$P = P_{\phi} + E. \quad (4.11)$$

$$P = 73\,443,2 + 12\,456,3 = 85\,900 \text{ грн.}$$

4.4 Термін окупності

Термін окупності комплексної енергоустановки визначається без урахування капітальних ремонтів кожні 10 років наступним чином:

$$T = \frac{K_{\text{п}}}{P - B_{\text{тн}} - K_{\text{пр}}}. \quad (4.12)$$

$$T = \frac{784\,233}{85\,900 - 6\,984,1 - 7\,842} = 11 \text{ років.}$$

Висновок

Визначено вхідні дані необхідні для розрахунку капіталовкладень.

Розраховано капіталовкладення у перший рік роботи, які склали 784 233 грн.

Розраховано річний дохід від комплексної енергоустановки, який склав 85 900 грн

Термін окупності складає 11 років.

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						80
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ

					6.050701.4107.019.БР									
					Розділ 5 Охорона праці	Лім.			Маса			Маштаб		
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата										
Розроб.		Карпчук Г.Л.												
Перевір.		Вишневська Ю.П.												
Т. контр.						Лист 81			Листів 5					
Керівник		Вишневська Ю.П.				КПІ ім. Ігоря Сікорського каф. ВДЕ гр. ЕД-41								
Н. контр.		Головко В.М.												
Затв.		Кудря С.О.												

Основним небезпечним фактором під час експлуатації електричного обладнання ФС є електрична напруга, яка зумовлює протікання електричного струму через тіло людини в результаті дотику до струмовідних частин електроустаткування. Розглянемо можливі випадки включення людини в електричне коло.

Іншим небезпечним фактором є технічне приміщення, в якому розміщуються акумуляторні батареї для накопичення електричного струму від фотопанелей та інвертор для перетворення постійного струму від фотопанелей в змінний струм електромережі. Через наявність хімічноактивного середовища, яке руйнівню діє на ізоляцію проводів, дане приміщення відноситься до особливо небезпечних приміщень згідно .

При експлуатації фотоелектричної станції шкідливим виробничими факторами є несприятливий мікроклімат технічного приміщення через газовиділення свинцево-кислотних акумуляторних батарей та недостатнє освітлення при виконанні робіт. Для безпечної експлуатації обладнання потрібен комплекс захисних мір із вибором відповідних електрозахисних засобів і захисних дій.

Засоби захисту від електричної напруги за нормального стану електричного обладнання

Під час введення в експлуатацію та обслуговування електричного обладнання ФС проводиться контроль ізоляції (вимірювання R_{60} , визначення

R_{60}/R_{15} , $\text{tg}\delta$) для встановлення придатності обладнання щодо подальшої експлуатації. Вимірювання активного опору ізоляції здійснюється мегаомметром випробувальною напругою 1 кВ, при цьому опір кожної установки не може бути менше ніж 500 кОм [16].

Знак безпеки „Обережно! Електрична напруга!” наноситься на корпус інвертора. Літерно-цифрове та кольорове позначення трифазної системи змінного струму:

- шини фази L1 - жовтого кольору

- шини фази L2- зеленого кольору
- шини фази L3 - червоного кольору.
- нейтраль N – повздовжні смуги жовтого і зеленого кольору

Розташування шин системи змінного струму: L1 – L2 – L3 – зверху до низу при вертикальному розташуванні; при горизонтальному, нахиленому, трикутником: L1 – найбільш віддалена, L2 – середня, L3 – найближча для обслуговування.

В аварійному режимі захист працівників ФС забезпечується заземленням електрообладнання.

Для забезпечення безпечної експлуатації електрообладнання ФС застосовуються електричні захисні засоби, перелік яких наведений в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 - Засоби захисту фотоелектричної станції

№ п/п	Назва	Тип	Кількість
Основні ЕЗЗ			
1	Штанга для проколу кабелю	ППК -10	1 шт.
2	Ізолювальні кліщі	К-1000	1 шт.
3	Діелектричні рукавички	Зі швом	2 пари
4	Показчики напруги	УНН-1Ш	1 шт.
Додаткові ЕЗЗ			
5	Діелектричні калоші	-	1 пара
6	Діелектричний килим	-	1 шт.
7	Захисні окуляри	-	1 шт.

Акумуляторне приміщення повинне завжди закрито на замок. Забороняється палити в акумуляторному приміщенні, заходити до нього з вогнем, користуватися електронагрівальними приладами, апаратами та інструментом, що може призвести до іскроутворення.

На дверях акумуляторних приміщень повинні бути написи “Акумуляторна”, “Вогненебезпечно”, “Забороняється палити” або повинні бути

вивішені знаки безпеки про заборону використання відкритого полум'я та паління згідно вимог ГОСТ 12.4.026 [16].

Захист від шкідливих факторів

Хімічно шкідливим є свинець, з якого на 60% складаються акумуляторні батареї фото установки, та електроліт батарей – сірчана кислота.

Пожежонебезпечним є використання акумуляторних батарей з огляду на те, що при їх зарядженні відбувається процес газовиділення (виділення кисню і водню). Для убезпечення від вибухів та виникнення пожеж слід вжити відповідних заходів безпеки.

Для захисту працівників під час виконання робіт в технічному приміщенні повинна бути присутня вентиляція. Порядок експлуатації системи вентиляції в приміщенні акумуляторної батареї з урахуванням конкретних умов повинен бути визначений виробничою інструкцією споживача. В акумуляторних приміщеннях, що мають припливно-витяжну вентиляцію, останню слід вмикати перед початком зарядження та вимикати після видалення газів, але не раніше ніж через 1,5 години після закінчення зарядження.

Пожежна безпека

При експлуатації фотоелектричних установок напругою 0,4 кВ пожежну небезпеку створюють присутні горючі матеріали, такі як: паперова та полівінілхлоридна ізоляція кабелів, ізоляція електричних апаратів, фарба корпусів електроустаткування, акумуляторні батареї.

Причинами пожежі можуть стати: струми короткого замкнення; струмові перенавантаження провідників, кабелів; великий перехідний опір при звуженні шляху протікання струму; несправність устаткування; недотримання робітниками правил пожежної безпеки.

Профілактичні заходи пожежної безпеки:

- підтримання справності захисного відключення установки від мережі.
- дотримання персоналом правил пожежної безпеки.

Для пожежної сигналізації приміняється обладнання охоронної сигналізації УОТС-11, яке працює з димовими і тепловими датчиками.

Передбачена стаціонарна розводка водяного пожежогасіння з пожежними кранами в шафах, які розміщені на стіні.

Основні засоби пожежегасіння розташовані на спеціальному пожежному щиті: ящик з піском; багор; сокира; лом; лопата; щільна тканина; один вуглекислотний вогнегасник, типу ОХП – 10; один порошковий вогнегасник , типу ОУ – 5.

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						85
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

1. Проведено аналіз теплових втрат будинку, з якого виявлено, що необхідна теплова потужність для забезпечення тепло- та гарячого водопостачання складає 9,75 кВт. Тому для забезпечення потреб приватного будинку обрано тепловий насос «повітря-вода» типу Logapak Bosch Compress AWE 7 з коефіцієнтом перетворення 4,84.

2. На основі аналізу електричних потреб теплового насосу в опалювальний період та житлового будинку визначено кількість електричної енергії, яку необхідно покрити за рахунок фотоелектричної станції, її величина складає 5 474,4 кВт·год.

3. На основі початкових даних та кількості сонячної енергії, яка надходить на фотопанель, визначено встановлену потужність фотоелектричної станції площею 65 м², яка складає 11,8 кВт. А також підібрано кількість акумуляторів, які забезпечують добу роботи теплового насосу в зимовий період.

4. Визначено, що термін окупності такої комплексної системи складає років. Тому рекомендовано провести заходи щодо покращення енергоефективності житлового будинку, такі як, утеплення. Проведення таких заходів дасть можливість зменшити витрати тепла, у наслідок чого необхідна теплова потужність теплового насосу зменшиться у 4,5 разів. Таким чином значно зменшиться вартість, електроспоживання теплового насосу, що у свою чергу дасть змогу зменшити кількість акумуляторних батарей. Такі дії значно здешевлять комплексну систему тепловий насос – сонячна станція, а також зменшиться термін окупності приблизно до 5 років.

					6.050701.4107.019.БР	Лист
						86
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Н. М. Мхитарян. Энергосберегающие технологии в жилищном и гражданском строительстве. – Киев: Наукова думка, 2000 – 420 с.
2. Тепловий насос. [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D0%B5%D0%BF%D0%BB%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%B9_%D0%BD%D0%B0%D1%81%D0%BE%D1%81
3. Kalogorius S.A. Solar Energy Engineering: Processes and Systems / London: Academic Press, 2009. – 760 p.
4. Даффи Дж. А., Букман У. А. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии/ М.: Мир, 1977. – 420 с.
5. IRENA (2018), Renewable capacity statistics 2018, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.
6. Типи сонячних панелей. [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://www.atmosfera.ua/uk/sonyachni-elektrostantsii/tipi-sonyachnix-panelej/>
7. Методи вибору теплоізоляційного матеріалу для утеплення будинків. ДСТУ Б В.2.6-189:2013. – [Чинний від 2014-01-01]. Київ: Мінрегіон України, 2014. – 55 с. – (Національний стандарт України).
8. Теплова ізоляція будівель. ДБН В.2.6-31:2016. – [Чинний від 2017-05-01]. Київ: Мінрегіон України, 2017. – 33с. – (Державні будівельні норми).
9. Опалення, вентиляція та кондиціонування. ДБН В.2.5-67:2013. – [Чинний від 2014-01-01]. Київ: Мінрегіон України, 2013. – 147 с. – (Державні будівельні норми).
10. Будівельна кліматологія. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. – [Чинний від 2011-11-01]. Київ: Мінрегіонбуд України, 2011. – 127 с. – (Національний стандарт України).
11. Справочник по климату СССР. Солнечная радиация, радиационны баланс и солнечное сияние/ Ленинград: Гидрометеорологическое издательство, 1966. – 123 с.

12. Гаєвський О.Ю. «Фотоенергетика» Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи для студентів за спеціальністю «Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії» - К.: ФЕА НТУУ «КПІ», 2016. – 32 с.
13. Ціни та тарифи на газ. [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://energy.kyivgaz.ua/ofitsijna-informatsiya/tsini-ta-tarifi-na-gaz.html>
14. Тарифи на електроенергію. [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://dtek-kem.com.ua/tarifi>
15. Постанова Національної комісії, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг «Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію для приватних домогосподарств». [Електронний ресурс]//№ 1678 від 4.11.2016 - Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/index.php?id=22017>
16. Цвета сигнальные и знаки безопасности. ГОСТ 12.4.026-76. – – [Чинний від 1978-01-01]. Москва: ИПК Издательство стандартов, 1978. – 28 с. – (Межгосударственные стандарты).

ДОДАТОК А

```

%Баланс АБ
Q = zeros(1, 365); % Початковий заряд АБ
R = 0;
R1 = 0;
Q_max = Q_ab*N_ab;
Q_min = Q_max*(1-depth_discharge);
Eb = delta_Eb;
Q(1) = 1.1492;
for n=1:365
    if Eb(n) >= 0
        if Q(n) < Q_max
            Q(n+1) = Q(n)+k_charge*Eb(n)./V_ab;
            if Q(n+1) > Q_max
                Q(n+1) = Q_max;
            end
        else
            Q(n+1) = Q(n);
            R = R+1;
        end

    else
        if Q(n)>Q_min
            Q(n+1) = Q(n)+k_discharge*Eb(n)./V_ab;
            R1 = R1+1;
        else
            Q(n+1) = Q(n);
        end
    end
end

R = (R+R1)/365;

```