

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва та транспорту
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
канд. техн. наук., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____2022р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“ Система автономного енергозабезпечення на
основі теплового насосу з живленням від
фотоелектричної станції ”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-21М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Сергій ВІНОГРАДСЬКИЙ
« ____ » _____2022 р.

Керівник роботи
канд. техн. наук, доцент
_____Валентин СОЛДАТЕНКО
« ____ » _____2022 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва та транспорту

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«___» _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Виноградського Сергія Сергійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Система автономного енергозабезпечення на основі теплового насосу з живленням від фотоелектричної станції
Autonomous energy supply system based on a heat pump powered by a photovoltaic plant

2. Керівник роботи (проекту) Солдатенко Валентин Петрович, канд. техн. наук., доц.
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 01.12.2022 р

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Метою роботи є дослідження можливості застосування сонячної електростанції для живлення теплового насосу в системі автономного енергозабезпечення.
Завдання роботи: 1. Провести аналіз сучасного стану питання застосування теплових насосів та сонячних фотоелектричних станцій для побудови систем автономного енергозабезпечення. 2. Провести розрахунок теплотехнічних параметрів елементів системи автономного енергозабезпечення на основі теплового насоса. 3. Провести розрахунок з вибору параметрів фотоелектричної станції системи автономного енергозабезпечення.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н., доц. Журило І.В.</i>		
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
<i>1</i>	<i>Вступ</i>	<i>4.10.22</i>	
<i>2</i>	<i>Сучасний стан питання використання теплових насосів та сонячних фотоелектричних станцій в системах автономного енергозабезпечення</i>	<i>14.10.22</i>	
<i>3</i>	<i>Теоретичне дослідження та розрахунок параметрів системи автономного енергозабезпечення</i>	<i>21.10.22</i>	
<i>4</i>	<i>Вибір параметрів фотоелектричної станції системи автономного енергозабезпечення</i>	<i>04.11.22</i>	
<i>5</i>	<i>Розрахунок техніко-економічних показників системи автономного енергозабезпечення</i>	<i>11.11.22</i>	
<i>6</i>	<i>Охорона праці</i>	<i>18.11.22</i>	
<i>7</i>	<i>Висновки</i>	<i>22.11.22</i>	
<i>8</i>	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>25.11.22</i>	
<i>9</i>	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>29.11.22</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2022 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2022 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Виноградський С.С. Система автономного енергозабезпечення на основі теплового насосу з живленням від фотоелектричної станції.

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет. – м. Кропивницький, 2022р.

Метою роботи є дослідження можливості застосування сонячної електростанції для живлення теплового насосу в системі автономного енергозабезпечення.

Результати проведеного в роботі аналізу основних переваг та недоліків систем автономного енергозабезпечення на основі теплових насосів та сонячних фотоелектричних станцій показали, що незважаючи на високий рівень початкових капіталовкладень, система з тепловим насосом та сонячною фотоелектростанцією на даний час є найбільш прийнятною в порівнянні з іншими типами систем автономного енергозабезпечення.

Отримані в результаті розрахунку теплових навантажень об'єкту автономного енергозабезпечення результати показали можливість застосування в якості джерела теплової енергії теплового насосу з живленням від фотоелектростанції.

Поведений конструктивний розрахунок системи автономного енергозабезпечення дав змогу визначити її склад. Так в якості джерела теплової енергії для задоволення опалення та гарячого водопостачання було обрано до встановлення два теплових насоси типу «розсіл-вода».

Ключові слова: система автономного енергозабезпечення, відновлюваний тепловий насос, сонячна фотоелектрична станція

THE SUMMARY

Vynohradskyi S.S. Autonomous energy supply system based on a heat pump powered by a photovoltaic.

Specialty 141 – "Electric power, electrical engineering and electromechanics". – "Electrical power consumption systems". – Central Ukrainian National Technical University. – Kropyvnytskyi, 2022

The purpose of the work is to study the possibility of using a solar power plant to power a heat pump in an autonomous energy supply system

The results of the analysis of the main advantages and disadvantages of autonomous energy supply systems based on heat pumps and solar photovoltaic plants showed that, despite the high level of initial capital investments, the system with a heat pump and solar photovoltaic plant is currently the most acceptable in comparison with other types of autonomous energy supply systems. energy supply.

The results obtained as a result of the calculation of the heat loads of the autonomous energy supply facility showed the possibility of using a heat pump powered by a photovoltaic power plant as a source of thermal energy.

The conducted constructive calculation of the autonomous energy supply system made it possible to determine its composition. Thus, two heat pumps of the "brine-water" type were chosen before installation as a source of thermal energy for heating and hot water supply.

Keywords: autonomous power supply system, renewable heat pump, solar photovoltaic plant.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	4
ЗМІСТ	6
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОВИХ НАСОСІВ ТА СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ В СИСТЕМАХ АВТОНОМНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	11
1.1 Принцип роботи теплового насоса.....	11
1.2 Особливості застосування теплоти ґрунту для систем опалення з ТН	15
1.3 Переваги та недоліки застосування теплових насосів для систем автономного енергозабезпечення	19
1.4 Типи сонячних електростанцій.....	20
1.5 Переваги та недоліки застосування автономних сонячних електростанцій для систем автономного енергозабезпечення	23
1.6 Висновки до розділу.....	25
РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИЧНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ АВТОНОМНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	26
2.1 Загальна характеристика об'єкту енергозабезпечення та розрахунок його параметрів	26
2.2 Розрахунок параметрів елементів системи автономного енергозабезпечення на основі теплового насосу	44
2.3 Конструктивний розрахунок теплового насосу автономної системи енергозабезпечення.....	56
2.4 Висновки до розділу.....	60

РОЗДІЛ 3 ВИБІР ПАРАМЕТРІВ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ СИСТЕМИ АВТОНОМНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ.....	61
3.1 Методи розрахунку параметрів ФЕС.....	61
3.2 Методика вибору кута нахилу ФЕМ відносно лінії горизонту	64
3.3 Розрахунок нахождення сонячної енергії на похилу поверхню ФЕМ.....	67
3.4 Вибір обладнання ФЕС	69
3.4.1. Вихідні данні до розрахунку.....	70
3.4.2. Вибір кількості та потужності ФЕМ та сонячного інвертора.....	71
3.4.3. Вибір типу та ємності АКБ	77
3.4.4. Вибір з'єднувальних кабелів	78
3.5 Висновки до розділу.....	79
РОЗДІЛ 4 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ СИСТЕМИ АВТОНОМНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ.....	80
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ	85
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	88
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	90

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

МРРТ – контролер заряду

АКБ – акумуляторна батарея

ВГТО – ґрунтовий теплообмінник вертикального типу

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ГТО – ґрунтовий теплообмінник горизонтального типу

ККД – коефіцієнт корисної дії

СЕС – сонячна електростанція

ТН – тепловий насос

ФЕМ – фотоелектричний модуль

ФЕС – фотоелектрична станція

ВСТУП

Актуальність теми. Світове співтовариство розглядає застосування нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) в якості одного із найбільш перспективних напрямків подолання проблем із енергозабезпеченням. Невичерпність та екологічна чистота означених джерел обумовлюють їх переваги перед іншими.

Швидкість збільшення рівня виробництва енергії за рахунок НВДЕ перевищує аналогічні для звичних вже видів енергії (вугілля, нафта, газ).

Потенціал НВДЕ для умов України значний. Він багатократно більший від запланованого рівня енергоспоживання всіх секторів економіки країни.

В той самий час питання ефективності використання звичних джерел енергії в Україні стоять більш гостро у порівнянні з країнами європейського співтовариства. Причина полягає в архаїчних технологіях, спрацюванні основних фондів обладнання по генерації електроенергії та теплоенергії, малоефективному використанні палива. Все це в сукупності стає причиною відчутних обсягів шкідливих викидів забруднюючих речовин. Незворотні втрати під час процесу транспорту, розподілення, використання електрики та теплоти, а також критична залежність від імпортування носіїв енергії покладують положення на енергетичному ринках країни.

Гостра необхідність зменшення рівня залежності України від носіїв енергії, що імпортуються, робить актуальним питання впровадження енергоефективних технологій, забезпечити широке застосування НВДЕ, зокрема і за рахунок теплових насосів та сонячних електричних станцій.

Мета і задачі дослідження. *Метою роботи є дослідження можливості застосування сонячної електростанції для живлення теплового насосу в системі автономного енергозабезпечення.*

Для досягнення мети в необхідно вирішити такі задачі:

1. Провести аналіз сучасного стану питання застосування теплових насосів та сонячних фотоелектричних станцій для побудови систем автономного енергозабезпечення.

2. Провести розрахунок теплотехнічних параметрів елементів системи автономного енергозабезпечення на основі теплового насоса.

3. Провести розрахунок з вибору параметрів фотоелектричної станції системи автономного енергозабезпечення.

Об'єкт дослідження – процес енергозабезпечення об'єктів енергопостачання автономними джерелами енергії.

Предмет дослідження – параметри системи автономного енергозабезпечення на основі теплового насосу.

Методи дослідження. В дослідженнях використовувались методи конструкційних теплотехнічних розрахунків, методи теорії електричних кіл, методи комп'ютерного імітаційного моделювання.

Наукова цінність роботи полягає в тому, що було обґрунтовано можливість застосування фотоелектричних станцій для живлення електроенергією теплового насоса системи автономного енергозабезпечення.

Практична цінність роботи полягає у тому, що результати проведених в роботі досліджень з визначення параметрів елементів системи автономного енергозабезпечення можуть бути використані при побудові більшості подібних систем для побутових енергоспоживачів.

Структура роботи: кваліфікаційна робота складається із вступу, п'яти розділів, загальних висновків, списку використаної літератури. Повний обсяг роботи складає 92 сторінки. Основна частина викладена на 81 сторінці друкованого тексту, містить 28 рисунків та 12 таблиць. Список використаної літератури містить 39 джерел та викладений на 3 сторінках.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОВИХ НАСОСІВ ТА СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ В СИСТЕМАХ АВТОНОМНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

1.1 Принцип роботи теплового насоса

Тепловий насос (ТН) – це пристрій, що працює в режимі зворотної холодильної машини, передаючи теплову енергію від низькотемпературного джерела до об'єкту, що має вищу температуру (наприклад системі опалення промислового приміщення, приватного будинку та ін.).

Принцип роботи ТН схожий з принципом дії звичайної побутової холодильної установки: Холодильник відбирає теплову енергію від продуктів та переносить її в оточуюче середовище. ТН переносить теплову енергію, що накопичена в землі, ґрунті, водоймі, повітрі або підземних водах всередину приміщення. Конструктивно ТН складається з наступних основних елементів:

- конденсатора – теплообмінника, в якому здійснюється передача теплової енергії від холодоагенту до конструктивних елементів системи опалення приміщення: фінкойлів, низькотемпературних радіаторів, , теплий підлозі та ін.;

- дроселя – пристрою, який слугує для зниження рівнів температури і тиску, тим самим замикаючи теплофікаційний цикл в ТН;

- випарника – теплообмінника, в якому відбувається відбір теплової енергії від низькотемпературного джерела до ТН);

- компресора – пристрою, який призначений для підвищення рівнів тиску і температури пари холодоагенту).

На рис. 1.1 приведена принципова схема ТН з вказанням напрямку руху холодоагенту для режимів опалення і охолодження.

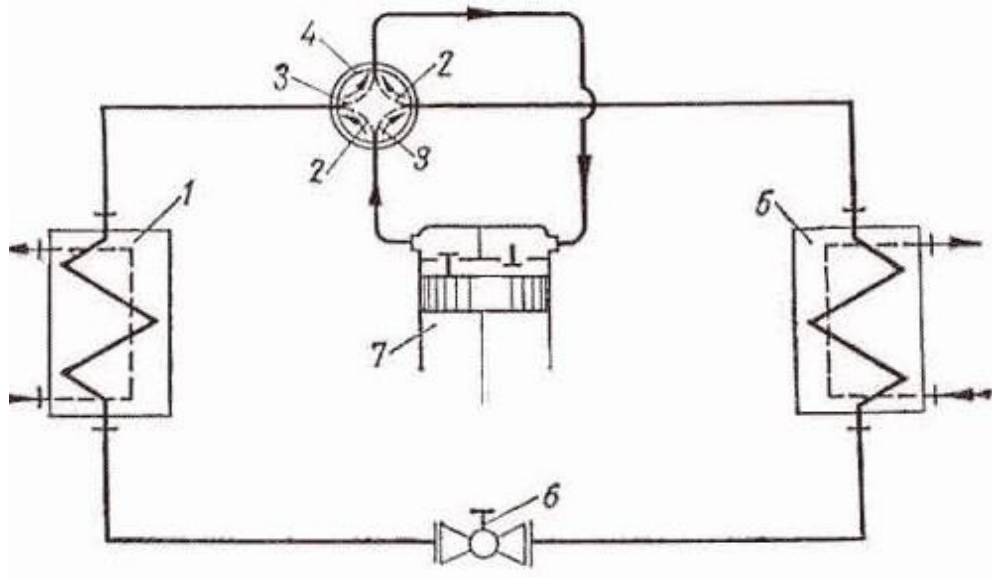


Рис. 1.1. Принципова схема ТН

На рис. 1.1:

- 1 – зовнішній теплообмінник ТН;
- 2 – напрямок руху холодоагенту під час охолодження приміщення;
- 3 – напрямок руху холодоагенту під час опалення приміщення;
- 4 – чотирьохходовий кран-перемикач ТН;
- 5 – внутрішній теплообмінник ТН;
- 6 – регулюючий вентиль ТН;
- 7 – компресор ТН.

Зовнішній теплообмінник розміщений в місці розташування джерел теплової енергії, а внутрішній теплообмінник розміщений – в приміщенні, яке необхідно нагрівати або охолоджувати.

ТН влаштований таким чином, щоб змусити теплову енергію рухатися в оберненому напрямку. Так, в процесі нагрівання приміщень будинку, теплова енергія відбирається від деякого зовнішнього джерела з більш низькою температурою (зовнішнього повітря, землі, води річки,) і передається в приміщення будинку.

Для здійснення охолодження будинку (кондиціонування) теплова енергія відбирається від більш нагрітого повітря в будинку та передається в

оточуюче будинок середовище. В цьому плані ТН має певну схожість в роботі зі звичайним гідравлічним насосом, який здійснює перекачування рідини з більш нижнього рівня на верхній рівень, тоді як у звичайних умовах ця рідина рухається в зворотному напрямку.

В теперішній час найбільшого розповсюдження набули парокомпресійні ТН. В основу принципу їх роботи покладено два явища:

- виділення та поглинання теплової енергії рідиною при зміні її агрегатного стану – конденсація та випаровування;
- зміна значення температури випаровування та конденсації при зміні значення тиску.

У випарнику ТН в якості робочого тіла використовується холодоагент, що не містить Cl_2 . Холодоагент знаходиться під низьким тиском та починає кипіти при відносно невеликому значенні температури, при цьому поглинаючи теплову енергію низькопотенційного джерела. Далі робоче тіло стискається в компресорі, що приводиться в дію з допомогою електричного двигуна (або двигуна іншого типу), та потрапляє до конденсатора, де при більш високому значенні тиску відбувається процес його конденсації при більш високому значенні температури. При цьому холодоагент віддає теплову енергію конденсації приймачу (теплоносію, що циркулює в системі опалення приміщення). З конденсатора робоче тіло знову потрапляє у випарник через дросель, де рівень його тиску зменшується, та процес кипіння холодоагенту розпочинається знов.

ТН здатний відбирати теплову енергію від декількох джерел (землі, повітря, води. На рис. рис. 1.2. приведені конструкційні види ТН.

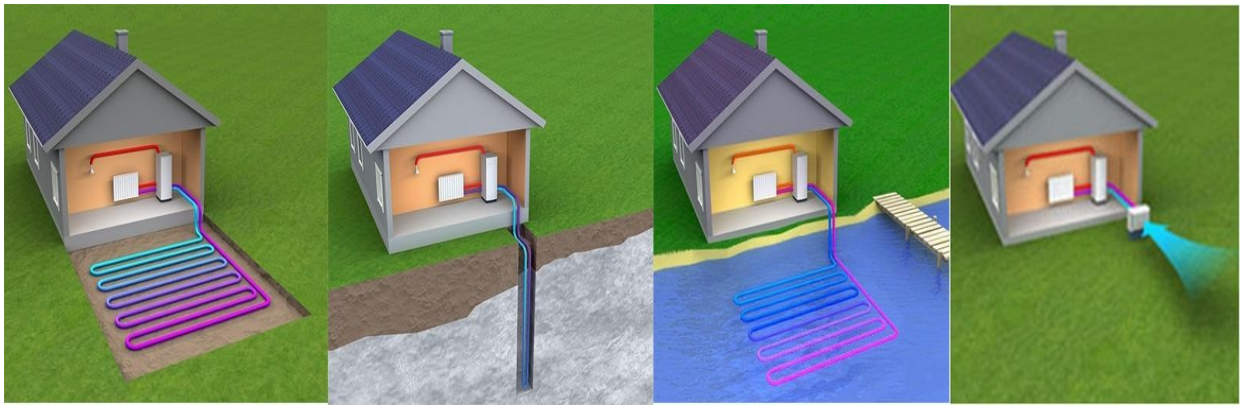


Рис. 1.2. Конструкційні види ТН

Аналогічним чином ТН може скидати теплову енергію в землю, повітря, або воду. Теплоприймачем називається більш нагріте середовище, яке сприймає теплову енергію. В залежності від типу приймача та джерела теплової енергії, конденсатор та випарник можуть виконуватись у вигляді теплообмінника типу «рідина-рідина» та «повітря-рідина».

Регулювання режимів роботи системи опалення з ТН в багатьох випадках відбувається шляхом ввімкнення та вимкнення ТН згідно сигналу термодатчика, що встановлений в джерелі (при охолодженні) чи приймачі (при нагріванні) теплової енергії. Налаштування режиму роботи теплового насоса частіш за все здійснюється шляхом зміни перерізу терморегулюючого вентиля (дроселя).

Як і холодильна установка, ТН використовує електричну (механічну або ін.) енергію для здійснення термодинамічного циклу. Ця енергія використовується приводом компресора (сучасні ТН номінальною потужністю < 100 кВт укомплектовані скрол компресорами високої ефективності). Коефіцієнт перетворення (коефіцієнт ефективності чи коефіцієнт трансформації) ТН – це співвідношення кількості теплоти, яку виробляє ТН до кількості споживаної ним електроенергії. Коефіцієнт перетворення залежить від значень температури у конденсаторі та випарнику ТН. Значення цієї температури може коливатися для різних систем ТН в

межах 2,5...7. На один кВт витраченої електроенергії тепловий насос виробляє 2,5...7 кВт теплової, що є недосяжним як для конденсаційного газового котла, так і для будь-якого іншого генератора теплової енергії. В зв'язку з цим, можна дійти висновку, що парокомпресійні ТН виробляють теплову енергію, використовуючи при цьому мінімальну кількість електроенергії. Температурний рівень теплопостачання від ТН складає від 35 до 60 °С. Економія енергетичних ресурсів в такому температурному режимі може складати до 75 %.

1.2 Особливості застосування теплоти ґрунту для систем опалення з ТН

За типом теплоносія у вхідному (ґрунтовий контур, водне джерело, зовнішнє повітря і т.д.) та вихідному (охолодження, система опалення, система гарячого водопостачання) контурах ТН умовно поділяють на шість типів: вода-вода, ґрунт-вода, , ґрунт-повітря, повітря-вода, повітря-повітря, вода-повітря.

Ґрунт є найбільш універсальним джерелом розсіяної теплової енергії. Він акумулює сонячну енергію та круглий рік нагрівається від ядра нашої планети. Окрім цього він завжди є в доступності і здатний віддавати теплову енергію незалежно від погодних умов: на глибині 5...7 м температура ґрунту практично не змінюється протягом року. Для більшості території України ця температура лежить в межах від 8°С до 12°С, що цілком досить для облаштування системи опалення і охолодження, що буде характеризуватися високим рівнем ефективності. Окрім цього, в верхніх шарах земної кори найменше значення температури досягається на декілька місяців пізніше часу, на який припадає пік морозної погоди. Зважаючи на це потреба в інтенсивному обігріві шляхом використання НУ ґрунт-вода зменшується. Слід відмітити, що ґрунт є досить надійним постачальником теплової енергії для ТН. Необхідна кількість теплової енергії відбирається ґрунтовим

теплообмінником, що заглиблений в землю, та акумулюється в теплоносії, який подається у випарник ТН та повертається назад за новою порцією теплової енергії. В якості теплоносія застосовується екологічно безпечна незамерзаюча рідина («розсол», або «антифриз»). У більшості ТН типу з теплообміном типу «грунт-вода» застосовується розчин пропіленгліколю або етиленгліколю у воді.

Також відомою є схема відбору теплової енергії, за якої замість «розсолу» в контурі ТН циркулює фреон, що переходить в пароподібний стан безпосередньо в трубах теплозбірника теплового насосу. Хоча ця схема характеризується дещо вищим значенням коефіцієнту корисної дії ТН, проте її експлуатація є досить складною і небезпечною для оточуючого середовища.

В теперішній час найбільшого поширення набула схема ТН «грунт-вода», в якій в якості холодоагенту використовується «розсіл». В таких геотермальних ТН застосовуються два типи теплообмінників: ґрунтовий зонд та ґрунтовий колектор. Обидва ці теплообмінники, як правило, виконуються з поліетиленових труб, що мають діаметр до 4 см з домішками теплопровідного пластифікатора.

Вибір способу укладки горизонтального колектора ТН визначається значенням теплопровідності ґрунту та геометрією земельної ділянки. Продуктивність ґрунтового теплообмінника є дещо більшою для випадку його встановлення в зволжених суглинках та значно меншою для випадку піщаних ділянках. В середньому один квадратний метр поверхні ґрунту здатен забезпечити «теплопостачання» 10...35 Вт теплової потужності. Довжину труби ґрунтового колектора ТН в одній суцільній петлі прагнуть обмежити значенням до 600 м. Це пов'язано з тим, що при збільшенні довжини труби петлі ґрунтового колектора ТН спостерігається збільшення витрати електроенергії, що споживається циркуляційним насосом. У випадку, коли необхідно забезпечити велику потужність ТН типу «грунт-вода» необхідно передбачити декілька петель ґрунтового колектора.

Грунтовий горизонтальний колектор представляє собою трубу значної протяжності, що вкладається під шар ґрунту горизонтально.. Головна перевага такого колектора – це простота монтажу та його універсальність. Основним недоліком ґрунтового колектора є значна площа, яку необхідно відвести під його встановлення (25...50 м² на 1 кВт теплової потужності ТН).

Декілька найбільш поширених схем прокладання труб ґрунтового теплообмінника приведені на рис. 1.3.

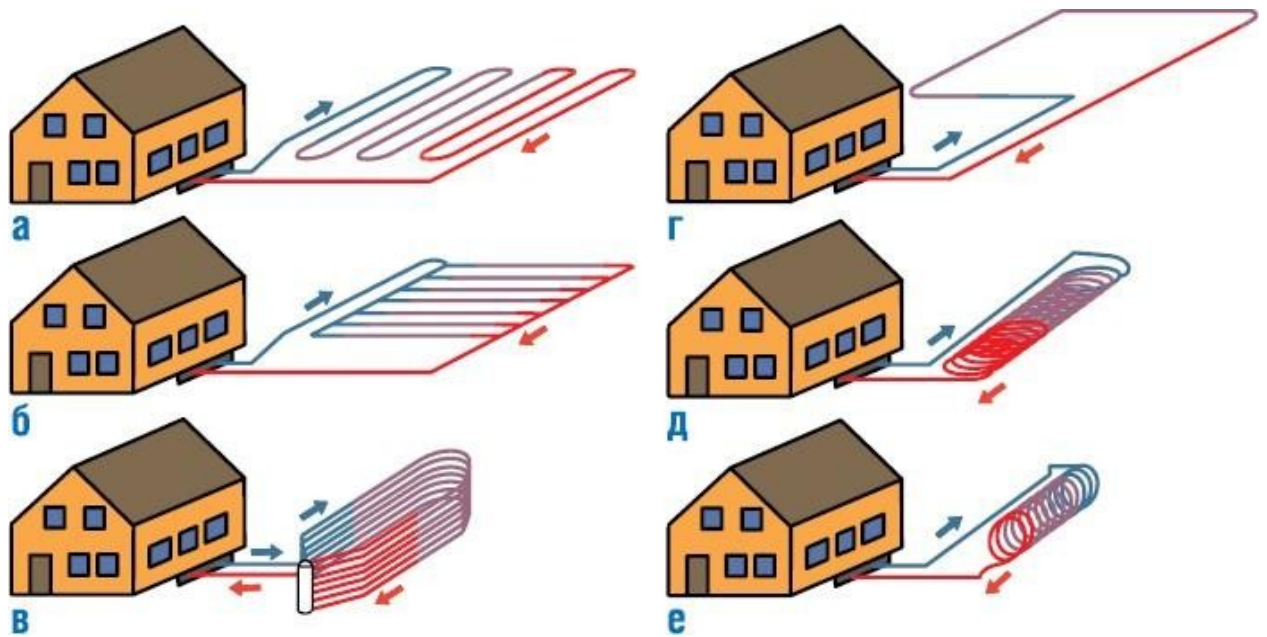


Рис. 1.3. Основні види горизонтальних ґрунтових колекторів

На рис. 1.3:

- а – теплообмінник з послідовно з'єднаними трубами;
- б – теплообмінник з паралельно з'єднаними трубами;
- в – горизонтальний колектор ТН, прокладений в траншеї;
- г – теплообмінник, який має форму петлі;
- д – горизонтально розташований теплообмінник, який має форму спіралі ("Slinky");
- е – вертикально розташований теплообмінник який має форму спіралі.

Вертикальні колектори (теплообмінники) являють собою систему протяжних труб, що опущені в свердловину глибиною 40...150 м.

На рис. 1.4 наведено ТН «грунт-вода» з використанням вертикального колектора.

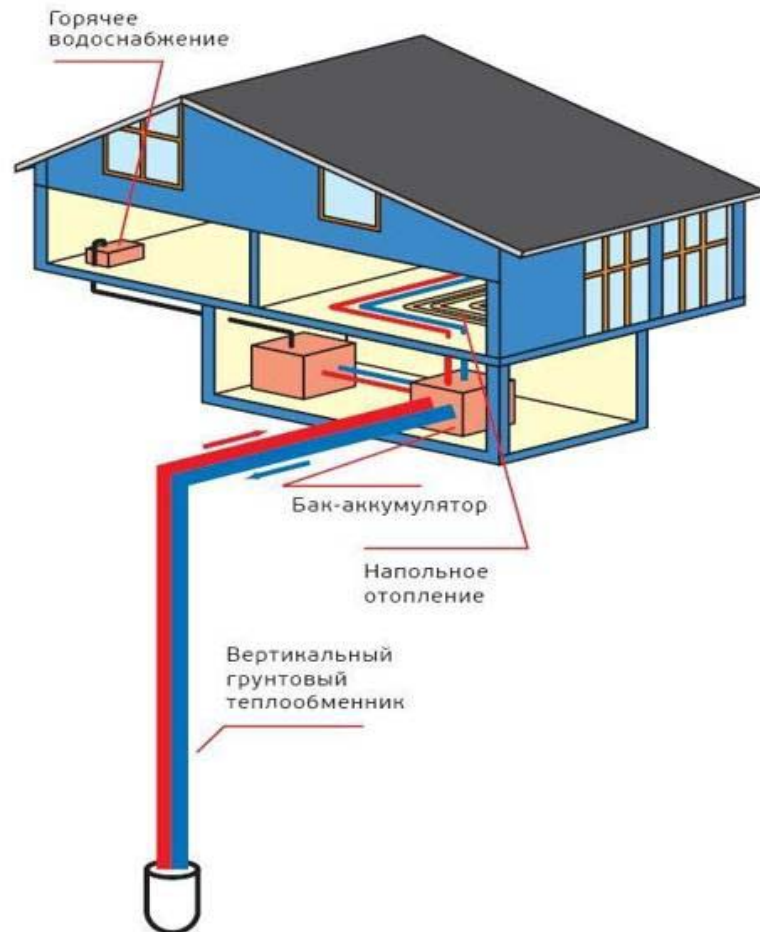


Рис. 1.4. Вертикальний грунтовий колектор ТН

Для встановлення ТН з вертикальним грунтовим колектором необхідно здійснити роботи з буріння свердловини. Так як температура ґрунту на глибині завжди тримається на приблизно одному рівні (біля 10 °С), то вертикальні теплообмінники виявляються більш потужними, ніж теплообмінники горизонтального прокладання.

В залежності від типу ґрунту питома потужність вертикального теплообмінника складає 30...100 Вт теплової енергії на один метр довжини.

На тепер відомо біля десяти можливих конструкцій вертикальних теплообмінників. Найбільшого поширення набули теплообмінники таких типів конструкції:

- теплообмінник типу «труба в трубі»
- теплообмінник і U-подібної форми.

Для покращення процесу теплопередачі та підвищення міцності вертикального теплообмінника зазор між землею (або обсадною трубою) та робочими трубами колектора заповнюється бетоном або бетонітом. Для випадку, коли необхідно отримати велику потужність, роблять декілька таких вертикальних теплообмінників. Зазвичай, відстань між вертикальними теплообмінниками складає від 5 до 7 м.

1.3 Переваги та недоліки застосування теплових насосів для систем автономного енергозабезпечення

Головними перевагами використання ТН для систем автономного енергозабезпечення є:

- висока ефективність. ТН характеризується високим рівнем ефективності, яка є на порядок більшою, в порівнянні з іншими технологіями систем автономного енергозабезпечення;
- безпека експлуатації опалювальних систем на основі ТН є досить високою. Це, перш за все, пов'язано з тим, що в процесі своєї роботи ТН не використовує паливо та не виділяє шкідливих компонентів в оточуюче середовище;
- висока екологічність систем автономного енергозабезпечення на основі ТН обумовлюється тим, що в таких системах відсутні шкідливі викиди в навколишнє середовище;
- високий рівень надійності: герметичний контур ТН зумовлює досить тривалий термін експлуатації обладнання автономних систем енергозабезпечення;

- універсальність, яка полягає в здатності систем енергозабезпечення на основі ТН виконувати функції нагрівання води, кондиціонування та опалення.

Головним недоліком систем автономного енергозабезпечення на основі ТН є його висока вартість. Початкові капіталовкладення в такі системи значно вищі ніж для систем на основі електричних або газових котлів.

1.4 Типи сонячних електростанцій

Революцію у енергетичній сфері в 20-тому сторіччі зробив один із самих поширених хімічних елементів на Землі. Його властивості дали можливість людству перетворювати випромінення Сонця на електроенергію. Це започаткувало процес становлення галузі альтернативної енергетики. Очевидно, що йдеться про аморфний кремній. Сонячні фотоелектричні батареї виготовляють з його кристалів. Фотоелектричні модулі, в свою чергу, є визначальною складовою сонячної електростанції (СЕС). Потужні сонячні електростанції все частіше можна встановлюються на елементах даху будинків, земельних ділянках тощо.

Рівень розвитку сонячної енергетики сягнув такого рівня, за якого сонячні електростанції стали багатофункціональними пристроями. Тепер тільки певний тип фотоелектростанції задовольняє бажання споживача. Тому перед майбутнім власником, після рішення про придбання сонячної електростанції, постає питання: який тип станції обрати.

Станом на сьогодні кристалічні фотопанелі можуть бути використані при будівництві наступних типів станцій: мережеві, автономні та гібридні. Активно відбувається процес вдосконалення тонкоплівкових панелей і в найближчому майбутньому в перспективі будуть створені СЕС довільної. Розглянемо більш детально типи станцій, які отримали найбільше застосування:

Мережеві фотоелектричні станції

Даний вид СЕС найбільш економічно доцільний. В першу чергу станція значно зменшить витрати користувача на оплату електроенергії. В другу чергу, надлишок генерації мережевої електростанції є можливість можна продавати за «зеленим» тарифом та отримувати дохід щомісяця. Проте слід розуміти, що мережева станція не може забезпечити повну автономність електропостачання. Внаслідок того що для забезпечення безперервного живлення електроспоживача генерації сонячних фотоелектричних панелей недостатньо. Необхідно додатково передбачити акумулювання надлишку електроенергії. Врахувавши той факт, що мережева фотоелектростанція не передбачає в своєму складі наявність акумуляторів, то вся не спожита електрична енергія надходить в загальну мережу.

Автономна фотоелектрична станція.

На противагу до мережевої, автономна фотоелектростанція здатна забезпечувати безперебійне живлення споживачів будинку електрикою. Окрім стандартної установки фотопанелей, станція передбачає наявність систем акумулювання. Таким чином в ясні дні за хорошої інсоляції автономна фотоелектрична станція буде генерувати енергію електричного струму для особистого споживання, а надлишок спрямовувати в акумулятори. Це дозволить забезпечити домогосподарство необхідним постачанням електрики у темний час доби або у разі аварійного вимкненні електроживлення.

Автономні фотоелектростанції можна поділити на 2 типи:

- резервного живлення;
- повністю автономного живлення.

Резервні станції (рис. 1.5), окрім систем акумулювання мають електричний зв'язок із загальною електромережею. У випадку низького заряду акумуляторів та недостатнього рівня генерації енергії СЕС живлення електричних споживачів може здійснюватися електрикою із загальної мережі електропостачання. Суттєва перевага мережевого підключення заключається

ще й і в тому, що власник установки має можливість продавати надлишок енергії в загальну електромережу за ставкою «зеленого» тарифу.

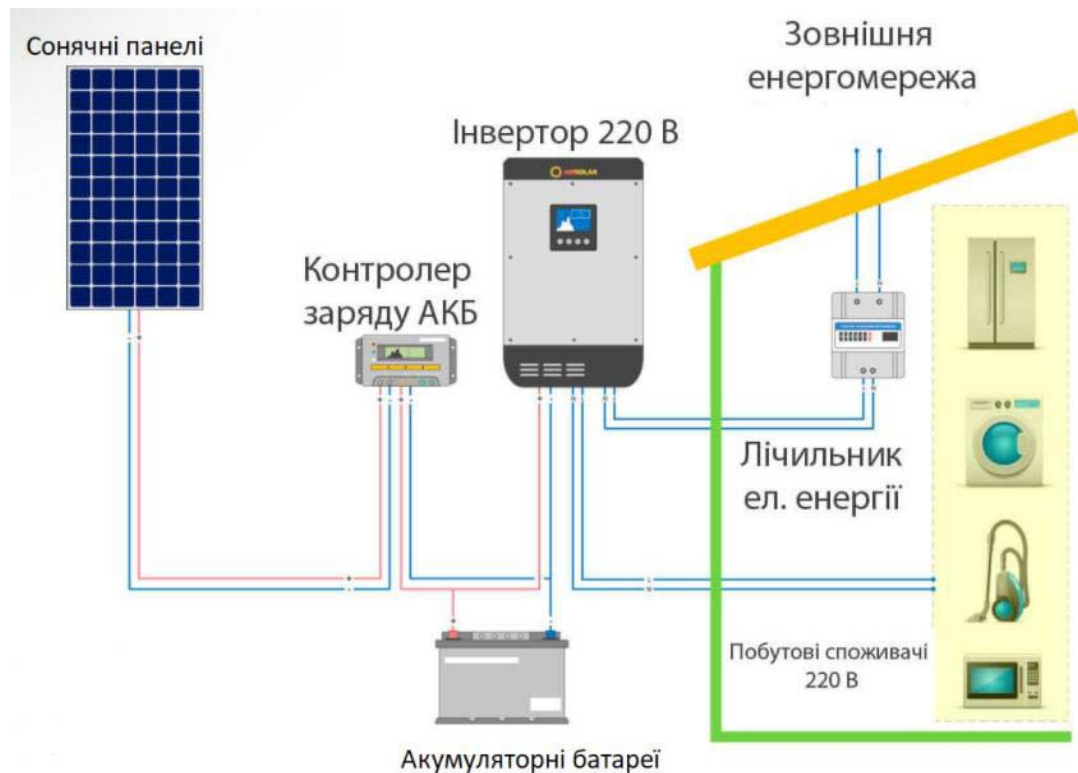


Рис. 1.5. Схематичний вигляд автономної резервної сонячної електростанції

Відмінність резервної фотоелектростанції від автономної передбачає повноцінну енергетичну самостійність споживача електроенергії. У разі повного відключення від мережі, а його енергопостачання здійснюється від СЕС та акумулюючих систем достатньої ємності. У ціновому сегменті даний вид фотоелектростанції є самим високовартісним. Адже тут потрібна велика електростанція, яка складається з досить великого числа фотоелектричних модулів, акумуляторів значної ємності, додаткового обладнання, здатного забезпечити коректне функціонування СЕС. Однак, нехтуючи високу вартість, як резервна так і автономна сонячні електростанції незамінні в тих місцевостях та випадках, де відсутнє інше джерело електропостачання, або виникають часті збої в електропостачанні.

Гібридна електрична станція.

Означений тип станції передбачає застосування комбінованих джерел відновлюваної енергії та здатен поєднувати в собі властивості одночасно резервної та мережевої сонячних електростанцій. При достатньому рівні інсоляції і правильному підборі значення потужності обладнання, станція буде покривати особисте споживання енергії та разом з тим виконуватиме заряд акумуляуючої системи. За досягнення необхідного рівня зарядженості акумуляторних батарей, лишок енергії спрямовуватиметься у загальну мережу електроживлення з метою її продажу. Ця станція може виконувати багато функцій, адже при недостатності випромінювання Сонця низький рівень генерації зможуть компенсувати інші автономні джерела електричної енергії.

1.5 Переваги та недоліки застосування автономних сонячних електростанцій для систем автономного енергозабезпечення

Сонячні електростанції автономного типу забезпечують гарантоване енергопостачання незалежно від мережі електроживлення. Виробничі можливості навіть самих простих електростанцій для домашнього застосування достатньо для забезпечення потреб споживачів будинку – живлення побутових приладів, теплового насосу, освітлення на світлодіодних лампах. У випадку коли необхідний більший об'єм запасів електроенергії, будь-коли можна розширити систему шляхом встановлення додаткових сонячних батарей, акумуляторних блоків, або взагалі встановити на паралельну роботу додаткову потужнішу фотоелектростанцію.

Автономні фотоелектричні станції мають здатність працювати в якості основного джерела електроенергії або в режимі джерела безперебійного електропостачання. Там, де відсутня можливість підключитися до мережі електроживлення загального користування вони незамінні. Однак існує необхідність у надійному та стабільному джерелі електроенергії.

Головними перевагами використання сонячних електростанцій для

систем автономного енергозабезпечення є:

- істотна економія за умов постійного росту тарифів;
- автономність та безперебійність роботи;
- простота та економічність обслуговування;
- необмеженість первинного джерела енергії;
- тривалий строк експлуатації (понад 25 років);
- високе значення продуктивності;
- відсутність шуму при роботі;
- екологічна безпека для навколишнього середовища;
- прибуток від реалізації електроенергії в мережу.

Галузь сонячної енергетики відносно дорога. Облаштування будинку сонячними та накопичувальними установками обходиться досить дорого. Тому багато країн, в тому числі і Україна, вживають заходів по створенню комфортних умов, що стимулюють таке екологічно чисте джерело енергії. До заходів заохочення відносять спеціальні пільгові кредитні пропозиції, видача дозвільних документів на роботу за «зеленим» тарифом. За рахунок таких заходів значно скорочується термін окупності.

Серед недоліків фотоелектричних станцій варто виділити те, що випромінення Сонця не надходить в нічний час на панелі. Відтак система знаходиться в простій тривалий час. Також робота незадовільна в дощову, пахмурну або сніжну погоду.

Одним із самих дорогих складових елементів системи виступає акумулятор, який, проте, виправдовує суттєві затрати можливістю використання акумуляторних батарей в несприятливий час за рахунок використання електроенергії зарядженої вдень.

Таким чином основними недоліками автономних сонячних електростанцій є:

- значна вартість;
- погодна залежність виробітку електроенергії;
- займає значну площу поверхні;

- підвищені вимоги до навколишнього середовища;
- теплова залежність ККД фотоелектричних модулів.

1.6 Висновки до розділу

1. Проведений аналіз особливостей застосування теплоти ґрунту для систем автономного енергозабезпечення показав, що для кліматичних умов України найбільш доцільним є використання теплового насосу з вертикальними колекторами.

2. Проведений аналіз особливостей застосування сонячних фотоелектричних станцій для систем автономного енергозабезпечення показав, що для кліматичних умов України у разі ненадійного електроживлення, ускладненому доступі до мережі електроживлення найбільш доцільним є використання автономних сонячних фотоелектростанцій.

3. Результати проведеного в роботі аналізу основних переваг та недоліків систем автономного енергозабезпечення на основі теплових насосів та сонячних фотоелектричних станцій показали, що незважаючи на високий рівень початкових капіталовкладень, система з тепловим насосом та сонячною фотоелектростанцією на даний час є найбільш прийнятною в порівнянні з іншими типами систем автономного енергозабезпечення.

РОЗДІЛ 2

ТЕОРЕТИЧНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ АВТОНОМНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

2.1. Загальна характеристика об'єкту енергозабезпечення та розрахунок його параметрів

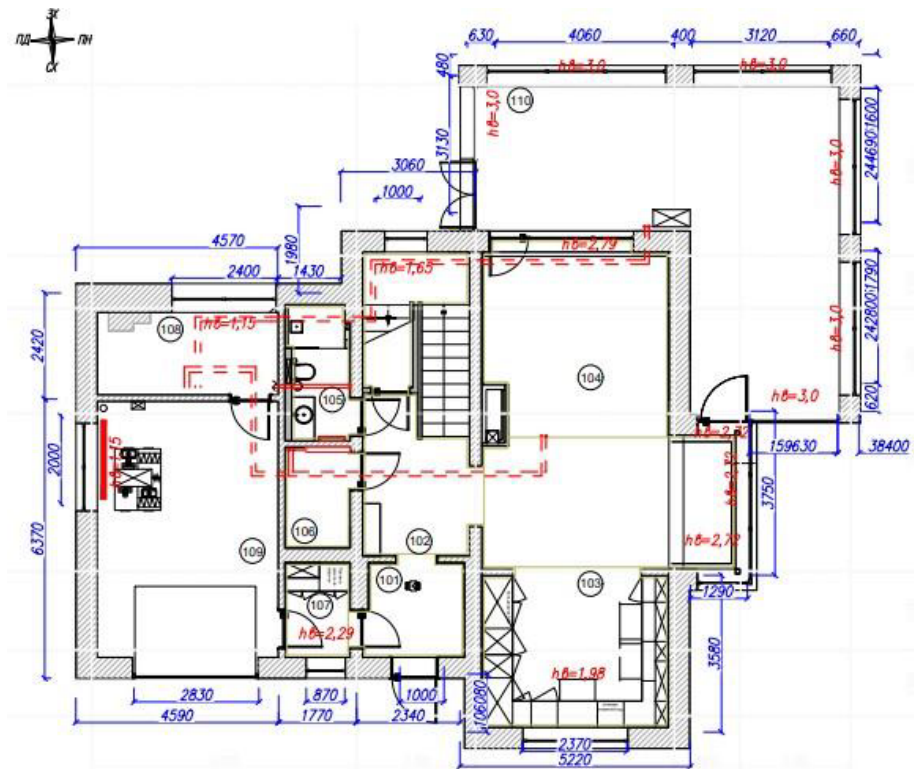
Об'єкт енергозабезпечення представляє двоповерхову будівлю. Горище та підвал відсутні. Загальною площею 273 м². Покриття даху пласке із використанням поліхлорвінілової мембрани з використанням утеплювача у вигляді мінеральної вати. Несучі конструкції стін та перестінків виконані із газоблоків AEROC D товщиною 500 мм. В якості утеплення засновані блоки AEROC Energy D товщиною 150 мм. Для стіни виконано ізоляція від водяних парів вологи та ізоляція гідрофобною мастикою від проникнення рідини. Облицювання виконано з використанням плит із цементу та дерев'яних стружок, облицювальної цегли та виконанням вітряного проміжку товщиною 50 мм. Перекриття між поверхами товщиною зроблене у вигляді збірного настилу із пустотних залізобетонних плит. Утеплювачем виступає пінобетон товщина переkritтя $\delta_{\text{пер}} = 0,160 \text{ м}$. Скління виконано двохкамерними склопакетами KORSA. Об'єкт обладнаний системою теплої підлоги. На рис. 2.1-2.2 зображений загальний вигляд плану поверху №1 та поверху №2.

Кліматологічні дані для місця розташування об'єкт енергозабезпечення:

- тривалість періоду опалення $n_{\text{опал.}} = 188$ діб ;
- середнє значення температури самих холодних 5 днів $t_{\text{р.оп.}} = -21^{\circ}\text{C}$.

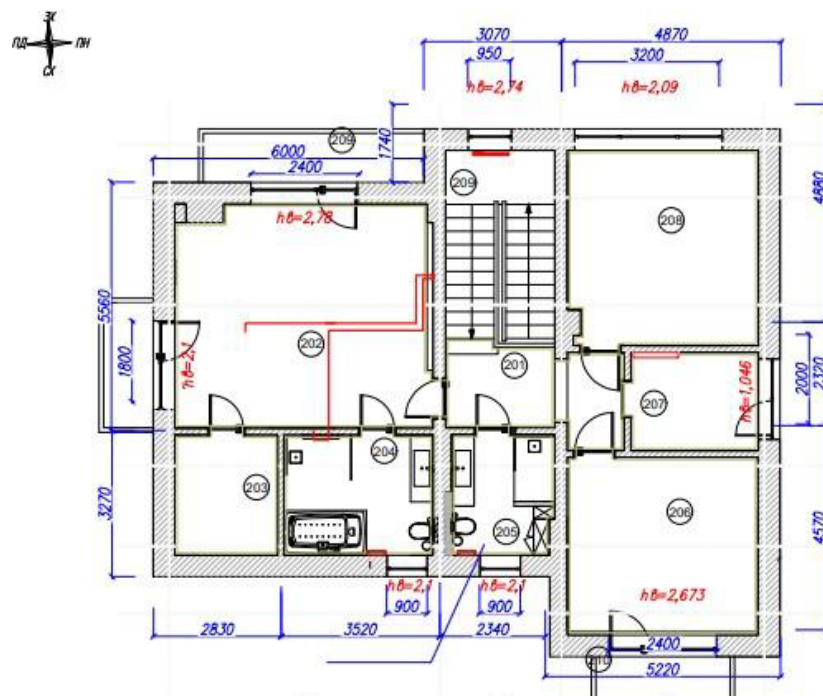
Величина температури в середині приміщення $t_{\text{внутр.}} = 19^{\circ}\text{C}$.

Коефіцієнт віддачі тепла від повітря всередині до стін $\alpha_{\text{внутр.}} = 8,7 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{K})$.



1 – передня; 2 – коридор; 3 – кухонне приміщення; 4 – столова; 5 – ванна;
6 – гардероб; 7 – пральне приміщення; 8 – котлова; 9 – гараж; 10 – веранда

Рис. 2.1. Загальний вигляд плану поверху №1



1 – коридор; 2 – спальня; 3 – гардероб; 4 – туалет; 5 – ванна;
6 – кімната; 7 – гардероб 8 – робоче приміщення; 9 – сходи.

Рис. 2.2. Загальний вигляд плану поверху №2

Зовнішній коефіцієнт віддачі тепла від стіни до навколишнього середовища $\alpha_{\text{зовн.}} = 23 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К})$.

Коефіцієнт передачі тепла скрізь вікна KORSA $K_{\text{вікон}} = 2,081 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К})$, формула склопакета 4-10- 4-10-4.

Коефіцієнт передачі тепла скрізь суцільнодерев'яні зовнішні двері $K_{\text{двер. зовн.}} = 1,91 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К})$.

Коефіцієнт передачі тепла скрізь металопластикові двері ПВХ виконані із двокамерного склопакету $K_{\text{двер. балк.}} = 1,671 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К})$.

Коефіцієнт передачі тепла скрізь ворота гаражного приміщення, що виконані із двох секцій $K_{\text{воріт}} = 1,01 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К})$.

Значення висоти поверхів складає три метри.

Об'єкт розрахований на проживання п'яти людей.

Обчислення витрат тепла скрізь зовнішні елементи конструкцій огороження (основних та додаткових) для любого елемента виконується по:

$$Q_{\text{огор.і}} = \frac{1}{r_i} F_i \Delta t_i (1 + \Sigma \beta)_i n_i \cdot 10^{-3}, \quad (2.1)$$

у виразі r – питомий тепловий опір передачі теплоти складової конструкції огороження, $(\text{м}^2\cdot\text{К})/\text{Вт}$;

n_i – коефіцієнт поправки на розрахункову різницю температур, залежить від орієнтації елемента конструкції огороження або його типу ($n = 1$ для усіх зовнішніх стін об'єкту енергозабезпечення);

F_i – площа елемента конструкції огороження, м^2 ;

Δt_i – різниця температур повітря всередині та зовні, $^{\circ}\text{C}$;

$\Sigma \beta$ – добавочні втрати теплоти.

Тепловий опір передачі теплоти:

$$r = \frac{1}{\alpha_{\text{внутр.}}} + \sum \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_{\text{зовн.}}}, \quad (2.2)$$

у виразі $\alpha_{\text{внутр.}} = 8,7$ та $\alpha_{\text{зовн.}} = 23 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ – коефіцієнти передачі теплоти для повітря всередині та зовні;

δ_i, λ_i – товщина (м), та провідність теплоти ($\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$) огорожуючи ділянок.

Площі F_i зовнішніх стін, встановлюються за обмірами зовні, площі віконних елементів – за світлопрозорими частинами, площі підлоги або перекриття – за обмірами всередині.

Величина різниці температур Δt_i встановлюється згідно нижчеприведених рекомендацій за висоти приміщення рівній чотири метри.

При висоті приміщення понад чотири метри величина різниці температур:

$$\Delta t = t_{\text{внутр.}} - t_{\text{р.о}}, \quad (2.3)$$

у виразі $t_{\text{внутр.}}$ – значення температури повітря в приміщенні;

$t_{\text{р.о}}$ – розрахункове значення проектної температури для повітря зовні.

Величина різниці температур приміщень, що межують з оточуючим середовищем:

$$\Delta t = t_{\text{внутр.}} - t_{\text{р.о}} = 19 - (-21) = 40^\circ \text{C},$$

Існують наступні рекомендації відносно величини додаткових втрат теплоти у відносних одиницях: вертикальні зовнішні та похилі конструкції огороження орієнтовані на напрямок вітру в січні: до 5 м/с – 5 %, 5 м/с і

більше – 10 %; 5 % для всіх видів приміщень;

Для вертикальних та похилих конструкцій огороження при розрахунковій січневій температурі $\Sigma\beta = 0,05$.

У табл. 2.1 приведені характеристики конструкції зовнішніх стін.

Стіни мають значну площу, але гарно утеплені, внаслідок чого втрати скрізь них будуть малі.

Таблиця 2.1. Характеристики конструкції зовнішніх стін об'єкту

Вид матеріалу	Характеристика	
	$\lambda, \text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$	$\delta, \text{мм}$
Штукатурка з цементу та піску	1,21	21
Плита із цементу та стружки	0,261	36
Мастика для гідроізоляції	1,051	6
Блок із газобетону AEROC D500	0,12	200
Блок із газобетону AEROC D150	0,05	100
Мастика для гідроізоляції	1,05	6
Плита із цементу та стружки	0,261	36
Проміжок із повітря	0,4	50
Зовнішня цегла для облицювання	0,61	60

Тепловий опір зовнішніх стін визначимо по виразу (2.2):

$$r_{\text{ст}} = \frac{1}{8,7} + \frac{0,021}{1,21} + \frac{0,006}{1,051} + \frac{0,036}{0,261} + \frac{0,2}{0,12} + \frac{0,1}{0,05} + \frac{0,036}{0,261} + \frac{0,006}{1,051} + \frac{0,05}{0,4} + \frac{0,06}{0,61} + \frac{1}{23} = 4,351 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}.$$

Визначимо коефіцієнт передачі теплоти для стін:

$$K_{\text{ст}} = \frac{1}{r_{\text{ст}}} = \frac{1}{4,351} = 0,23 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

В табл. 2.2 приведені теплові характеристики конструкції покрівлі.

Таблиця 2.2. Теплові характеристики матеріалів покриття об'єкту

Вид матеріалу	Характеристика	
	$\lambda, \text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$	$\delta, \text{мм}$
Листи гіпсокартону	0,16	12
Проміжок із повітря	0,41	50
Дерев'яні балки	0,131	26
Плівка для пароізоляції	0,041	3
Утеплювач із мінеральної вати	0,0381	200
Проміжок із повітря	0,41	50
Дерев'яні балки	0,13	25
Поліхлорвінілова мембрана	0,26	5

Тепловий опір покрівлі розраховується по виразу (2.2):

$$r_{\text{ст}} = \frac{1}{8,7} + \frac{0,012}{0,16} + \frac{0,05}{0,41} + \frac{0,026}{0,131} + \frac{0,003}{0,041} + \frac{0,2}{0,0381} + \frac{0,05}{0,41} + \frac{0,025}{0,13} + \frac{0,005}{0,26} + \frac{1}{23} = 6,191 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}.$$

Визначимо коефіцієнт передачі теплоти для перекриття:

$$K_{\text{перекр}} = \frac{1}{r_{\text{перекр}}} = \frac{1}{6,19} = 0,162 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Підлога по ґрунту ділиться на чотири ділянки, які паралельні до зовнішніх стін. Ширина перших трьох ділянок складає по 2 м, четверта ділянка складає те що залишилось. Загальний вигляд підлоги приміщення та відповідні розміри приведені на рис. 2.3. Визначимо площі ділянок підлоги враховуючи рис. 2.1 та геометричні розміри планів. Четверта ж зона відсутня.

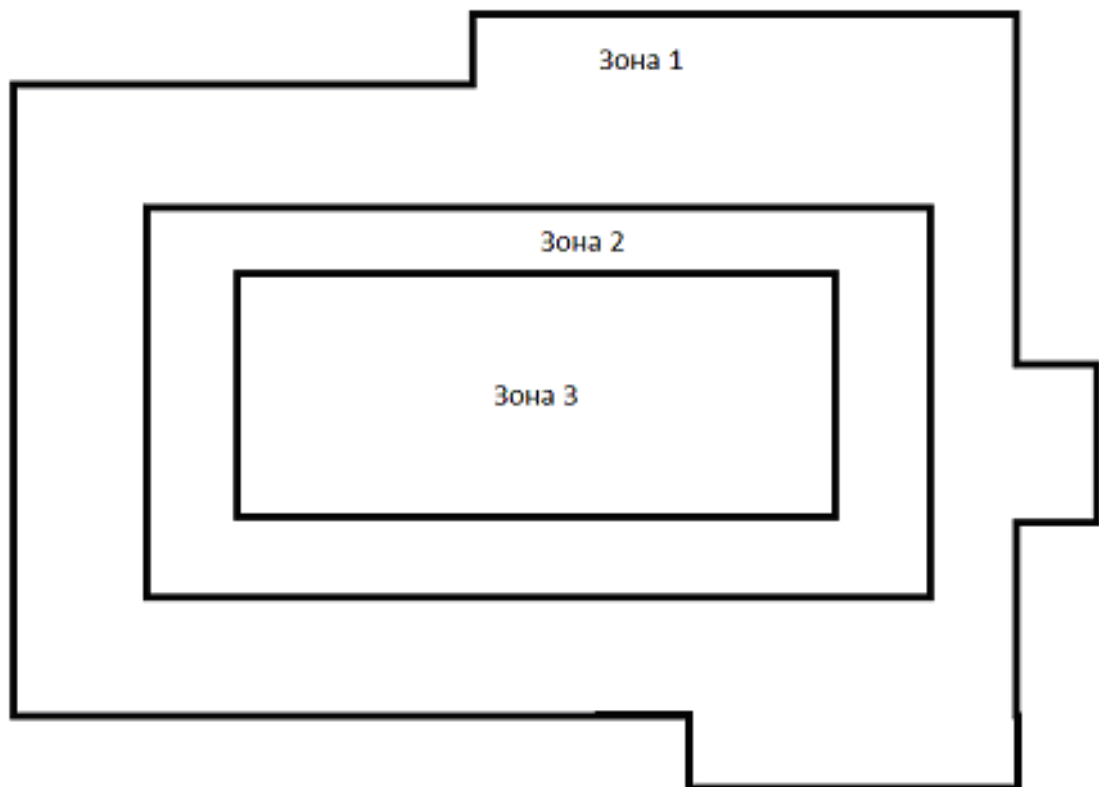


Рис. 2.3. Теплові ділянки підлоги об'єкту енергопостачання

Визначимо площі ділянок підлоги використовуючи схему рис. 2.3 та розміри з планів поверху №1 на рис. 2.1:

$$F_3 = 4,74 \text{ м}^2,$$

$$F_2 = 33,58 \text{ м}^2,$$

$$F_1 = 163,15 \text{ м}^2.$$

Опори передачі теплоти окремих ділянок підлоги у разі відсутності утеплюючих матеріалів (згідно [4]) рівні:

– перша ділянка – $r_1 = 2,150 \text{ (м}^2 \cdot \text{К) / Вт}$;

– друга ділянка – $r_2 = 4,30 \text{ (м}^2 \cdot \text{К) / Вт}$;

– третя ділянка – $r_3 = 8,60 \text{ (м}^2 \cdot \text{К) / Вт}$;

У підсумку для підлоги без утеплюючих матеріалів:

$$\sum \frac{F_i}{r_i} = \frac{F_1}{r_1} + \frac{F_4}{r_4} + \frac{F_3}{r_3} . \quad (2.4)$$

У разі наявності утеплюючих матеріалів в складі конструкції підлоги з провідністю теплоти $\lambda_{\text{утепл}} \leq 1,163 \text{ Вт / (м} \cdot \text{К)}$ вона називається утепленою, а опори передачі теплоти окремих ділянок визначаються по виразу:

$$r_{\text{утепл.}i} = r_i + \sum \frac{\delta_{\text{утепл.}i}}{\lambda_{\text{утепл.}i}} , \quad (2.5)$$

у виразі $\delta_{\text{утепл.}i}$ та $\lambda_{\text{утепл.}i}$ – товщина (м) і провідність теплоти (Вт/(м·К)) окремих ділянок утеплюючих матеріалів.

Виконаємо обчислення втрат тепла скрізь підлогу для випадку панельної системи опалення по виразу 2.5, для цього скористаємося даними про елементи улаштування підлоги з табл. 2.3:

$$\begin{aligned} r_{\text{утепл.1}} &= 2,15 + \frac{0,065}{1,51} + \frac{0,003}{0,041} + \frac{0,1}{0,0381} + \\ &+ \frac{0,03}{0,041} + \frac{0,1}{1,51} + \frac{0,295}{0,16} + \frac{0,145}{0,97} = 7,061 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}} \end{aligned}$$

$$r_{\text{утепл.2}} = 4,3 + \frac{0,065}{1,51} + \frac{0,003}{0,041} + \frac{0,1}{0,0381} +$$

$$+ \frac{0,03}{0,041} + \frac{0,1}{1,51} + \frac{0,295}{0,16} + \frac{0,145}{0,97} = 9,211 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$$

$$r_{\text{утепл.3}} = 8,6 + \frac{0,065}{1,51} + \frac{0,003}{0,041} + \frac{0,1}{0,0381} +$$

$$+ \frac{0,03}{0,041} + \frac{0,1}{1,51} + \frac{0,295}{0,16} + \frac{0,145}{0,97} = 13,511 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$$

Таблиця 2.3. Характеристики складових елементів підлоги першого поверху

Вид матеріалу	Характеристика	
	$\lambda, \text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$	$\delta, \text{мм}$
Підлогова плитка із кераміки	1,5	13
Тепла підлога в стяжці	1,51	65
Плівка для пароізоляції	0,041	3
Утеплювач із мінеральної вати	0,0381	100
Плівка для пароізоляції	0,041	3
Чорнова стяжка	1,51	100
Наповнювач із керамзиту	0,16	295
Пісок для будівництва	0,97	145

Виконуючи підстановку визначених опорів передачі теплоти окремих ділянок підлоги з утеплюючими матеріалами у вираз 2.4, отримаємо для підлоги, що отоплюється панельним опаленням:

$$\sum \frac{F_i}{r_i} = \frac{163,15}{7,061} + \frac{33,58}{9,211} + \frac{4,76}{13,511} = 27,1 \frac{\text{Вт}}{\text{К}}$$

Визначимо втрати тепла скрізь перекриття. Значення коефіцієнти передачі теплоти деяких будівельних матеріалів конструкцій огороження

приведено в [4]. Тепловий опір проміжку повітря на горищі складає $r_{\text{пов}} = 0,280 \text{ (м}^2 \cdot \text{К) / Вт}$. До конструкції перекриття включено лист із деревинно-стружкової плити, утеплювача із мінеральної вати, з параметрами товщини та теплопровідності відповідно $\delta_{\text{дсп}} = 2,50 \text{ см}$, $\delta_{\text{утепл.}} = 20,0 \text{ см}$ та $\lambda_{\text{дсп}} = 0,210 \text{ Вт / (м} \cdot \text{К)}$, $\lambda_{\text{утепл.}} = 0,043 \text{ Вт / (м} \cdot \text{К)}$. Підсумковий опір передачі теплоти перекриття, яке межує з горищем складає:

$$r_{\text{гор.}} = r_{\text{пер.}} + \frac{1}{\alpha_{\text{внутр}}} + \frac{\delta_{\text{дсп}}}{\lambda_{\text{дсп}}} + \frac{\delta_{\text{утепл.}}}{\lambda_{\text{утепл.}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{зовн}}}, \quad (2.6)$$

у виразі $\alpha_{\text{внутр}} = 8,7 \text{ Вт / (м}^2 \cdot \text{К)}$;

$$\alpha_{\text{зовн}} = 12 \text{ Вт / (м}^2 \cdot \text{К)} [4].$$

$$r_{\text{гор.}} = 0,28 + \frac{1}{8,7} + \frac{0,025}{0,21} + \frac{0,2}{0,043} + \frac{1}{12} = 5,25 \text{ (м}^2 \cdot \text{К) / Вт},$$

Коефіцієнт передачі теплоти перекриття, що межує з горищем:

$$K_{\text{гор.}} = \frac{1}{r_{\text{гор.}}} = \frac{1}{5,25} = 0,19 \text{ Вт / (м}^2 \cdot \text{К)}. \quad (2.7)$$

Площа вікон:

Вікно №1: 1,98 м ² ;	Вікно №6: 4,68 м ² ;	Вікно №11: 3,79 м ² ;
Вікно №2: 2,31 м ² ;	Вікно №7: 8,38 м ² ;	Вікно №12: 6,68 м ² ;
Вікно №3: 2,77 м ² ;	Вікно №8: 6,47 м ² ;	Вікно №13: 2,61 м ² ;
Вікно №4: 1,64 м ² ;	Вікно №9: 1,88 м ² ;	Вікно №14: 6,67 м ² ;
Вікно №5: 17,22 м ² ;	Вікно №10: 1,88 м ² ;	Вікно №15: 2,09 м ² .

Підсумкова площа вікон $F_{\text{вік}} = 71,05 \text{ м}^2$.

Проведемо визначення площі воріт гаража та зовнішніх дверей.

Зовнішні двері мають розмір: $1 \times 2,281 \text{ м}^2$.

Гаражні ворота мають розмір $2,82 \times 2,25 \text{ м}^2$.

Підсумкова площа дверей з воротами: $F_{\text{двер}} = 2,281 + 7,076 = 9,357 \text{ м}^2$.

Підсумкова площа зовнішніх стін визначається по виразу:

$$F_{\text{ст}} = P \cdot H - F_{\text{вік}} - F_{\text{дв,вор}}, \quad (2.8)$$

у виразі P –периметр будинку за зовнішнім обміром, м;

H – висота поверху, м.

Підсумкова площа стін:

$$F_{\text{ст}} = 105,3 - 71,05 - 9,355 = 234,595 \text{ м}^2$$

Втрати теплоти скрізь вікна:

$$Q_{\text{вік}} = K_{\text{вік}} \cdot F_{\text{вік}} \cdot \Delta t \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{вік}} = 2,08 \cdot 71,05 \cdot 42 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 6,20 \text{ кВт}$$

Втрати теплоти скрізь ворота гаража та зовнішні двері:

$$Q_{\text{дв,вор}} = (K_{\text{дв.зовн}} \cdot F_{\text{дв}} + K_{\text{вор}} \cdot F_{\text{вор}}) \cdot \Delta t \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (2.10)$$

$$Q_{\text{дв,вор}} = (1,9 \cdot 2,28 + 1 \cdot 7,075) \cdot 42 \cdot 1 \cdot 10^{-3} \text{ кВт}$$

Втрати теплоти скрізь підлогу:

$$Q_{\text{під}} = \sum \frac{F_i}{r_i} \cdot (t_{\text{лог}} - t_{\text{p.o}}) \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (2.11)$$

у виразі $t_{\text{лог}}$ – це логарифмічний температурний напір:

$$t_{\text{лог}} = \frac{t_{\text{под}} - t_{\text{пов}}}{\ln \frac{t_{\text{под}}}{t_{\text{пов}}}} = \frac{40 - 35}{\ln \frac{40}{35}} = 37,44 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Тоді втрати теплоти скрізь підлогу:

$$Q_{\text{під}} = 27,09 \cdot (37,44 - (-22)) \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 1,31 \text{ кВт}$$

Втрати теплоти скрізь зовнішні стіни об'єкту:

$$Q_{\text{ст}} = K_{\text{ст}} \cdot F_{\text{ст}} \cdot \Delta t \cdot (1 + \Sigma \beta) \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{ст}} = 0,23 \cdot 234,59 \cdot 42 \cdot (1 + 0,05) \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 3,3 \text{ кВт}$$

Втрати теплоти скрізь перекриття, яке межує з дахом:

$$Q_{\text{гор}} = K_{\text{гор}} \cdot F_{\text{гор}} \cdot \Delta t \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (2.13)$$

$$Q_{\text{гор}} = 0,19 \cdot 163,15 \cdot 8 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,24 \text{ кВт}$$

Втрати теплоти скрізь гаражні стіни:

$$Q_{\text{ст.гар}} = K_{\text{ст.гар}} \cdot F_{\text{ст.гар}} \cdot \Delta t \cdot (1 + \Sigma\beta) \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (2.14)$$

$$Q_{\text{ст.гар}} = 0,23 \cdot 32,88 \cdot (20 + 22) \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,88 \text{ кВт}$$

Втрати теплоти скрізь ворота гаража:

$$Q_{\text{вор}} = K_{\text{вор}} \cdot F_{\text{вор}} \cdot \Delta t \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (2.15)$$

$$Q_{\text{вор}} = 1 \cdot 7,075 \cdot (20 + 22) \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,29 \text{ кВт}$$

Втрати теплоти скрізь підлогу в приміщенні гаража:

$$Q_{\text{під.гар}} = \sum \frac{F_i}{r_i} (t_{\text{внутр}} - t_{\text{по}}) \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (2.16)$$

$$Q_{\text{під.гар}} = 3,72 \cdot (20 - (-22)) \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,16 \text{ кВт}$$

Втрати теплоти скрізь вікно гаража:

$$Q_{\text{вік.гар}} = K_{\text{вік.гар}} \cdot F_{\text{вік.гар}} \cdot \Delta t \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{вік.гар}} = 2,08 \cdot 2,3 \cdot 42 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,2 \text{ кВт}$$

Підсумкові втрати теплоти скрізь гараж:

$$Q_{\text{гар}} = Q_{\text{вор}} + Q_{\text{ст.гар}} + Q_{\text{під.гар}} + Q_{\text{вік.гар}}, \quad (2.18)$$

$$Q_{\text{гар}} = 0,88 + 0,29 + 0,16 + 0,20 = 1,52 \text{ кВт}$$

Визначимо втрати теплоти скрізь веранду, яка отоплюється повітродувкою.

Втрати теплоти скрізь стіни веранди:

$$Q_{\text{ст.вер}} = K_{\text{ст.вер}} \cdot F_{\text{ст.вер}} \cdot \Delta t \cdot (1 + \Sigma \beta) \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (2.19)$$

$$Q_{\text{ст.вер}} = 0,23 \cdot 11,95 \cdot (10 + 22) \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,88 \text{ кВт}$$

Втрати теплоти скрізь підлогу на веранді:

$$Q_{\text{під.вер}} = \sum \frac{F_i}{r_i} (t_{\text{внутр}} - t_{\text{р.о}}) \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (2.20)$$

$$Q_{\text{під.вер}} = 6,9 \cdot (10 - (-22)) \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,22 \text{ кВт}$$

Втрати теплоти скрізь вікна, які розміщені на веранді:

$$Q_{\text{вік}} = K_{\text{вік}} \cdot F_{\text{вік}} \cdot \Delta t \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (2.21)$$

$$Q_{\text{вік}} = 2,08 \cdot 54,15 \cdot 32 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 3,20 \text{ кВт}$$

Втрати теплоти скрізь веранду:

$$Q_{\text{вер}} = Q_{\text{ст.вер}} + Q_{\text{під.вер}} + Q_{\text{віквер}}, \quad (2.22)$$

$$Q_{\text{вер}} = 0,08 + 0,22 + 3,20 = 3,5 \text{ кВт}$$

Підсумкові втрати теплоти будинку скрізь конструкції огороження:

$$Q_{\text{огор}} = Q_{\text{вік}} + Q_{\text{дв.вор}} + Q_{\text{під}} + Q_{\text{ст}} + Q_{\text{гор}} + Q_{\text{вер}}, \quad (2.23)$$

$$Q_{\text{огор}} = 6,20 + 0,50 + 1,31 + 3,3 + 0,24 + 3,5 = 14,05 \text{ кВт}$$

Визначимо витрати тепла на підігрів інфільтрованого повітря $Q_{\text{інф}}$. Розрахунок виконується для всіх опалюваних кімнат з одним або більше вікном чи дверима з виходом на балкон в припущенні, що слід передбачити підігрів зовнішнього повітря в об'ємі, що рівний годинному однократному повітрообміну:

$$Q_{\text{інф}} = \frac{1}{3600} \cdot c_{\text{пов}} \cdot \rho_{\text{пов}} \cdot F_{\text{підл}} \cdot h \cdot (t_{\text{внутр}} - t_{\text{ро}}) \cdot k, \quad (2.24)$$

у виразі $c_{\text{пов}}$ – теплоємність повітря, Дж/(кг·К);

$\rho_{\text{пов}}$ – густина повітря, кг/м³;

F_n – площа підлоги, м²;

h – відстань між підлогою та стелею, м;

k – кратність обміну повітря, приймається 0,3 (кімната), 0,8 (приміщення де є комин), 1 (санвузол, кухня, ванна).

Значення висоти поверху рівне $h = 3$ м.

З плану об'єкту енергозабезпечення можна визначити площі, підсумкова площа кімнат складає $F_{\text{п.кім}} = 134,36$ м², підсумкова площа кухні разом із санвузлами складає $F_{\text{п.кух}} = 34,41$ м².

По виразу (2.28) витрати тепла на нагрів інфільтрованого повітря:

для кімнат

$$Q_{\text{інф.кім}} = \frac{1}{3600} \cdot 1005 \cdot 1,2 \cdot 228,17 \cdot 3 \cdot (20 - (-22)) \cdot 0,3 = 2389 \text{ Вт};$$

для кухні та санвузлів:

$$Q_{\text{інф.кух}} = \frac{1}{3600} \cdot 1005 \cdot 1,2 \cdot 34,41 \cdot 3 \cdot (20 - (-22)) \cdot 1 = 992 \text{ Вт}.$$

Підсумкові втрати тепла на нагрів інфільтрованого повітря:

$$Q_{\text{інф}} = Q_{\text{інф.кім}} + Q_{\text{інф.кух}}, \quad (2.25)$$

$$Q_{\text{інф}} = 2889 + 1452 = 3,34 \text{ кВт}$$

Слід зауважити, що в сучасних будівлях при застосуванні металопластикових вікон та дверей з чудовими ущільнюючими елементами реальні значення притоків інфільтрованого повітря можуть виявитися дуже малими. За цих обставин відбудеться порушення санітарні норми відносно повітрообміну. Доводиться переводити вікна в режим провітрювання, збільшуючи тим самим інфільтрацію до комфортних умов. Тому доцільно використовувати формулу, що враховує в залежності від числа мешканців та умов їх знаходження в приміщенні, комфортність умов перебування:

$$Q_{\text{втр}} = Q_{\text{ог}} + Q_{\text{інф}}, \quad (2.26)$$

$$Q_{\text{втр}} = 14,05 + 3,34 = 17,39 \text{ кВт}$$

Середнє значення витрати тепла на опалення визначається по виразу:

$$Q_o^{\text{ср}} = Q \cdot \frac{t_{\text{внутр}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{внутр}} - t_{\text{р.о}}}, \quad (2.27)$$

у виразі $t_{\text{ср.о}}$ – середнє за період опалення значення температури зовнішнього повітря.

Для місця розташування об'єкту $t_{\text{ср.о}} = -1,1 \text{ } ^\circ\text{C}$, тоді:

$$Q_o^{\text{ср}} = 17,39 \cdot \frac{19 - (-1,1)}{19 - (-21)} = 8,71 \text{ кВт}$$

Цілорічна витрата тепла для опалення, кВт·год/рік:

$$Q_o^{\text{річ}} = Q_o^{\text{ср}} \cdot n_{\text{опал}} \cdot 24, \quad (2.28)$$

у виразі $n_{\text{опал}}$ – тривалість періоду опалення, діб;

$Q_o^{\text{ср}}$ – середнє значення витрати тепла на опалення, кВт.

$$Q_o^{\text{річ}} = 8,71 \cdot 187 \cdot 24 = 43\,718 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$$

Середнє значення витрат тепла на забезпечення гарячою водою за період опалення визначається:

$$Q_{\text{гвп}}^{\text{ср}} = K_{\text{т.п}} \cdot M_{\text{гв}} \cdot c_{\text{в}} \cdot (t_{\text{гв}} - t_{\text{х.з}}), \quad (2.29)$$

у виразі $K_{\text{т.п}}$ – коефіцієнт врахування втрати тепла від труб системи забезпечення гарячою водою і опалення ванних;

$c_{\text{в}}$ – теплоємність води;

$t_{\text{гв}}$ – величина температури гарячої води, яка подається споживачу;

$t_{\text{х.з}}$ – величина температури холодної із водогону взимку.

Рівень масової витрати гарячої води розраховується:

$$M_{\text{гв}} = \frac{m \cdot a}{24}, \quad (2.30)$$

у виразі m – число людей, що користуються гарячою водою;

a – добова витрата гарячої води на людину згідно норм.

$$M_{\text{гв}} = \frac{5 \cdot 90}{24} = 18,75 \frac{\text{кг}}{\text{год}} = 5,2 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

По виразу (2.33) визначаємо середнє значення витрат тепла на забезпечення гарячою водою за період опалення:

$$Q_{\text{гвп}}^{\text{ср}} = 1,2 \cdot 5,2 \cdot 10^{-3} \cdot 4,187 \cdot (55 - 5) = 1,31 \text{ кВт}$$

Екстремальне значення витрати тепла на забезпечення гарячою водою житлових та громадських будівель за період опалення:

$$Q_{\text{гвп}}^{\text{макс}} = (2 \dots 2,4) \cdot Q_{\text{гвп}}^{\text{ср}} = 2 \cdot 1,31 = 2,62 \text{ кВт} \quad (2.31)$$

В табл. 2.4 приведено наслідки обчислення теплового навантаження на обладнання опалення та витрат тепла на забезпечення гарячою водою.

Таблиця 2.4. Витрати тепла на опалення та забезпечення гарячою водою

Навантаження	Позначення	Значення, кВт
Опалення	Q_0	17,39
Забезпечення гарячою водою	$Q_{\text{гвп}}^{\text{макс}}$	2,62

2.2 Розрахунок параметрів елементів системи автономного енергозабезпечення на основі теплового насосу

Ізоляція по периметру потрібна для компенсування термального розширення маси бетону та для скорочення витрат теплоти скрізь бічні поверхні. Товщина ізолювального шару по периметру має бути рівна товщині заливки бетону, але не менш як 5 мм. Ізолювальний шар виконується спіненим поліуретаном, який на поглинає воду. Також виконується ізолювання швів компенсування. Її відмінність в тому, що тут відсутня приварена поліетиленова плівка в ролі захисту від вологи. Укладка ізолювання по периметру має виконуватися завжди. Шов компенсування використовується за площі приміщення понад 40 м². В такому разі слід виконати розбиття кімнати на ділянки з виконанням додаткових компенсувальних швів. Прокладання контуру нагріву слід виконати так, щоб кількість труб проходячих крізь компенсувальний шов була мінімальна. В ідеальному випадку скрізь компенсувальний шов мають проходити лише труба подачі та зворотна. Проходження труби має бути виконано з великим радіусом згину всередині гофрованої трубки довжиною понад 60 см для можливості її руху [7].

Віддавання теплоти в системі «тепла підлога» здійснюється за рахунок гарячої рідини (вода), що протікає по нагрівальному контуру у вигляді замкнутого змійовика. Потік теплоти направляється в напрямку від носія теплоти скрізь стінку труби, потім скрізь шар бетону, що разом з підлоговим декоративним покриттям утворює плиту нагрівання та передає теплоту в приміщення. Після виконання робіт з укладки бетону виконання будь-яких робіт ускладнене, тому важливо правильно підібрати трубу.

В даній роботі обрана комбінована металопластична труба «Aqua - Rex» [7]. Дані труби володіють повною стійкістю до корозійних, хімічних та електрохімічних впливів з середини та зовні. Гідравлічні втрати тиску знижені внаслідок гладкої внутрішньої поверхні. З часом гідравлічний опір

не буде збільшуватися так як не відкладатимуться солі на поверхні труби. Додаткової міцності та зниженню коефіцієнта лінійного розширення сприяє шар армування з алюмінію.

Контур нагрівання заповнюється бетоном. Останній виконує вирівнювання величини температури, сприймає механічне навантаження та рівномірно розподіляє навантаження по менш міцному шару теплоізоляційного матеріалу. У сфері будівництва житла використовується цементна суміш з розрахунковим навантаженням до 2 кН/м^2 . Результиуюча товщина бетону від ізолювального шару має складати понад 5,5–6,5 см, причому товщина над верхньою точкою труби складає 3,5 – 4,5 см з метою рівномірного розподілення теплоти по підлоговій поверхні та забезпечення потрібної міцності. Бажано виконувати додавання в заливковий бетон пластифікатора для систем «тепла підлога».

Підлогове покриття вкладається безпосередньо по бетону. Для декорування зовнішнього шару можуть бути використані:

- розчин на основі цементу;
- лінолеуму;
- підлогова плитка із кераміки;
- підлогова плитка із поліхлорвінілу;
- спеціальна паркетна дошка для системи «тепла підлога»;
- покриття із килимового матеріалу;
- підлогова плитка із мармуру.

Усі використані для покриття матеріали включно з клеєм мають бути стійкими до тривалого температурного впливу 50°C , мають бути сертифіковані для застосування у системах «Тепла підлога». В процесі розробки проекту системи «тепла підлога» слід завчасно врахувати, який матеріал буде виступати декоративним покриттям, зважаючи на корисну тепловіддачу.

В даному проєкті передбачено використання підлогової керамічної плитки, тепловий опір якої складає $r_{\text{к.п}} = 0,020 \text{ (м}^2 \cdot \text{К) / Вт}$ [6].

На рис. 2.4 запропоновані варіанти компоновки труб.

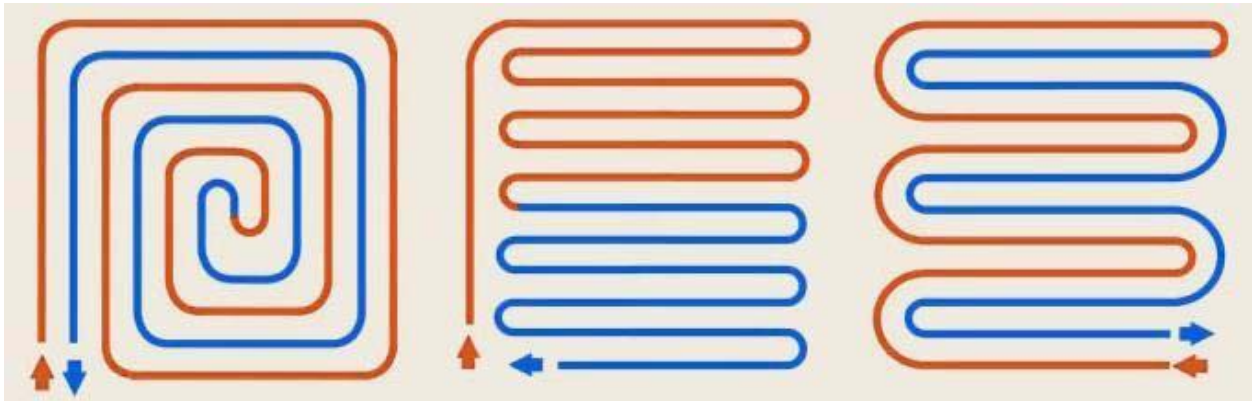


Рис. 2.4. Укладка труб системи «тепла підлога»

Перелік за поверхами приміщень де встановлено систему «тепла підлога» із зазначенням їх площі наведено нижче.

<u>Поверх №1:</u>	<u>Поверх №2:</u>
передня 4,86 м ²	спальня 28,37 м ²
коридор 16,78 м ²	гардероб 6,15 м ²
кухонне приміщення 14,65 м ²	туалет 8,91 м ²
столова 35,12 м ²	ванна 6,28 м ²
ванна 4,61 м ²	кімната 16,85 м ²
гардероб 3,41 м ²	гардероб 6,31 м ²
пральне приміщення 3,21 м ²	робоче приміщення 18,32 м ²

Підсумкова площа приміщень складає 222,92 м².

Розрахуємо підсумкові тепловтрати для покрити опалювальної системи:

$$Q_{\text{т.п}} = Q_{\text{втр}} - Q_{\text{г}} - Q_{\text{г}} \quad (2.32)$$

у виразі $Q_{\text{втр}}$ – підсумкові тепловтрати будинку;

Q_m – тепловтрати на веранді;

Q_z – тепловтрати в приміщенні гаража.

Втрати теплоти в кімнатах де є «тепла підлога»:

$$Q_{т.п} = 17,39 - 1,52 - 3,5 = 12,36 \text{ кВт}$$

За величиною площі $F_{т.п}$ та втратами теплоти $Q_{т.п}$ (Вт) окремих приміщень розрахуємо питомий потік тепла q :

$$q = \frac{Q_{т.п}}{F_{т.п}} \quad (2.33)$$

$$q = \frac{12360}{222,91} = 55,44 \text{ Вт/м}^2$$

Для обраного типу підлогового покриття [8], задавшись величиною температури повітря всередині будівлі підбирається крок прокладання труб:

підлогова плитка із кераміки:

$q_{к.п.} = 68 \text{ Вт/м}^2$, $b_{к.п.} = 0,3 \text{ м}$, температура теплоносія $t_{ср} = 37,5^\circ\text{C}$:

$$t_{під} = \frac{q}{11,2} + t_{прим}, \quad (2.34)$$

$$t_{під} = \frac{68}{11,2} + 20 = 26,1^\circ\text{C}$$

Розраховані значення температури менші допустимого рівня, що становить $t_{під,макс} = 29^\circ\text{C}$.

За довжину контура приймають всю трубу від колекторного вузла. Відповідно до рекомендацій [9] максимальна протяжність труби в петлі має складати 100...120 м. Контур нагрівання слід виконувати із суцільного фрагменту труби. Не допускається заливати в бетон з'єднувальні фітинги.

Протяжність труб окремо для кожного контуру визначається по виразу:

$$L = \frac{F_{\text{прим}}}{b} \quad (2.35)$$

Відповідні величини для колекторів приведені в табл. 2.5...2.6.

На 1-му гідравлічному колекторі є 9 контурів, а на 2-му – 11 контурів. На рис. 2.5 та 2.6 показана схема розміщення контурів першого і другого гідравлічного колекторів.

У випадку паралельного з'єднання кількох кілець з паралельною подачею потрібно проводити вирівнювання гідравлічного опору кілець. Вирівнювання гідравлічного опору здійснюється до величини втрат в найбільш несприятливому контурі. Різниця відрегульованого опору паралельно з'єднаних кілець повинна не перевищувати 20... 30%. При визначенні максимальної довжини кільця нагрівального контуру також враховують той факт, що опір потоку не повинен бути більшим за значення 20...25 кПа. Мінімальна швидкість потоку теплоносія повинна бути не менше, ніж 0,15...0,2 м/с.. Враховуючи наведені рекомендації було проведено розбиття контури на частини (рис. 2.5...2.6).

Проведемо розрахунок теплової потужності контурів необхідної витрати теплоносія для кожного контуру окремо.

Вираз для розрахунку масової витрати теплоносія має вигляд:

$$m = \frac{1,1 \cdot Q_w}{4190 \cdot (t_{\text{под}} - t_{\text{зв}})}, \quad (2.36)$$

у виразі $t_{\text{под}} = 40^\circ\text{C}$ – значення температура гарячої води на вході контуру;

$t_{\text{зв}} = 35^\circ\text{C}$ – температура охолодженої води на виході контуру.

В табл. 2.5 та 2.6 наведено розраховані значення цих величин.

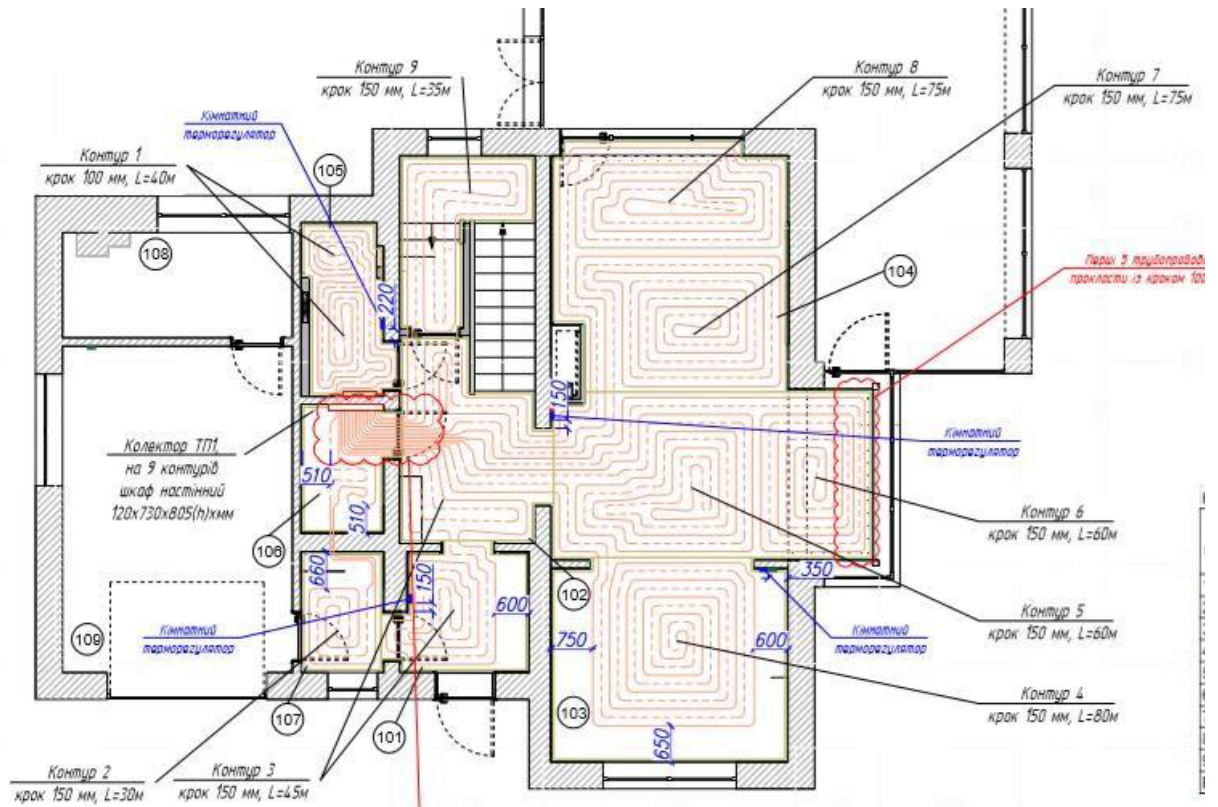


Рис. 2.5. Схема розташування контурів 1-го гідралічного колектора

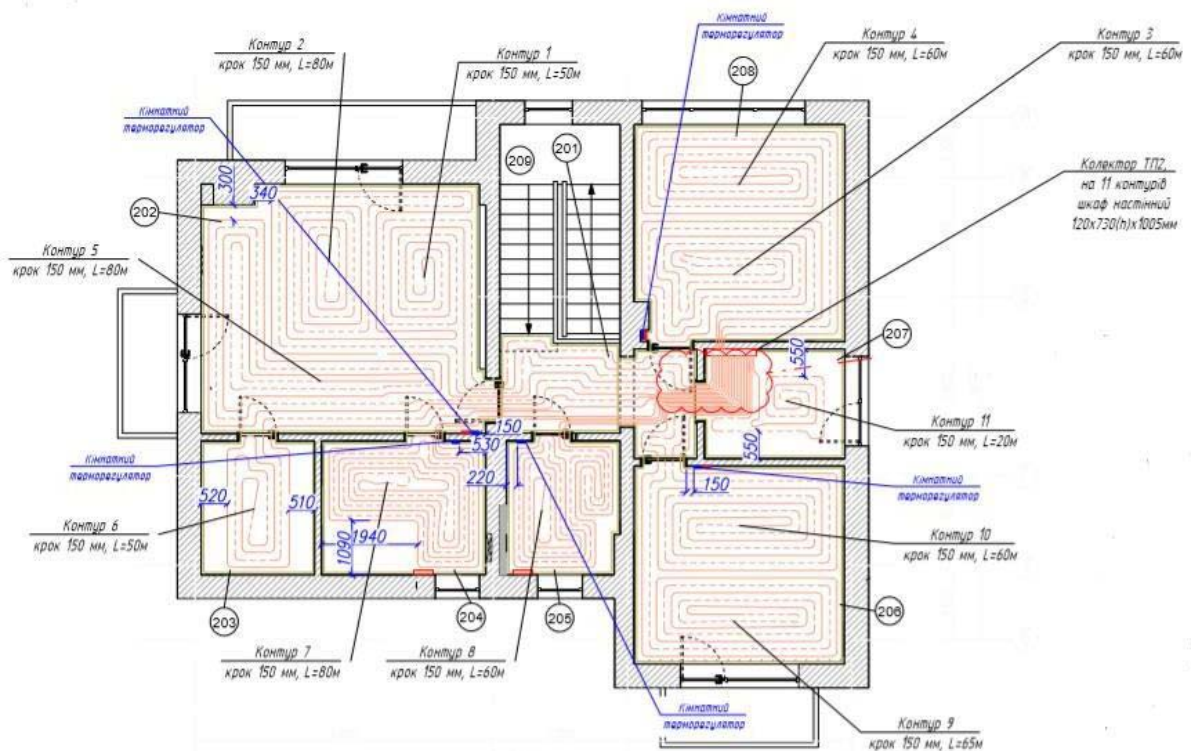


Рис. 2.6. Схема розташування контурів 2-го гідралічного колектора

Таблиця 2.5. Значення теплових потужностей і масових витрат гарячої води
для 1-го колектора

№	Довжина, м	Площа, м ²	Тепловий потік, Вт	Витрата кг/хв
1	40,0	6,0	460,0	1,3
2	30,0	4,0	345,0	1,0
3	45,0	6,0	518,0	1,5
4	80,0	11,0	921,0	2,6
5	60,0	8,0	691,0	2,0
6	60,0	8,0	691,0	2,0
7	75,0	10,0	863,0	2,5
8	75,0	10,0	863,0	2,5
9	35,0	5,0	403,0	1,2
Сума контурів	500,0	69,0	5755,0	16,5

Таблиця 2.6. Значення теплових потужностей і масових витрат гарячої води
для 2-го колектора

№	Довжина, м	Площа, м ²	Тепловий потік, Вт	Витрата кг/хв
1	50,0	6,0	218,0	0,6
2	80,0	10,0	349,0	1,0
3	60,0	7,0	262,0	0,8
4	60,0	7,0	262,0	0,8
5	80,0	10,0	349,0	1,0
6	50,0	6,0	218,0	0,6
7	80,0	10,0	829,0	2,4
8	60,0	7,0	622,0	1,8
9	65,0	8,0	284,0	0,8
10	60,0	7,0	262,0	0,8
11	20,0	2,0	87,0	0,3
Сума контурів	665,0	83,0	3744,0	10,7

Загальна сума: $Q_w = 9499 \text{ Вт}$, $m_w = 27,4 \text{ кг / хв}$; $m_w = 1644 \text{ кг / год}$.

За результатами розрахунків обираємо для 1-го та 2-го контурів теплої підлоги трубу $16 \times 2 \text{ мм}$.

Проведемо уточнення значень швидкостей гарячої води для кожного з контурів по виразу:

$$\omega = \frac{m}{\rho \cdot f}, \quad (2.37)$$

у виразі ρ , кг/м^3 – густина теплоносія;

f , м^2 – площа перерізу трубопроводу.

Для труби $16 \times 2 \text{ мм}$ площа поперечного перерізу складає:

$$f = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,012^2}{4} = 1,13 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2. \quad (2.38)$$

Значення швидкостей 1-го колектора:

$$\omega_1 = \frac{0,021}{992,2 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4}} = 0,187 \text{ м/с},$$

$$\omega_2 = \frac{0,016}{992,2 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4}} = 0,14 \text{ м/с},$$

$$\omega_3 = \frac{0,025}{992,2 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4}} = 0,223 \text{ м/с},$$

$$\omega_4 = \frac{0,043}{992,2 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4}} = 0,383 \text{ м/с},$$

$$\omega_5 = \omega_6 = \frac{0,033}{992,2 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4}} = 0,294 \text{ м/с},$$

$$\omega_7 = \omega_8 = \frac{0,041}{992,2 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4}} = 0,366 \text{ м/с}$$

$$\omega_9 = \frac{0,02}{992,2 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4}} = 0,178 \text{ м/с}$$

Значення швидкостей 2-го колектора:

$$\omega_1 = \omega_6 = \frac{0,01}{992,2 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4}} = 0,089 \text{ м/с}$$

$$\omega_2 = \omega_5 = \frac{0,016}{992,2 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4}} = 0,142 \text{ м/с}$$

$$\omega_3 = \omega_4 = \omega_9 = \omega_{10} = \frac{0,013}{992,2 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4}} = 0,116 \text{ м/с}$$

$$\omega_7 = \frac{0,04}{992,2 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4}} = 0,357 \text{ м/с}$$

$$\omega_8 = \frac{0,03}{992,2 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4}} = 0,268 \text{ м/с}$$

$$\omega_{11} = \frac{0,005}{992,2 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4}} = 0,044 \text{ м/с}$$

Отримані значення швидкостей потоку теплоносія в 1-му та 2-му контурах виявились більшими за 0,15 м/с.

Величина гідравлічних втрат тиску системи опалення визначаються за виразом:

$$\Delta p = L_w \cdot R, \quad (2.39)$$

у виразі R – значення одиничного гідравлічного опору потоку;

L_w – значення довжина труби нагрівального контуру.

Для 1-го колектора гідравлічні втрати тиску складають:

$$\Delta p_1 = 500 \cdot 648 = 32400 \text{ Па}$$

Для 1-го колектора гідравлічні втрати тиску складають:

$$\Delta p_2 = 665 \cdot 648 = 430920 \text{ Па}$$

На рис. 2.7. зображено зовнішній вигляд гідравлічних колекторів «теплої підлоги».

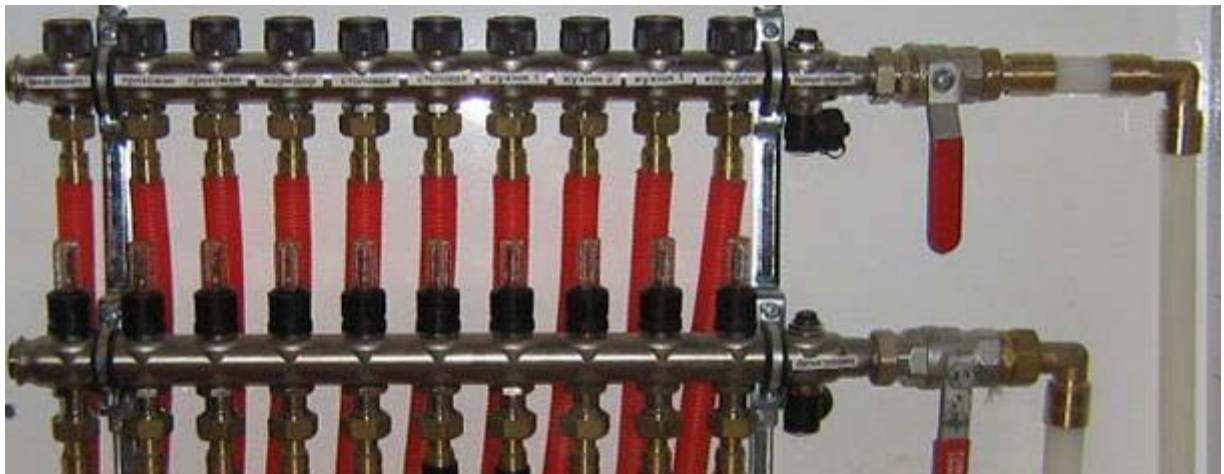


Рис. 2.7. Зовнішній вигляд гідравлічних колекторів «теплої підлоги»

Сталеві панельні радіатори опалення, зовнішній вигляд яких приведено на рис. 2.8, є альтернативою чавунним батареям та є найбільш розповсюдженими в сучасних приватних домогосподарствах.

Панельні радіатори складаються з кількох панелей, які являють собою два листа сталі, що зварені між собою.

Конструкції деяких типів панельних радіаторів зображено на рис. 2.9

Панельні радіатори володіють рядом переваг, таких як простота конструкції, цілісність, висока тепловіддача та економічність.



Рис. 2.8. Зовнішній вигляд сталевго панельного радіатора

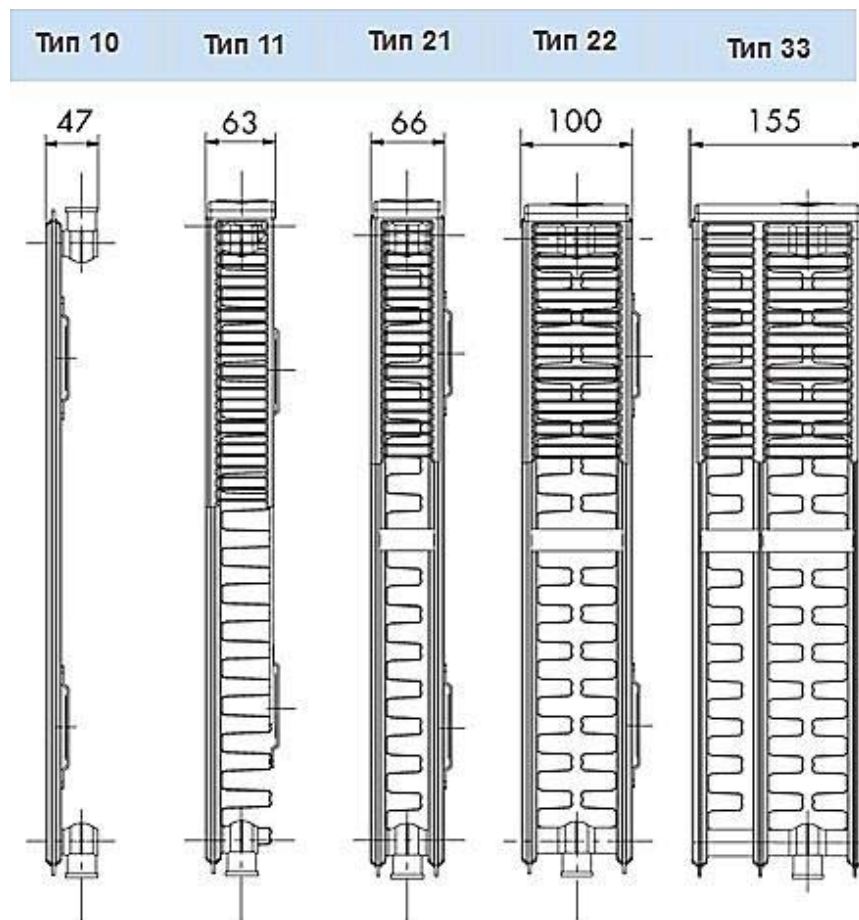


Рис. 2.9. Конструкції панельних радіаторів

Головними недоліками панельних радіаторів є:

- слабкість проти гідроударів;
- низька механічна міцність.

Панельні радіатори в приміщенні будинку розміщуються в гаражному приміщенні площею $23,9 \text{ м}^2$.

Підсумкові теплові втрати в гаражному приміщенні, що опалюються панельними радіаторами, складають:

$$Q_{п.р} = Q_r = 1,53 \text{ кВт}$$

По виразу (2.33) розрахуємо необхідний питомий потік теплоти:

$$q = \frac{Q_{т.п}}{F_{т.п}} = \frac{1530}{23,94} = 63 \text{ Вт/м}^2$$

Втрати теплоти в кожному приміщенні будинку, що опалюються панельними радіаторами, розраховуються по (2.34). Витрата теплоти в гаражі складає. $Q_{гар} = 1530 \text{ Вт}$

Система опалення прийнята двохтрубна тупикова з прокладанням труб в підлозі, товщина теплоізоляції становить 6 мм. Трубопроводи виконані з труб типу ППР PN20 і PN25..

Обираємо радіатори KERMI V22 500 800 [11]. Це виконання дає змогу зробити ліве або праве бічне приєднання до системи опалення.

Можливо 2-х або 4-х трубне виконання фанкойлів. На рис. 2.9 показаний зовнішній вигляд фанкойлів

Канальний фанкойл влаштовується на терасі площею $48,6 \text{ м}^2$.

Загальні теплові втрати на веранді:

$$Q_{п.р} = Q_r = 3,5 \text{ кВт}$$



Рис. 2.9. Зовнішній вигляд фанкойлів

По виразу (2.33) проведемо розрахунок значення необхідного питомого теплового потоку:

$$q = \frac{Q_{т.п}}{F_{т.п}} = \frac{3500}{48,61} = 72 \text{ Вт/м}^2$$

За результатами розрахунків обираємо каналний фанкойл виробництва фірми Wolf.

2.3 Конструктивний розрахунок теплового насоса автономної системи енергозабезпечення

Сумарне значення опалювальних навантажень для опалення і приготування гарячої витратної води становить . $\Sigma Q = 20 \text{ кВт}$

Сумарна потужність ТН складає:

$$Q_{ТН} = 1,1 \cdot \Sigma Q = 1,1 \cdot 20 = 22 \text{ кВт} , \quad (2.40)$$

Для забезпечення максимального рівня теплопостачання від відновлюваних джерел енергії прийнято до встановлення 2-х комплектів обладнання: «Viessmann Vitocal 300» В табл. 2.7 наведено технічні характеристики зазначеного теплового насосу.

Таблиця 2.7. Технічні характеристики ТН Viessmann Vitocal 300

Параметр	Од.	Числове значення параметра
Продуктивність	кВт	11,0
Кількість холодоагенту	Кг	2,4
Компресор		Scroll
Пусковий струм	А	18
Об'єм розсолу	л	4
Допустиме падіння тиску первинного контура	кПа	81,0
Холодоагент		R410A
Перевірочний тиск	МПа	2,9
Електрична потужність	кВт	1,5
COP	5,01	5,01
Мінімальне значення потік розсолу	л/с	0,3
max./min. Температура 2-го контура	°C	65 / 25
max./min. Температура 1-го контура	°C	+ 25 / – 10

Загальна довжина колектора визначається по виразу:

$$L_c = \frac{10^3 \cdot Q_{TH}}{q_c} \cdot \left(\frac{\varphi - 1}{\varphi} \right), \quad (2.41)$$

у виразі q_c – питомий тепловий потік;

Q_{TH} – теплова потужність ТН;

φ – коефіцієнт перетворення ТН.

Довжина труб колектора:

$$L_c = \frac{10^3 \cdot 20,8}{50} \cdot \left(\frac{5,01-1}{5,01} \right) = 332,8 \text{ м}$$

Кількість зондів $n = 5$. Довжина 1-го зонду $L = 70$ м, гідравлічні втрати тиску $\Delta p_{\text{вто}} = 50 \text{ кПа}$

На рис. рис. 2.10. зображено зовнішній вигляд буферної ємності.



Рис. 2.10. Зовнішній вигляд буферної ємності

Об'єм буферної ємності розраховується по виразу:

$$V_{TA} = Q_{TH} \cdot (20 \dots 25 \text{ л}) , \quad (2.42)$$

у виразі Q_{TH} – номінальна потужність ТН, Вт;

V_{TA} – об'єм теплоаккумулятора.

Мінімально необхідний об'єм буферної ємності складає:

$$V_{TA} = 20,8 \cdot 20 = 416 \text{ л}$$

Обираємо до встановлення буферну ємність Vitocell 100-E.

Схема комбінованої системи геліосистема – ТН зображена на рис. 2.11

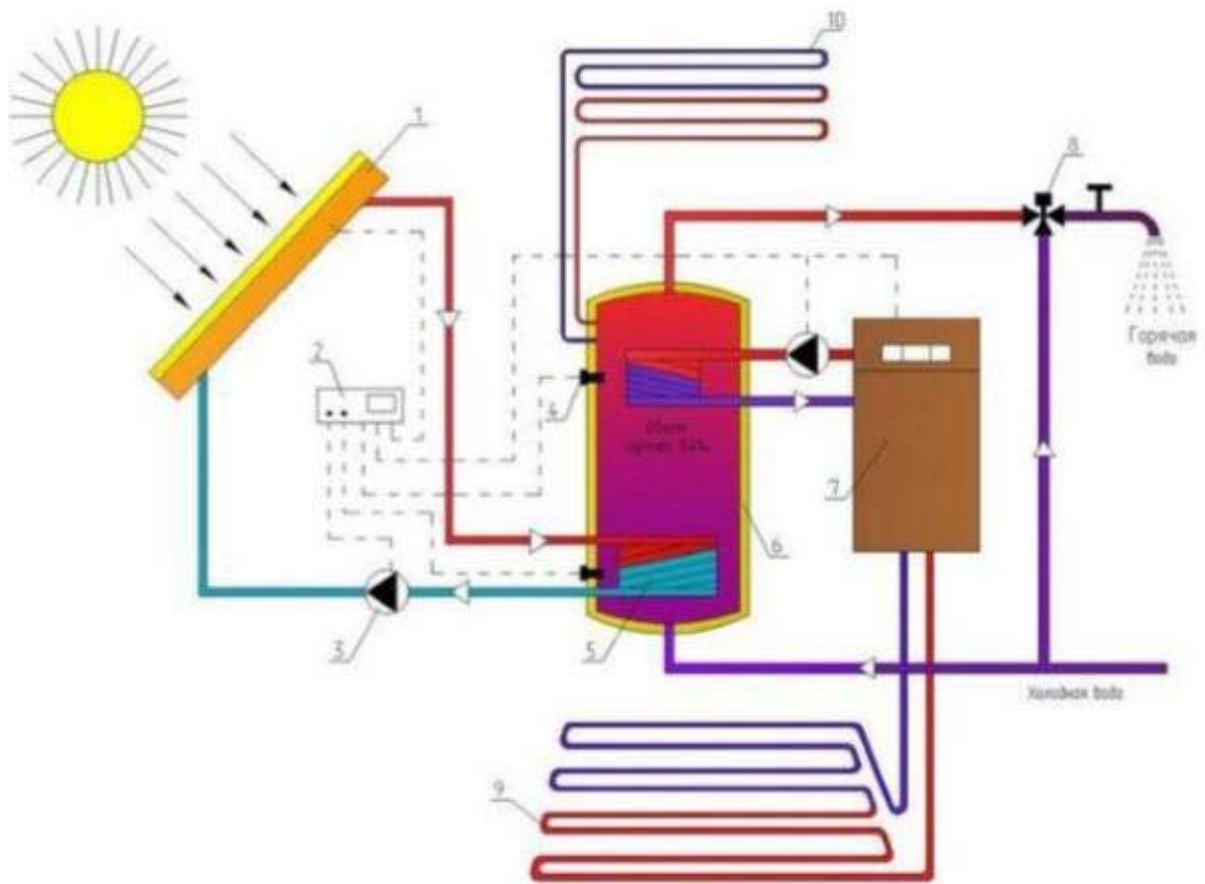


Рис. 2.11. Схема комбінованої системи геліосистема – ТН

2.4 Висновки до розділу

1. Отримані в результаті розрахунку теплових навантажень об'єкту автономного енергозабезпечення результати показали можливість застосування в якості джерела теплової енергії теплового насосу з живленням від фотоелектростанції.

2. Поведений конструктивний розрахунок системи автономного енергозабезпечення дав змогу визначити її склад. Так в якості джерела теплової енергії для задоволення опалення та гарячого водопостачання було обрано до встановлення два теплових насоси типу «розсіл-вода» загальною потужністю 22 кВт

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ПАРАМЕТРІВ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ СИСТЕМИ АВТОНОМНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

3.1 Методи розрахунку параметрів ФЕС

Існує декілька методів розрахунку ФЕС. В основу цих розрахунків покладено критерій надійної роботи ФЕС та рівняння балансу електроенергії. Робота ФЕС повинна відповідати критерію надійності електропостачання, а саме індексу надійності R :

$$R = \frac{N_R}{N}, \quad (3.1)$$

N_R кількість днів робочого періоду часу N , протягом яких необхідна енергія електричного навантаження покривається за рахунок роботи ФЕС; допускається відключення електричного навантаження на $(1 - R)N$ кількість днів.

Далі розраховується сумарна потужність фотоелектричних модулів, (ФЕМ), які необхідно встановити на ФЕС та ємність акумуляторних батарей.

Для розрахунку значення генерації $E_{PV}(n)$ визначається величина повної енергії сонячної інсоляції $W_{tot}(n)$:

$$E_{PV}(n) = \eta_{PV} W_{tot}(n) S, \quad (3.2)$$

у виразі S – загальна площа ФЕМ, що мають кут нахилу β ;

η_{PV} – коефіцієнт корисної дії ФЕМ.

Величина добової інсоляції отримується через значення числа годин пікового сонця $PSH(n)$ з рівним радіації $> 1 \text{ кВт/м}^2$, протягом яких набирається добова норма енергії сонячного випромінювання:

$$PSH(n) = \frac{W_{tot}(n)}{1000}, \quad (3.3)$$

Значення енергії фото генерації $E_{PV}(n)$:

$$E_{PV}(n) = 1000 \eta_{PV} PSH(n) S = PSH(n) P_{inst}, \quad (3.4)$$

$$P_{inst} = P_{mPV} N_{PV}, \quad (3.5)$$

у виразі P_{inst} – значення встановленої потужності ФЕС;

P_{mPV} – величина пікової потужності 1-го ФЕМ:

$$P_{mPV} = 100 \eta_{PV} S_0, \quad (3.6)$$

у виразі S_0 – величина площі поверхні 1-го ФЕМ.

Значення P_{inst} розраховується з балансу заряду акумуляторної батареї та значення критерію надійності.

Кількість ФЕМ визначається встановленою потужністю ФЕС P_{inst} і значенням номінальної потужності 1-го ФЕМ P_{0PV} , яка являє собою потужність, яка генерується в стандартних умовах, за яких температура модулів $T_{STG} = 25^\circ \text{C}$, інтенсивність сонячної інсоляції $G_{STG} = 1 \text{ кВт Вт/м}^2$.

Питома потужність ФЕМ визначається за виразом:

$$P_0 = \frac{P_{0PV}}{S_0}, \quad (3.7)$$

Величина коефіцієнту корисної дії фотоелектричного модуля:

$$\eta_{PV} = \frac{P_0}{1000}, \text{ Вт} \quad (3.8)$$

Слід зазначити, що значення номінальної потужності ФЕМ P_{0PV} дорівнює значенню його пікової потужності P_{mPV} на постійному струмі. ФЕМ працюють при більш низьких значеннях інтенсивності випромінювання сонячної радіації та при більш високих значеннях середніх температур. Оскільки потужність фотоелектричного модуля пропорційна значенню інтенсивності сонячної радіації (при цьому падіння потужності ФЕМ на кожні $+10^\circ\text{C}$ становлять $+5\%$), реальні значення генерованої потужності виявляться набагато меншими за пікову потужність при стандартних умовах. Більшість виробників фотоелектричних модулів гарантують значення цього відхилення потужності на рівні -5% :

$$P_{m,init} = 0,95 P_{mPV}, \quad (3.9)$$

у виразі $P_{m,init}$ – величина гарантованої пікової потужності.

При експлуатації фотоелектричних модулів їх потужність буде поступово зменшуватись. В зв'язку з цим, усі виробники ФЕМ гарантують, що номінальна їх потужність буде:

$$P_{0PV} = 0,9 P_{m,init} \text{ – через 25 р.}, \quad (3.10)$$

$$P_{0PV} = 0,8 P_{m,init} \text{ – через 25 р.}, \quad (3.11)$$

До інших найбільш поширених критеріїв вибору кількості ФЕМ належить кількість обвідних діодів, або мінімальна вартість 1 Вт пікової активної потужності:

$$N_{PV} = \frac{P_{bst,PV}}{P_{m,init}}, \quad (3.12)$$

Отриманий результат округлюється до найближчого цілого числа. Для того, щоб визначити кількість ФЕМ N_{PV} необхідно врахувати можливе відхилення значення генерованої потужності від пікової на -5%. (необхідно використовувати значення гарантованої пікової потужності $P_{m,init}$, а не значення $P_{m,PV}$). В розрахунках також необхідно враховувати відхилення нормалі до поверхні фотоелектричного модуля відносно орієнтації на сонце.

3.2 Методика вибору кута нахилу ФЕМ відносно лінії горизонту

В процесі проектування ФЕС одним із етапів є розрахунок величини сонячної інсоляції. Цей розрахунок починається з визначення сонячних кутів на точку поверхні, що призначена для встановлення ФЕС. Після цього необхідно провести розрахунок кутів нахилу ФЕМ відносно горизонту.

Справжній сонячний час TST визначається за рухом сонця по небу (рис. 3.1). Вираз для розрахунку TST має такий вигляд:

$$TST = LST + \frac{(LL - SL)}{15} + \frac{ET}{60} - DS, \quad (3.13)$$

у виразі ET – це корекція часу, що обумовлена нерівномірним обертанням Землі навколо осі. За модулем складає не більше 0,25 години;

DS – значення поправки на літній час.



Рис. 3.1. Траєкторія Сонця від сходу до заходу

Ефективність перетворення сонячної радіації також залежить від кута падіння променів сонця на поверхню (рис. 3.2).



Рис. 3.2. Орієнтація приймальної поверхні

Ефективність фотоелектричних модулів досягає максимального значення, коли кут між променями сонця та поглинаючою поверхню складає $\pi/2$.

На рис. 3.3 показана залежність оптимального кута нахилу фотоелектричного модуля для м. Кропивницького від пори року.

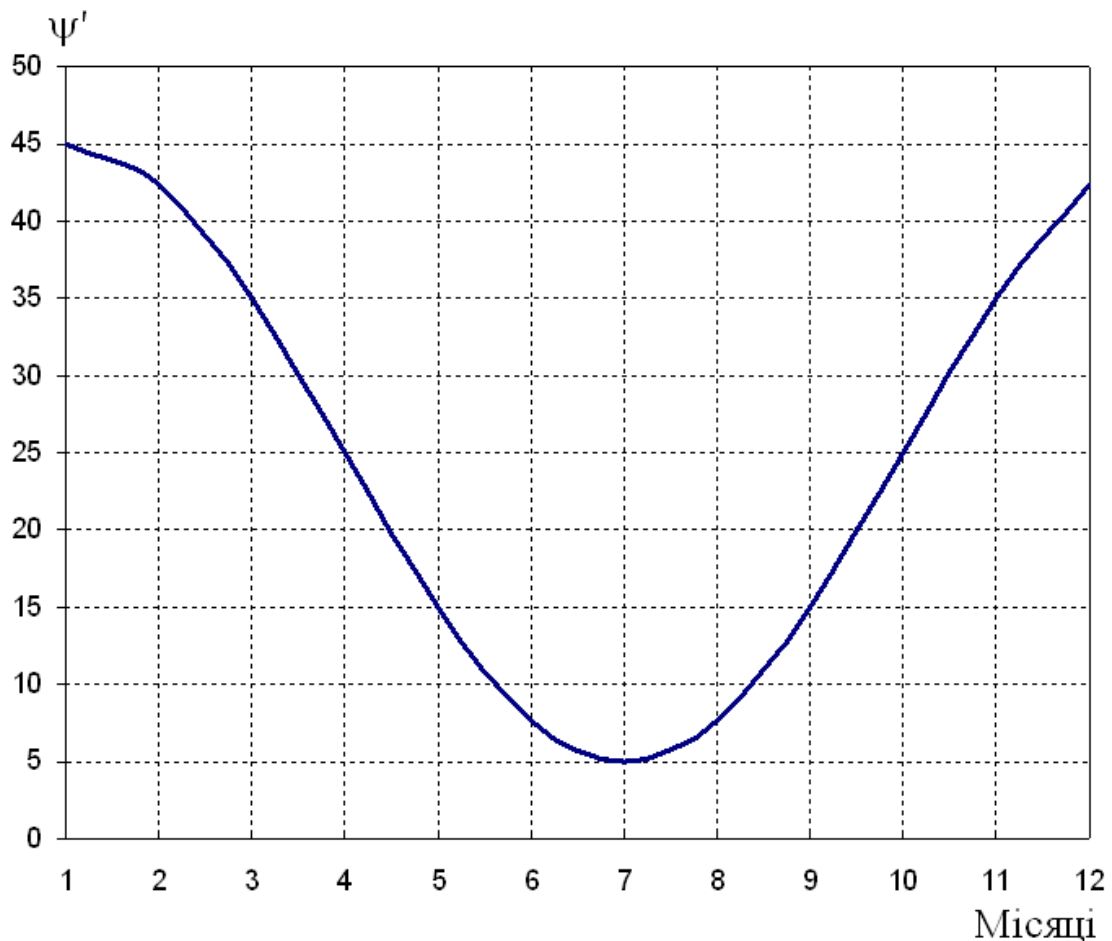


Рис. 3.3. Залежність кута нахилу ψ ФЕМ від пори року

З рис. 3.3 можна побачити, що в зимню пору року кут нахилу ψ збільшується та прямує до значення 90° , а в літню пору року значення кута нахилу зменшується та прямує до нуля. При цьому значення кута $\psi_{\text{опт}}^c$ також збільшується зі збільшенням широти. Таким чином, значення кута нахилу ФЕМ необхідно визначати беручи до уваги місце розташування і конструкцію ФЕС.

Кут нахилу сонячних панелей обирається згідно значення широти місцевості, в якій планується розмістити ФЕС. Для умов м. Кропивницького з широтою $48^{\circ}30'36''$ значення кута нахилу ФЕМ відносно горизонту оптимальний кут нахилу ФЕМ становить 35° .

3.3 Розрахунок знаходження сонячної енергії на похилу поверхню ФЕМ

Середньодобове питоме значення сонячної радіації визначається за виразом:

$$I_c^{mn} = P_c I_c^{pn}, \quad (3.14)$$

у виразі P_c – величина, яка показує відношення середньомісячних добових надходжень сонячної радіації на горизонтальну площину;

I_c^{mn} – значення середньомісячного денного надходження сонячного випромінювання на 1 м^2 на нахилу поверхню ФЕМ.

Середньомісячне значення P_c розраховується наступним чином:

$$P_c = \left(1 - \frac{I_p}{I_c^{mn}} \right) P_n + \frac{I_p}{I_c^{mn}} P_p + \nu P_{\text{відб}}, \quad (3.15)$$

у виразі I_p – значення щоденної середньодобової кількості розсіяної сонячної радіації, яка потрапляє на 1 м^2 горизонтальної площини ФЕМ;

P_n – значення середньомісячного коефіцієнту прямої сонячної радіації з нахилу поверхню ФЕМ;

P_p – коефіцієнт, який визначає частку надходження розсіяного випромінювання на поверхню;

$P_{\text{відб}}$ – коефіцієнт, який визначає частку надходження відбитої радіації від предметів;

Всі ці коефіцієнти розраховуються згідно наступних формул:

$$P_n = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega' + \frac{\pi}{180} \cdot \omega' \cdot \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin \delta}{\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega + \frac{\pi}{180} \cdot \omega \cdot \sin \varphi \cdot \sin \delta} \quad (3.16)$$

$$P_p = \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (3.17)$$

$$P_{\text{сидб}} = \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (3.18)$$

годинний кут заходу Сонця ω визначається за виразом:

$$\omega = \arccos(-\operatorname{tg} \varphi \cdot \operatorname{tg} \delta) \quad (3.19)$$

ω' – годинний кут заходу Сонця для випадку нахиленої площини з орієнтацією на Пд:

$$\omega' = \min \{ \omega; \arccos(-\operatorname{tg}(\varphi - \beta) \cdot \operatorname{tg} \delta) \} \quad (3.20)$$

δ – Сонячний нахил:

$$\delta = 23,45 \sin \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (3.21)$$

n – поточна дата виражена в кількості днів від початку року:

$$I = 1000 \frac{H}{M}, \quad (3.22)$$

I – величина середньомісячного щоденного випромінювання;

H – величина середньомісячної суми надходжень випромінювання;

M – значення кількості днів у місяці.

Після проведення відповідних розрахунків була одержана діаграма інтенсивності сонячного випромінювання для м. Кропивницького, що наведена на рис. 3.4.

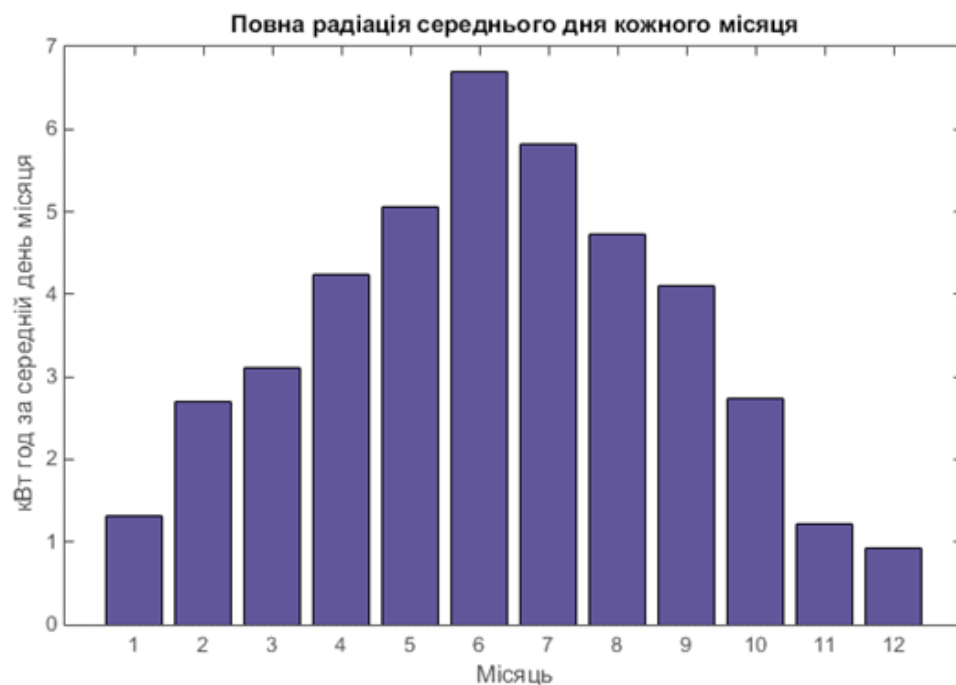


Рис. 3.4. Діаграма інтенсивності сонячного випромінювання для м. Кропивницького

3.4 Вибір обладнання ФЕС. Задача вибору обладнання ФЕС автономної системи енергозабезпечення полягає у виборі окремих елементів станції, а саме:

- кількості та потужності ФЕМ;
- типу та потужності сонячного інвертора;
- типу та ємності акумуляторної батареї

– з'єднувальних дротів та кабелів зі сторони змінного та постійного струму.

3.4.1 Вихідні данні до розрахунку. Об'єкт має плоский дах, сумарна площа якого складає 125,50 м², що орієнтований на Пд. План цього даху показано на рис. 3.5.

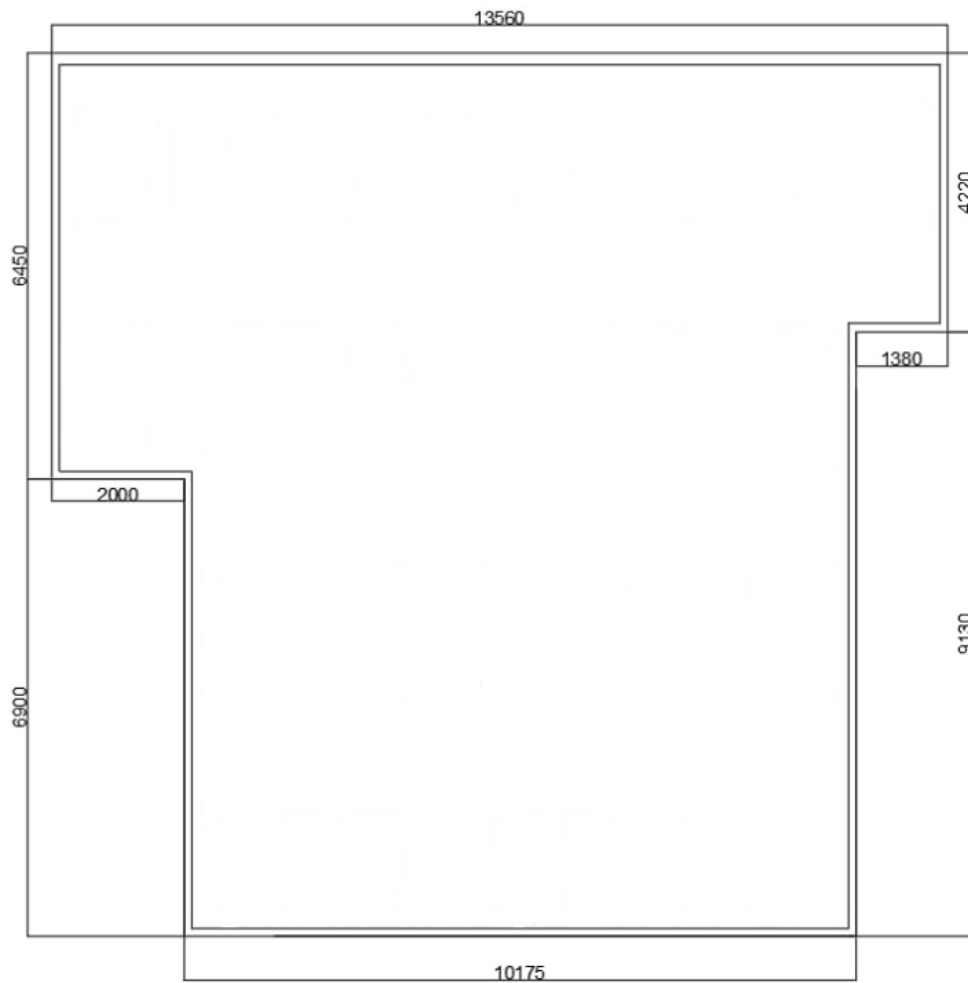


Рис. 3.5. План даху, на якому планується встановити ФЕС

Місто Кропивницький розташоване в центрі України. Географічні координати міста: 50 градусів 35 хвилин північної широти та 30 градусів 30 хвилин східної довготи. Клімат – помірно-континентальний, має тепле літо і м'яку зиму. Зведений графік опадів і температури. приведено на рис. 3.6

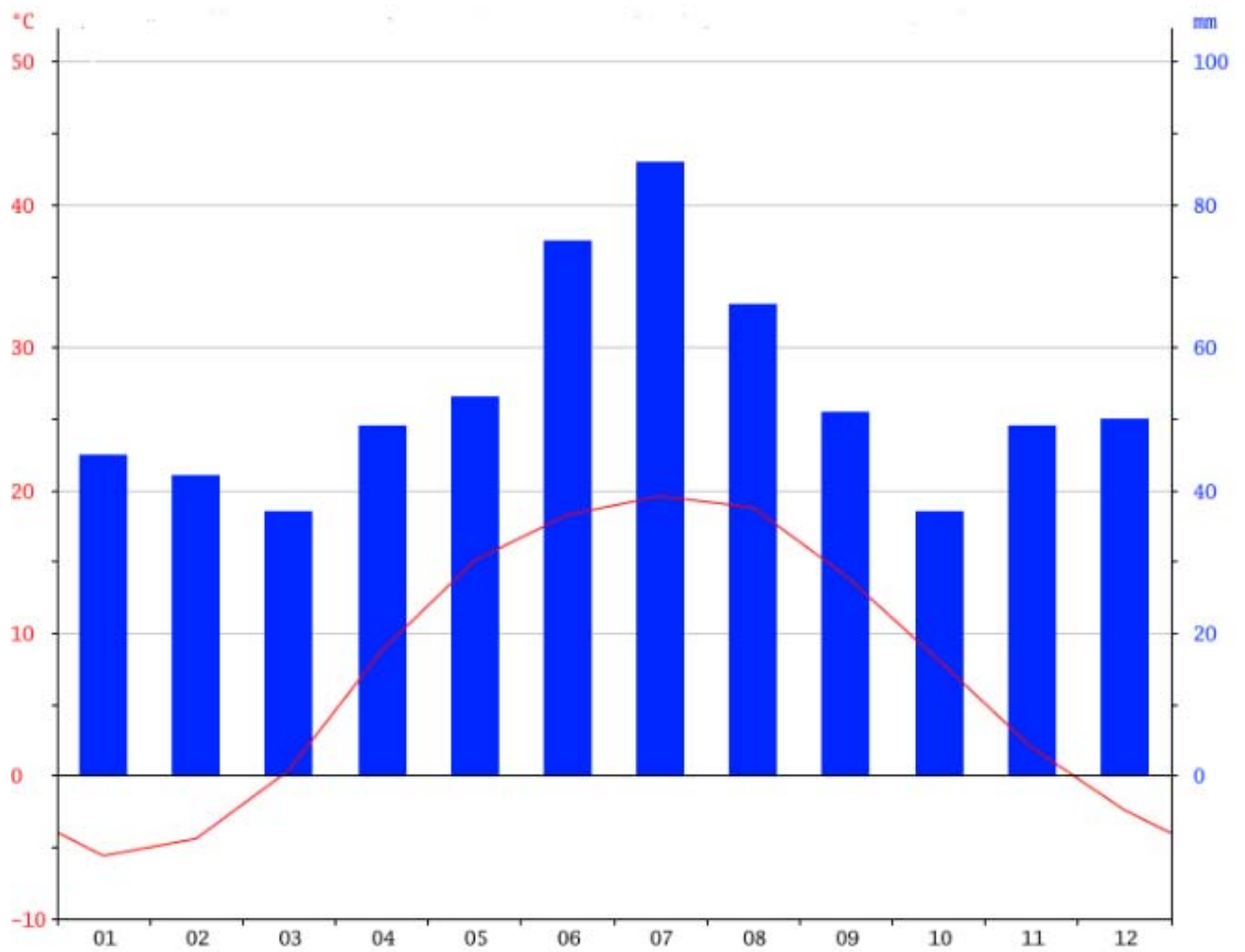


Рис. 3.6. Зведений графік опадів і температури

3.4.2. Вибір кількості та потужності ФЕМ та сонячного інвертора.

Провівши аналіз ринку обладнання для ФЕС, було обрано для порівняння кілька варіантів ефективних ФЕМ. Порівняльна характеристика ФЕМ приведена в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 Характеристики ФЕМ

Параметр	Risen RSM156	Jinko JKM445M	Longi LR4
Номінальна потужність, Вт	445,0	445,0	455,0
Струм короткого замикання, А	10,8	10,2	11,7
Максимальний струм живлення, А	10,2	10,8	10,9
Напруга в розімкнутому контурі, В	52,7	43.72	49,5
Максимальна напруга живлення, В	43,9	52,0	41,7
ККД модуля, %	20,1	19,9	20,9

Розглянувши ці варіанти ФЕМ, для встановлення було обрано фотоелектричний модуль Longi LR4. (рис.3.7).

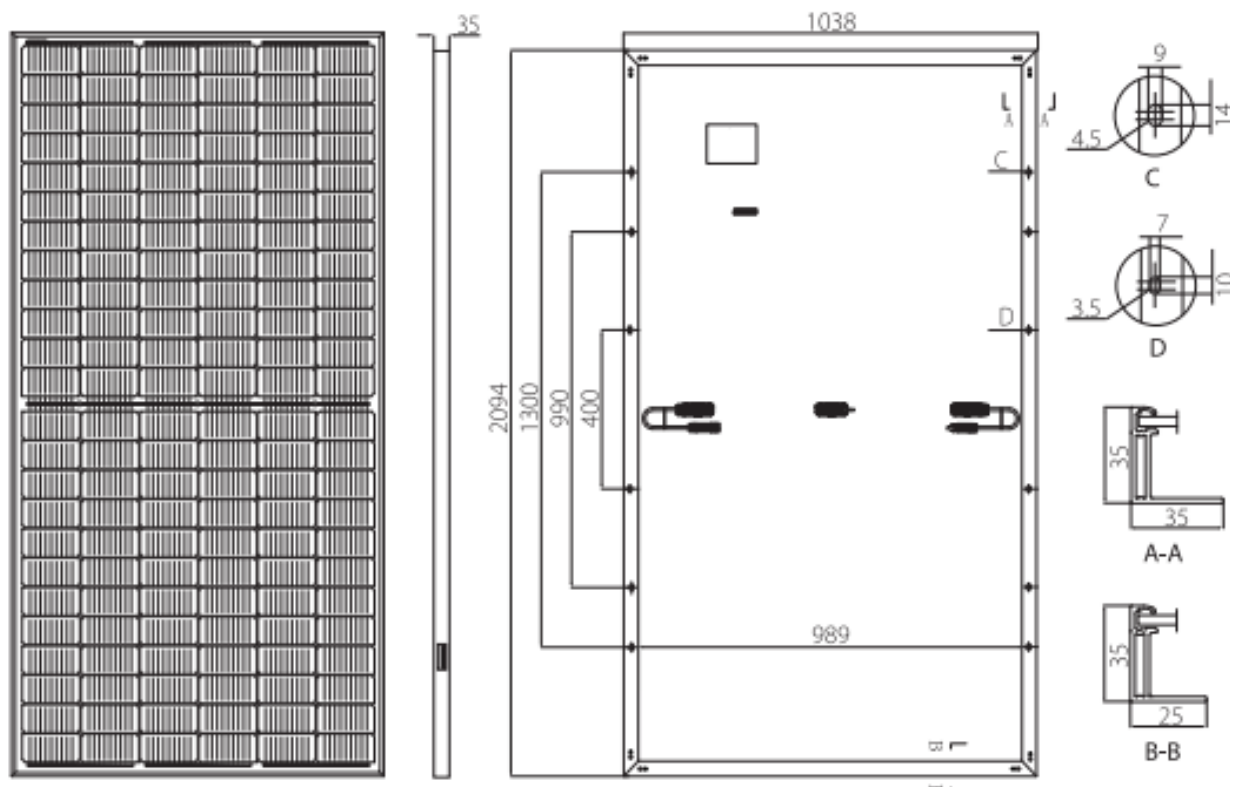


Рис. 3.7. ФЕМ Longi LR4

Проведемо розрахунок величини проміжків між рядами ФЕМ. На рис. 3.8 схематично зображене розміщення ФЕМ.

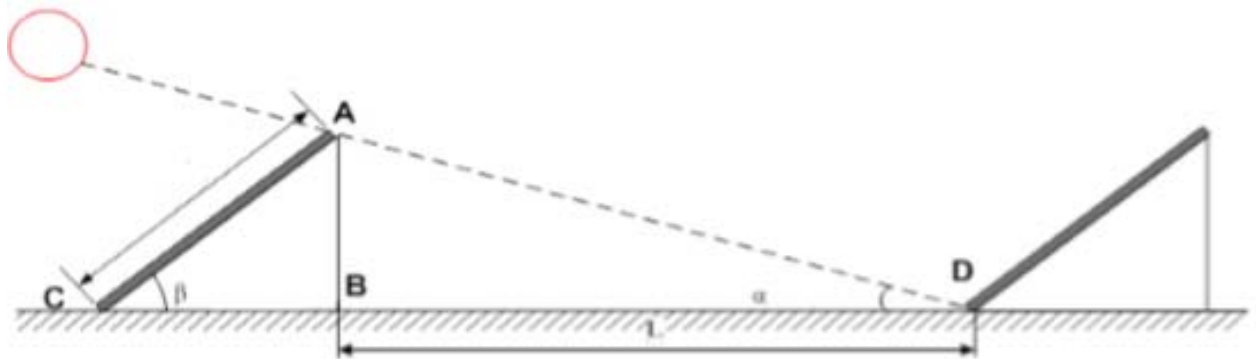


Рис. 3.8. Схема розміщення рядів ФЕМ

$\alpha = 16,4^\circ$ – середнє значення висоти Сонця над горизонтом (грудень);

$AC = 2,094$ м – довжина фотоелектричного модуля;

$\beta = 35^\circ$ – кут встановлення фотоелектричного модуля;

Розглянувши $\triangle ABC (\angle B = 90^\circ)$ і $\triangle ABD (\angle B = 90^\circ)$ маємо:

$$\frac{AB}{AC} = \sin 35^\circ \rightarrow AB = AC \cdot \sin 35^\circ$$

$$\frac{BC}{AC} = \cos 35^\circ \rightarrow BC = AC \cdot \cos 35^\circ$$

$$\frac{BD}{AB} = \operatorname{ctg} 16,4^\circ \rightarrow BD = AB \cdot \operatorname{ctg} 16,4^\circ = AC \cdot \cos 35^\circ \cdot \operatorname{ctg} 16,4^\circ$$

$$BC = 2,094 \cdot \cos 35^\circ = 1,72 \text{ м}$$

$$L = BD = 2,094 \cdot \sin 35^\circ \cdot \operatorname{ctg} 16,4^\circ = 1,80 \text{ м}$$

Величина проміжку між рядами ФЕМ складає 1,8 м. Сумарна площа даху становить 125,50 м², а корисна площа становить $S_1 = 88,0$ м². Звідки сумарна кількість ФЕМ становить:

$$N = \frac{S_1}{S_{\text{ФЕМ}}} = \frac{88}{1,038 \cdot 2,094} = 40 \text{ шт} \quad (3.23)$$

Схема розміщення ФЕМ на даху приміщення наведена на рис. 3.9.

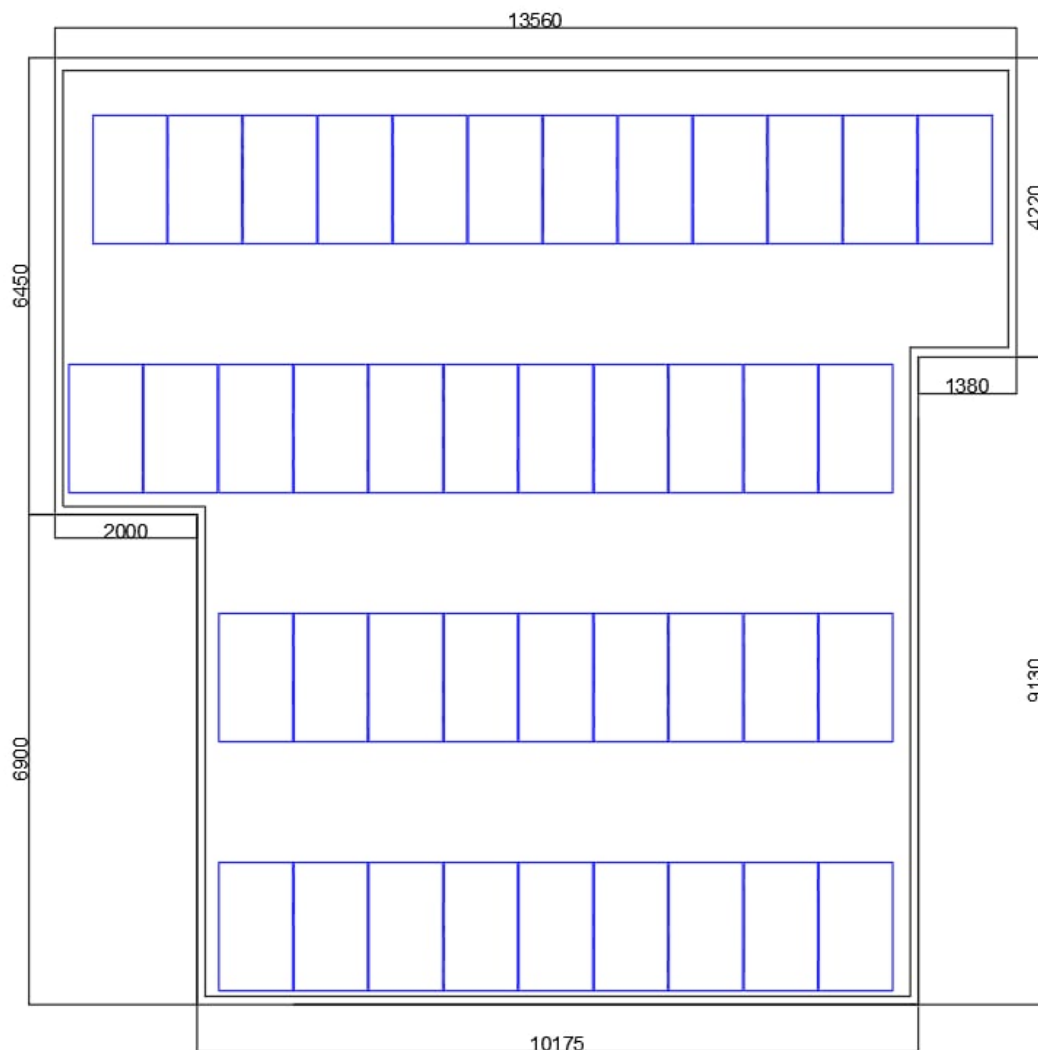


Рис. 3.9. Схема розміщення ФЕМ на даху приміщення

Номінальна потужність ФЕС:

$$P_{cm} = \frac{S_1}{S_{\Phi EM}} \cdot P_{\Phi EM} = \frac{88}{1,038 \cdot 2,094} \cdot 0,455 = 18,20 \text{ кВт} \quad (3.24)$$

Провівши аналіз наявних на ринку України гібридних інверторів було обрано інвертор типу Ахіома ISGRID 15000. Зовнішній вигляд цього інвертора показано на рис. 3.10



Рис. 3.10. Ахіома ISGRID 15000

Технічні характеристики інвертора Ахіома ISGRID 15000 приведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2. Основні технічні характеристики Ахіота ISGRID 15000

№ з/п	Назва параметру	Значення
1	Тип інвертора	Гібридний інвертор
2	Номінальна потужність навантаження	15000 Вт
3	Кількість МРРТ-трекерів	2
4	Форма вихідної напруги	Чиста синусоїда
5	Максимальний струм заряду	200 А
6	Максимальна напруга х. х.	900 В
7	Оптимальна напруга на МРРТ	320 – 900 В
8	Розміри	650/224/820
9	Кількість фаз	3
10	Максимальна вхідна потужність	22500 Вт
11	Кількість входів на МРРТ	2
12	Вихідна напруга на АКБ	48 В
13	Максимальний струм на 1 вхід	22 А
14	Діапазон вхідної напруги змінного струму	184 – 265 В
15	ККД	91 %

Кількість послідовно з'єднаних фотоелектричних модулів в один стрінг визначається за виразом:

$$N_{\text{фем}} = \frac{U_{\text{мррт}}}{U_{\text{фем}}} \cdot \frac{1}{N_{\text{вх}}} = \frac{900}{41,7} \cdot \frac{1}{2} \approx 10 \text{ шт} \quad (4.25)$$

у виразі $U_{\text{фем}}$ – значення вихідної напруги ФЕМ;

$N_{\text{вх}}$ – кількість входів на МРРТ-трекері.

$U_{\text{мррт}}$ – оптимальна напруга на МРРТ-трекері;

Величини генерації електроенергії ФЕС та споживання об'єкта показані на рис. 3.11 у вигляді діаграми

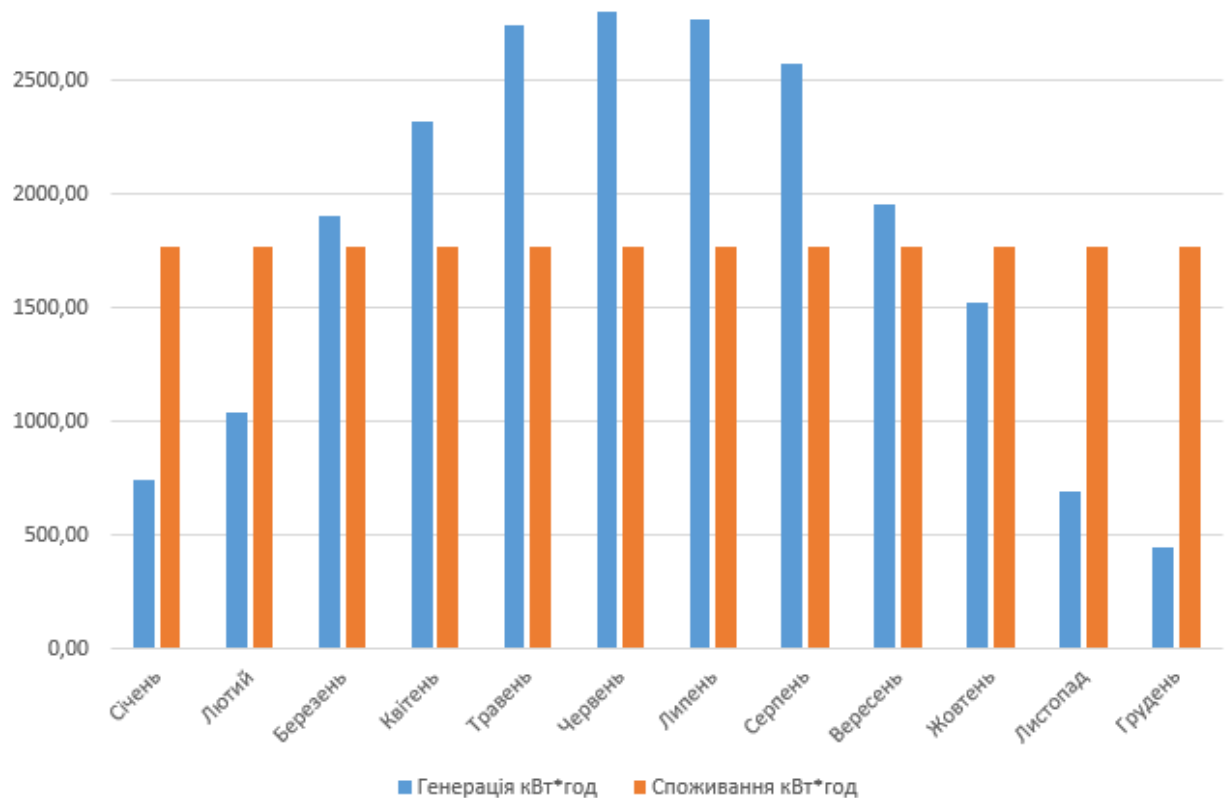


Рис. 3.11. Діаграма генерація ФЕС і споживання об'єкта

3.4.3. Вибір типу та ємності АКБ. Головною метою системи електропостачання автономної системи енергозабезпечення є живлення ТН вночі протягом восьми годин. Загальна встановлена потужність 2-х ТН складає 3 кВт,

Гібридний інвертор розрахований на напругу 48 В. Звідки напруга АКБ теж повинна дорівнювати 48 В. Значення мінімальної ємності АКБ становить. $30 \cdot 10^3 / 48 = 625 \text{ А} \cdot \text{год}$

Обираємо до встановлення літій-залізо-фосфатний АКБ POWERBRICK + 12V 250AH, зовнішній вигляд якого зображено на рис. 3.12



Рис. 4.12. Зовнішній вигляд АКБ POWERBRICK + 12V 250AH

Оскільки сонячний інвертор розрахований на напругу 48 В, то необхідно послідовно з’єднати чотири АКБ в одну гілку. Для того, щоб отримати необхідну ємність (625 А·год) необхідно 3 таких гілки. В результаті цього сумарна потужність АКБ складе $12 \cdot 12 \cdot 250 = 36000$ кВт·год.

3.4.4. Вибір з’єднувальних кабелів. Для під’єднання ФЕМ до гібридного інвертора було обрано кабель типу KBE SOLAR PV1 з перерізом жил 4 мм². В табл. 3.3 приведено технічні характеристики обраного кабеля.

Таблиця 3.3. технічні характеристики KBE SOLAR PV1

№ з/п	Назва параметру	Значення параметру
1	Максимальна напруга	600 / 1000 В
2	Опір провідника	3,39 мОм / м
3	Температурний режим	40...+90°C
4	Перетин жили	4 мм ²
5	Захист	Подвійна ізоляція Polyolefin

Для підключення інвертора до АКБ було обрано кабель типу АВБбШнгд 1х35-1. Технічні параметри цього кабелю наведені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4. Основні параметри АВБбШнгд 1х35-1

№з/п	Назва параметру	Значення параметру
1	Номінальна напруга	1000 В
2	Тривале струмове навантаження	192 А
3	Захист	Ізоляція ПВХ, броньований
4	Перетин жили	35 мм ²
5	Температурний діапазон роботи	-50...+50°C

3.5 Висновки до розділу

1. В результаті проведених розрахунків з вибору кута нахилу ФЕМ відносно лінії горизонту було встановлено, що для умов м. Кропивницького оптимальним є кут нахилу 35 градусів.

2. В результаті проведених розрахунків з вибору параметрів автономної системи енергозабезпечення було обрано тип та кількість ФЕМ ФЕС, тип гібридного інвертора, кількість та тип АКБ а також тип з'єднувальних кабелів.

РОЗДІЛ 4

РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ СИСТЕМИ АВТОНОМНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Виконаємо економічний аналіз проекту автономної системи енергопостачання з тепловим насосом та фотоелектричною станцією. Для цього визначимо рентабельність проекту як результат ділення середнього значення надходження електричної енергії за рік до розміру початкових грошових вкладень.

Капіталовкладення розраховуються одноразово при реалізації проекту. Окрім того слід врахувати фінансові витрати на підтримку працездатності проекту, а саме проведення капітального та поточного ремонтів і обслуговування.

Капіталовкладення визначаються за виразом:

$$K_1 = \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_i, \text{ грн} \quad (4.1)$$

у виразі C_i – коштовність складового елементу системи автономного енергозабезпечення:

N_i – число складових елементів системи автономного енергозабезпечення.

В табл. 4.1 зведено результати розрахунків для всіх елементів автономної системи енергопостачання з тепловим насосом та фотоелектричною станцією

Таблиця 4.1. Визначення основних переваг концепції

Складова частина	Одиниць	Ціна, тис. грн	Загальна ціна, тис. грн
ФЕМ Longi LR4-72HPH-455M	40	4,914	196,56
Інвертор Axioma ISGRID 15000	1	140,400	140,4
АКБ POWERBRICK + 12V 250AH	12	109,350	1312,2
Кабель KBE SOLAR PV-1	50	0,0338	1,85625
Кабель АББбШнгд 1х35-1	10	0,1256	1,88325
З'єднувач MC4	8	0,0405	0,405
Комплект кріплень	40	0,5670	23,814
Viessmann Vitocal 300 – G	2	8,9100	17,82
Зонд PE100 32*2мм 4-х	5	5,6700	28,35
Труба обсадна	350	0,1485	52,7175
Буферна ємність	1	44,5905	44,5905
Бак накопичення Viessmann 100– В CVB 300	1	71,550	71,55
Бак розширення Refix DD 12	1	41,850	41,85
Колектор Vitosol 200 – F 5DI	2	29,025	58,05
Комплект ГБП VAILLANT 204	1	12,555	12,555
Підсумкова ціна обладнання без вартості монтажу			2004,60
Ціна монтажу (10%)			200,46
Підсумкова ціна обладнання з урахуванням монтажу			2205,062

Капітальні вкладення для 1-го року складають:

$$K_1 = 2004,60 + 200,46 = 2205,062 \text{ тис. грн} \quad (4.1)$$

В наступні роки після здачі в експлуатацію об'єкту необхідно виконувати заходи із поточного ремонту, вартість яких визначається за виразом:

$$K_{\text{пот.рем}} = K_1 \cdot k_{\text{пот.рем}}, \quad (4.2)$$

у виразі $k_{\text{пот.рем}} = 0,01$ – значення коефіцієнта для поточного ремонту обладнання автономної енергосистеми.

$$K_{\text{пот.рем}} = 2205,062 \cdot 0,01 = 22,051 \text{ тис. грн}$$

Також в наступні роки після здачі в експлуатацію об'єкту необхідно виконувати заходи із капітального ремонту, вартість яких визначається за виразом:

$$K_{\text{кап.рем.}} = K_1 \cdot k_{\text{кап.рем.}}, \quad (4.3)$$

у виразі $k_{\text{кап.рем.}} = 0,5$ – значення коефіцієнта для капітального ремонту обладнання автономної енергосистеми.

$$K_{\text{кап.рем.}} = 2205,062 \cdot 0,5 = 1102,531 \text{ тис. грн}$$

Термін проведення капітальних ремонтних робіт залежить від передбаченого строку експлуатації обладнання, який вказується в його технічному паспорті. Капітальний ремонт передбачується проводити кожного 20-того року експлуатації автономної системи енергозабезпечення, а поточний ремонт – щороку.

Автономна станція буде використовуватись для часткового заміщення електричної енергії а також гарячого водопостачання, які будуть

споживатися у житловому будинку. Величину окупності можна визначити скориставшись в якості основної величини заміщення електроенергії та гарячого водопостачання з опаленням за допомогою станції. Розрахунок виконується за виразом:

$$I = C_e \cdot W_e, \quad (4.4)$$

у виразі C_e – тариф на електричну енергію;

W – обсяг заміщеної електричної енергії.

$$I = 0,00168 \cdot 18000 = 30,240 \text{ тис. грн}$$

Виконаємо розрахунок витрат на постачання гарячою водою:

$$W_{гв} = h_{гв} \cdot V_{гв}, \quad (4.5)$$

у виразі $h_{гв}$ – тариф на постачання гарячої води.;

$V_{гв}$ – річний обсяг споживання гарячої води:

$$W_{гв} = 0,098 \cdot 400 = 39,200 \text{ тис.грн}$$

Виконаємо розрахунок витрат Наступним кроком розрахуємо витрати на холодну воду в рік:

$$W_{хв} = h_{хв} \cdot V_{хв}, \text{ грн}, \quad (4.6)$$

у виразі $h_{хв}$ – тариф на постачання холодної води;

$V_{хв}$ – річний обсяг споживання гарячої води:

$$W_{\text{хв}} = 0,0386 \cdot 600 = 22,980 \text{ грн},$$

Опалювальний період $T_{\text{оп}}$ триває 5 місяців, опалювана площа 271 м².

Виконаємо розрахунок витрати на опалення:

$$W_{\text{оп}} = n_{\text{міс}} \cdot F_{\text{оп}} \cdot C_{\text{оп}}, \quad (4.7)$$

у виразі $n_{\text{міс}}$ – число місяців роботи опалювальної системи;

$F_{\text{оп}}$ – площа опалювальних приміщень;

$C_{\text{оп}}$ – тариф на опалення.

$$W_{\text{оп}} = 5 \cdot 271 \cdot 0,038 = 52,360 \text{ тис.грн}.$$

Період окупності проекту автономної енергосистеми визначається за виразом:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{I_{\text{е}} + W_{\text{гв}} + W_{\text{хв}} + W_{\text{оп}}}, \quad (4.8)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{2205,062}{30,240 + 39,200 + 22,980 + 52,360} = 15,23 \text{ років}.$$

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ

Рішення та заходи з організації безпечного використання приміщень та енергетичного обладнання.

Під час монтажних робіт з інсталяції елементів системи автономного енергозабезпечення необхідно дотримуватися наступних вимог нормативних документів ДБН В.2.5.-39:2008 «Теплові мережі»:

- прокладка усіх трубопроводів у теплоізоляційному виконанні;
- нанесення маркувальних позначок на елементи трубопроводів та запірної арматури з вказівником напрямку руху теплоносія;
- передбачення площадки для здійснення ремонту та обслуговування обладнання;
- водяні підігрівачі скомплектовані штуцерами із запиральною арматурою з метою випускання повітря і води відповідно до вимог;
- нахил підлоги 0,01% для можливості стікання води до приямка водо збирання (розміни 0,50·0,50 м, глибина 0,80 м.);
- укомплектування приямку знімною решіткою;
- прилади вимірювання та контролювання роботи розміщуються на спеціальному щитку розміщеному в кімнаті улаштування теплового пункту.

Рішення та заходи з організації із забезпечення електричної безпеки.

Електричне устаткування має експлуатуватися у повній відповідності із технічно-паспортними даними (номінальні значення напруги, частоти мережі, струму). Відповідно цього виконаний відбір номінальних параметрів силового електроустаткування та апаратів.

Інсталяційні роботи з електричного монтажу повинні бути здійснені у суворій відповідності с діючими нормами ПУТ, ПТЕ, ОПТБ.

Живлення електричних пристроїв відбувається із загальної комірки електроживлення та автоматичного управління. Комутацію даної комірки слід виконати орієнтуючись за місцем.

Насосний керувальний блок укомплектовується такими функціональними можливостями:

- у випадку спаду тиску теплоносія на вході циркуляційного насоса нижче встановленого рівня здійснюється його автоматичне відключення;
- передбачено двопозиційне керування насосом (включено/виключено);
- автоматична перевірка справності кіл насосу, що передує його вмиканню в роботу.

Обмін даними про параметри роботи електричного обладнання реалізується через інтерфейс RS-232, RS-485.

Головними споживачами електрики в пункті теплопостачання є електричні двигуни перекачувальних насосів та освітлювальні джерела.

Живлення електричного обладнання передбачено від зовнішньої мережі електроживлення частотою 50 Гц та глухозазамленою нейтраллю.

Рішення та заходи з організації уникнення електротравм.

З ціллю запобігання під час експлуатування електричного обладнання електричних травм передбачено:

- ізолювання частин що проводять струм в нормальному режимі роботи із значенням опору не менш як 500,0 Ом;
- передбачення засобів та пристроїв запирання елементів огорожуючих конструкцій;
- виконання розеткової мережі напругою 12,0 вольт для підключення переносного обладнання;
- забезпечення частин що проводять електричний струм в нормальному режимі ізоляцією різного кольору, вказівників з попереджувальними написами;

– передбачення автоматичного захисного відключення, що відповідає вимогам надійності та швидкодії, у разі випадкового потрапляння під напругу людини [18].

Рішення та заходи з організації запобігання електричних травм при потраплянні напруги на не струмоведучі частини електроустановок.

Для цілі захисту людей від ураження електрикою при потрапленні напруги на неструмовідні частини конструкції мають бути передбачені:

– занулення всіх металічних частин, корпусів електричних двигунів насосних агрегатів, клапанів регулювання [19].

Захисне занулення дає змогу виключити можливість враження електричним струмом людей в разі пробиття ізоляції електричного обладнання та потраплянні на металеві частини фазної напруги. Реалізується це прискореним вимиканням напруги електроустановки а також , максимальним струмовим захистом (МСЗ) тієї ділянки, на якій сталося замикання на корпус. При зануленні пробій ізоляції на корпус спричиняє коротке замикання. При цьому відбувається спрацювання захисту від коротких замикань, встановленому на автоматичному вимикачі, та пошкоджена ділянка відмикається від електричної мережі.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Проведені в роботі дослідження та розрахунки дозволяють зробити наступні висновки.

1. Проведений аналіз особливостей застосування теплоти ґрунту для систем автономного енергозабезпечення показав, що для кліматичних умов України найбільш доцільним є використання теплового насосу з вертикальними колекторами.

2. Проведений аналіз особливостей застосування сонячних фотоелектричних станцій для систем автономного енергозабезпечення показав, що для кліматичних умов України у разі ненадійного електроживлення, ускладненому доступі до мережі електроживлення найбільш доцільним є використання автономних сонячних фотоелектростанцій.

3. Результати проведеного в роботі аналізу основних переваг та недоліків систем автономного енергозабезпечення на основі теплових насосів та сонячних фотоелектричних станцій показали, що незважаючи на високий рівень початкових капіталовкладень, система з тепловим насосом та сонячною фотоелектростанцією на даний час є найбільш прийнятною в порівнянні з іншими типами систем автономного енергозабезпечення.

4. Отримані в результаті розрахунку теплових навантажень об'єкту автономного енергозабезпечення результати показали можливість застосування в якості джерела теплової енергії теплового насосу з живленням від фотоелектростанції.

5. Поведений конструктивний розрахунок системи автономного енергозабезпечення дав змогу визначити її склад. Так в якості джерела теплової енергії для задоволення опалення та гарячого водопостачання було обрано до встановлення два теплових насоси типу «розсіл-вода» загальною потужністю 22 кВт.

6. В результаті проведених розрахунків з вибору кута нахилу ФЕМ відносно лінії горизонту було встановлено, що для умов м. Кропивницького оптимальним є кут нахилу 35 градусів.

7. В результаті проведених розрахунків з вибору параметрів автономної системи енергозабезпечення було обрано тип та кількість ФЕМ ФЕС, тип гібридного інвертора, кількість та тип АКБ а також тип з'єднувальних кабелів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Енергетична стратегія України на період до 2030 року
Режим доступу : zakon1.rada.gov.ua/signal/kr06145.
2. Безродний М.К. Термодинамічна та енергетична ефективність теплонасосних схем тепlopостачання: монографія М.К.Безродний, Н.О. Притула. НТУУ «КПІ» Вид-во «Політехніка», 2016. – 272 с.
3. ДСТУ Б В.2.5-44:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування систем опалення будівель з тепловими насосами. Чинний від 2010-09-01. Мінрегіонбуд України, 2010. – IV, 51 с.
4. Пісарев В.Є. Теплові насоси та холодильні установки. Навчальний посібник. КНУБА, 2002. – 124 с.
5. Безродний М.К. Енергетична ефективність теплонасосних схем тепlopостачання. НТУУ «КПІ», 2012. – 208 с.
6. Пуховий І.І. Теплонасосне та безпосереднє використання теплової енергії довкілля і її потенціал в Україні, 92–97 с.
7. Безродний М.К. Теплові насоси та їх використання. НТУУ «КПІ», 2013. – 289 с.
8. Алабовський О.М., Боженко М.Ф., Хоренженко Ю.В. Проектування котелень промислових підприємств. Вища школа, 1992. – 208 с.
9. Боженко М.Ф. Джерела тепlopостачання та споживачі теплоти: Київ: ІВЦ «Політехніка», 2004. – 192 с.
10. ДБН В. 2.6.-31: 2006 зі зміною №1 від 1 липня 2013 року. Конструкції будинків і споруд. Теплова ізоляція будівель. – Чинні від 2007-04-01 – К.: Мінрегіонбуд України, 2006. – 70 с.
11. СНиП 2.04.05-91*У Отопление, вентиляция и кондиционирование. Издание неофициальное. – К.: КиевЗНИИЭП, 1996. – 89 с.
12. Ю. І. Башинська // Організаційно-економічні засади використання

потенціалу відновлюваної енергетики в регіоні – Львів, 2017 р.

13. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://rent techno.ua> .
14. А.А. Савчук // Сонячна енергетика в Україні набирає оберти. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://jkgportal.com.ua/ua/publication/one/savchuk-sonjachna-jenergetika-v-ukrajinnabiraje-obertv-49829> .
15. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://glavcom.ua> .
16. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://tyzhden.ua> .
17. О.К. Єлісєєва, П.В. Хазан // Регіональна Статистика – 2016 р., с. 51.
18. Види потоків сонячної радіації в атмосфері. [Електронний ресурс]. – https://studopedia.su/2_1761_vidi-potokiv-sonyachnoi-radiatsii-vatmosferi.html.
19. О.М.Коржик // Основи гідрології, метеорології і кліматології – тема №8.
20. Енергія Сонця. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://saee.gov.ua/uk/ae/sunenergy>.
21. Л.С. Рибченко, Т.О. Ревера// Сумарна сонячна радіація та альbedo підстильної поверхні в Україні– с. 99-103.
22. П.П. Гаврилко, Р.С. Чорний, Я.В. Шевчук // Розвиток та впровадження сонячної енергетики в домогосподарствах України .
23. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ecoenerhiia.ua> .
24. Методичний посібник для дипломного проектування «Розрахунок системи автономного енергопостачання з використанням фотоелектричних перетворювачів» для студентів спеціальностей 7.090504 «Нетрадиційні джерела енергії», 7.050701 «Електротехніка й електротехнології», укладачі: Бекіров Е.А., Воскресенська С.Н., Химич А. П. – Сімферополь: НАПК, 2010 р.
25. Ю. О. Гаєвський // «Фотоенергетика» .Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи для студентів - Київ, 2014 р – с. 1-32.
26. РЕМАР «Перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні до 2030 року».
27. Н.В. Язвінська, А.А. Барановська // Особливості ринкового

позиціонування продукції для сонячної енергетики України .

28. Сонячна енергетика - один з перспективних напрямів розвитку відновлюваної енергетики в Україні. [Електронний ресурс]. –Режим доступу: http://www.kmu.gov.ua/control/publish/article?art_id=248970577 .

29. О. М. Суходоля, А. Ю. Сменковський, А. І. Шевцов, М. Г. Земляний// Стан і перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні – випуск 12, Київ, 2014 р.

30. Мхитарян Н. М., Мачулин В. Ф. // Проблемы развития энергетики Украины. Возобновляемая и нетрадиционная энергетика, стаття.

31. Blaabjerg F. Power electronics as an enabling technology for renewable energy integration / F. Blaabjerg and Z. Chen // J. Power Electron., vol. 3, no. 2, pp. 81–89, Apr. 2003

32. Blaabjerg F. Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems / F. Blaabjerg F, Z. Chen, S. Kjaer // IEEE Trans. Power Electron., vol. 19, no. 5, pp. 1184–1194, Sep. 2004

33. Blaabjerg F., Liserre M., Ma K. Power Electronics Converters for Wind Turbine Systems / F. Blaabjerg, M. Liserre, K. Ma // IEEE Transactions on Industry Applications. – 2012. – Vol. 48. – No.2. – P. 708–719.

34. Power electronics and reliability in renewable energy systems. / F. Blaabjerg, K. Ma, D. Zhou

35. Технічні характеристики інверторів SMA – Каталогова інформація. Режим доступу: <https://www.sma.de/en.html>

36. Технічні характеристики інверторів Steca – Каталогова інформація. Режим доступу: <https://www.steca.com>

37. Технічні характеристики інверторів ABB – Каталогова інформація. Режим доступу: <https://new.abb.com/power-converters-inverters/solar>

38. Технічні характеристики інверторів Froniys – Каталогова інформація. Режим доступу: <https://www.fronius.com/en/photovoltaics>

39. Технічні характеристики інверторів SofarSolar – Каталогова інформація. Режим доступу: <http://www.sofarsolar.com/products>