

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики
(повне найменування інституту, факультету)

Кафедра відновлюваних джерел енергії
(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри

_____ (підпис)

_____ (ініціали, прізвище)

“ _____ ” _____ 2022 р.

Магістерська дисертація

на здобуття освітнього ступеня магістра

за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка» по спеціалізації «Відновлювальні джерела енергії»
(код і назва)

на тему: Оптимізація структури автономної фотоелектричної системи з
дизель-генератором

Виконав: студент б курсу, групи ЕД-11мп
(шифр групи)

Хорт Богдан Юрійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Керівник професор д.ф. – м.н., Гаєвський О.Ю.
(посада, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що у цьому
магістерській дисертації немає
запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ - 2022 р.

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики
(повне найменування інституту, факультету)

Кафедра відновлюваних джерел енергії
(повна назва кафедри)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Спеціалізація – «Відновлювальні джерела енергії»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис) _____
(ініціали, прізвище)
“ ” _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студента

Хорт Богдан Юрійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Оптимізація структури автономної фотоелектричної системи з дизель-генератором
2. Керівник дисертації професор д.ф. – м.н., Гаєвський О.Ю.

(прізвище, ім'я, по батькові, посада, науковий ступінь)

затверджені наказом по університету від « ____ » _____ 2022 р. № _____

2. Термін подання студентом проекту _____ 2022 р.

3. *Об'єкт дослідження:* Оптимізації структури автономної фотоелектричної системи з дизель-генератором.

4. *Предмет дослідження:* Розробка алгоритму розрахунку АФЕС з дизель-генератором, призначеної для резервного жив-лення під час пере-ривчатого постачання енергії від електростанції.

5. Дата видачі завдання 2022 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів дисертації	Примітка
1	Вступ та огляд літератури		
2	Постановка задачі		
3	Розрахунок інсоляції в несприятливі періоди року. Обґрунтування використання ізотропної моделі дифузної радіації		
4	Модель резервної автономної ФЕС для енергозабезпечення в умовах нерегулярних провалів напруги в електромережі		
5	Розрахунок АФЕС з дизель-генератором, призначеної для резервного живлення під час переривчатого постачання енергії від електромережі		
6	Розробка стартап – проекту обґрунтування оптимізації АФЕС з дизель-генератором, призначеної для резервного живлення під час переривчатого постачання енергії від електромережі		
7	Висновок		

Студент

(підпис)

Хорт Б.Ю.

(прізвище та ініціали)

Керівник дисертації

(підпис)

Гаєвський О.Ю.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Актуальність теми. Під час воєнного стану та ворожих атак на енергосистему відбуваються регулярні, планові відключення споживачів електроенергії від електромережі. Тому дуже актуальним стає питання створення джерел резервного живлення, які мінімально залежать від тривалості відключень.

Мета дипломної роботи. Оптимізація структури автономної фотоелектричної системи з дизель-генератором.

Задачі роботи.

- Розглянути стан методів оптимізація гібридних станцій відновлювальної енергії.
- Розглянути розрахунок інсоляції в несприятливі періоди року, використання ізотропної моделі дифузної радіації.
- Розглянути модель резервної автономної ФЕС для енергозабезпечення в умовах нерегулярних провалів напруги в електромережі.
- Розрахунок АФЕС з дизель-генератором, призначеної для резервного живлення під час переривчатого постачання енергії від електромережі.

Об'єкт дослідження. Оптимізації структури автономної фотоелектричної системи з дизель-генератором.

Предмет дослідження. Розробка алгоритму розрахунку АФЕС з дизель-генератором, призначеної для резервного живлення під час переривчатого постачання енергії від електромережі.

Методи дослідження. Для розрахунку АФЕС було використано середовище розробки Matlab.

Наукова новизна роботи. Алгоритм розрахунку АФЕС з дизель-генератором, призначеної для резервного живлення під час переривчатого постачання енергії від електростанції.

Ключові слова. Автонома ФЕС, АФЕС з дизель-генератором, оптимізація АФЕС.

ABSTRACT

Actuality of theme. During martial law and enemy attacks on the power system, there are regular, planned disconnections of electricity consumers from the power grid. Therefore, the issue of creating backup power sources that are minimally dependent on the duration of outages becomes very relevant.

The purpose and objectives of the study. Optimization of the structure of an autonomous photovoltaic system with a diesel generator.

Some of the tasks of this topic.

- Consider the state of optimization methods of hybrid renewable energy stations.
- Consider the calculation of insolation in unfavorable periods of the year, the use of the isotropic model of diffuse radiation.
- Consider the reserve model of an autonomous photovoltaic power plant for energy supply in conditions of irregular voltage dips in the electric grid.
- Calculation of a power plant with a diesel generator intended for backup power during intermittent energy supply from the power grid.

Object of study. The process of optimizing the structure of an autonomous photovoltaic system with a diesel generator.

Research methods. The Matlab development environment was used to calculate the autonomous photovoltaic power plant.

Scientific novelty. Algorithm for calculating the autonomous photovoltaic power plant with a diesel generator intended for backup power supply during intermittent energy supply from the power grid.

Keywords. Autonomous photovoltaic power plant, autonomous photovoltaic power plant with diesel generator, optimization of autonomous photovoltaic power plant.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	10
РОЗДІЛ 1 ГІБРИДНІ СИСТЕМИ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕЇ.....	11
1.1 Сучасний стан методів оптимізації гібридних систем відновлювальної енергії.....	11
1.1.1 Відповідно до цільової функції.....	13
1.1.2 Відповідно до використаного методу оптимізації	14
1.2 Енергетичні моделі	18
1.2.1 Моделювання компонентів гібридної енергетичної системи	20
1.2.2 Математична модель витрат (економічних та екологічних витрат) енергетичних систем	22
1.3 Стратегія диспечирювання енергії.....	25
1.3.1 Тільки дизельна система	26
1.3.2 Дизельно-PV система	28
1.3.3 Дизельно-PV система з акумуляторною системою	31
1.3.4 PV з резервним акумулятором	36
РОЗДІЛ 2 ОПТИМІЗАЦІЯ СТРУКТУРИ АВТОНОМНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ З ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРОМ.....	39
2.1 Розрахунок інсоляції в несприятливі періоди року. Обґрунтування використання ізотропної моделі дифузної радіації.....	39
2.1.1 Сонячні кути.....	39
2.1.2 Формули розрахунку інсоляції.....	42
2.2 Модель резервної автономної ФЕС для енергозабезпечення в умовах нерегулярних провалів напруги в електромережі.	45
2.2.1 Компоненти АФЕС	45
2.2.2 Режими роботи АФЕС.....	46
2.2.3 Основні формули для розрахунку АФЕС	47
2.2.4 Енергетичні рівняння роботи АФЕС.....	48
2.2.5 Визначення кількості акумуляторів і фотомодулів	52
2.2.6 Розрахунок компонентів АФЕС.....	54
2.2.7 Загальний алгоритм розрахунку АФЕС	61

РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК АФЕС З ДИЗЕЛЬ- ГЕНЕРАТОРОМ, ПРИЗНАЧЕНОЇ ДЛЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ПІД ЧАС ПЕРЕРИВЧАТОГО ПОСТАЧАННЯ ЕНЕРГІЇ ВІД ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ	64
3.1 Структура та функції гібридної PV-дизельної резервної установки	64
3.1.1. Призначення PV-дизельної резервної системи	64
3.1.2. Стратегія диспетчеризації дизель-генератора	65
3.2. Постановка задачі та алгоритм розрахунку	66
3.3. Результати	71
3.3.1. Розрахунок частини А алгоритма (автономна ФЕС у відсутності відключень)	71
3.3.2. Розрахунок частини Б алгоритма (резервна АФЕС з дизель-генератором при періодичних відключеннях споживача від мережі)	73
РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА СТАРТАП – ПРОЕКТУ ОБГРУНТУВАННЯ ОПТИМІЗАЦІЇ АФЕС З ДИЗЕЛЬ- ГЕНЕРАТОРОМ, ПРИЗНАЧЕНОЇ ДЛЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ПІД ЧАС ПЕРЕРИВЧАТОГО ПОСТАЧАННЯ ЕНЕРГІЇ ВІД ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ	76
4.1 Опис ідеї проекту	76
4.2 Техніко економічний аудит проекту	77
4.2.1 Вартість АФЕС без дизель-генератора	78
4.2.2 Вартість АФЕС з дизель-генератором при періодичних відключеннях споживача від мережі	78
4.3 Висновок до розділу	80
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	81
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	82

ВСТУП

Енергія має важливе значення для економічного і соціального розвитку та якості життя. Це дуже важливо для суспільства. В Україні через обстріли енергетичної інфраструктури відбуваються планові та аварійні відключення для стабілізації енергосистеми. Оскільки обстріли постійні та критичні для енергосистеми то їх наслідками є блекаут (black-out) та тривалі роботи по відновленню енергосистеми. За даними Держенергоефективності [1], у 2021 році нараховується майже 45 тисяч домогосподарств, які використовують сонячні панелі, для тих хто використовує автономні ФЕС в період пізньої осені, зими та ранньої весни (несприятливий період року для ФЕС) не буде вистачати генерації під час аварійних відключень та блекаутів (black-out). Тому доцільно буде переобладнати свої АФЕС на АФЕС з дизель-генератором для енергозабезпечення в умовах нерегулярних провалів напруги в електромережі та під час блекаутів (black-out). Комбінована сонячно-дизельна система, відома як гібридна система, може виявитися дуже надійною та економічно ефективною. Добре керована гібридна сонячно-дизельна система може досягти економії палива протягом усього терміну служби, забезпечуючи при цьому надійне електропостачання.

У даній роботі розглядається оптимізація структури автономної фотоелектричної системи з дизель-генератором.

У даній роботі розглядається розрахунок інсоляції в несприятливі періоди року. Обґрунтування використання ізотропної моделі дифузної радіації.

У даній роботі також розглядається модель резервної автономної ФЕС для енергозабезпечення в умовах нерегулярних провалів напруги в електромережі, також застосування сумісно з АФЕС дизель-генератора під час блекаутів (black-out).

РОЗДІЛ 1 ГІБРИДНІ СИСТЕМИ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕЇ

1.1 Сучасний стан методів оптимізації гібридних систем відновлювальної енергії

В літературі можна знайти декілька оглядів, присвячених гібридним системам відновлюваної енергетики та методам оптимізації, що використовуються для їх проектування. В роботі (Siddaiah & Saini, 2016) [2] автори зробили огляд різних математичних моделей, запропонованих для оптимізації проектування гібридних систем відновлюваної енергетики у функції економічних аспектів та аспектів надійності. По-перше, в огляді представлені різні моделі, що використовуються для моделювання гібридної відновлюваної енергетики (ВДЕ), систем з дизельними генераторами та без них. Потім узагальнюються методи моделювання та оптимізації, які формують три групи:

- 1) класичні/традиційні методи;
- 2) методи штучного інтелекту;
- 3) гібридні методи.

Класичні методи є аналітичними за своєю природою і використовують диференціальне числення для оптимізації енергетичної моделі. Методи штучного інтелекту використовують евристичний алгоритм оптимізації для вирішення проблеми визначення розмірів в ГСВЕ. Прикладами цих методів є: система, заснована на знаннях; генетичний алгоритм (ГА); оптимізація рою частинок (PSO); еволюційна оптимізація рою частинок (EPSO), оптимізація мурашиних колоній. Ці методи є найбільш застосовуваними в задачах оптимізації в системах ГСВЕ. Гібридні методи поєднують два або більше методів оптимізації для досягнення рішення.

В іншому огляді (Luna-Rubio et al, 2012) [3] методології визначення розмірів поділяються відповідно до використовуваного методу оптимізації. Методи поділяються на чотири групи:

- 1) Імовірнісні;
- 2) Аналітичні;
- 3) Ітеративні;
- 4) Гібридні.

Імовірнісні методи оптимізують один або два показники ефективності системи для того, щоб визначити розмір компонентів системи, це сильно залежить від вхідних даних, що використовуються. В аналітичних методах система ГСВЕ представлена обчислювальними моделями, і найкраща конфігурація системи визначається в залежності від одного або декількох показників індексу продуктивності. Цей метод не дає точного рішення в багатоцільових проблемах. Ітераційні методи використовують рекурсивний алгоритм для досягнення найкращої конфігурації системи відповідно до проектних специфікацій, будучи корисними для багатоцільової оптимізації. Гібридні методології поєднують дві або більше методологій, покращуючи час збіжності в процесі оптимізації. На думку автора, ітераційні та гібридні методології найкраще підходять для розв'язання багатоцільової задачі вибору розміру в гібридній мікромережі.

Також в роботі (Prakash & Khatod, 2016) [4] представлено огляд методів оптимізації для систем розподіленої генерації. П'ять методів оптимізації класифіковано у п'ять груп:

- 1) Аналітичні методи;
- 2) Класичні методи оптимізації;
- 3) Штучні інтелектуальні методи;
- 4) Різні методи;

5) Інші методи для подальшого використання.

У цьому огляді також представлені різні методології в залежності від цільової функції. Автор приходить до висновку, що аналітичні та класичні методи не є обчислювально ефективними для великих і складних систем. На противагу цьому, метаевристичні методи не є ефективними для великих і складних систем. навпаки, метаевристичні та гібридні методи досягають розв'язку більш ефективно, включаючи також умови невизначеності профілю навантаження та метеорологічних даних, що часто зустрічаються в поза мережею.

Підсумувавши огляд методологій визначення розмірів систем ВДЕ можна поділити на дві групи:

- 1) відповідно до цільової функції;
- 2) відповідно до методу оптимізації, що використовується.

1.1.1 Відповідно до цільової функції

У роботі (Mandelli et al, 2016) [5] запропоновано методологію визначення розміру позамережевої фотоелектричної системи в країнах, що розвиваються, де вже використовуються традиційні джерела енергії (наприклад, акумулятори, малі дизельні генератори). Методологія вводить концепцію вирівняної вартості поставленої та втраченої енергії (LCoSLE), яка, на відміну від традиційної вирівняної вартості енергії, включає в рівняння вартість втрат енергії, пов'язаних з витратами. Метою цієї методології є мінімізація LCoSLE. Таким чином, можна економічно оптимізувати розмір основного компонента фотоелектричної системи в сільській місцевості, використовуючи в якості вхідних даних профіль навантаження цільової локації. На думку автора, дана методика є більш придатною для визначення розмірів в сільській місцевості країн, що розвиваються, ніж традиційні підходи, які використовують в якості цільового показника надійність системи. Також в даній роботі представлено концепцію вартості втрат навантаження (VLL). Аналогічне поняття

використовується в моделі надійності моделі надійності, що використовується в даній роботі.

У роботі (Haghighat et al, 2016) [6] автор аналізує сім конфігурацій з використанням вітру, сонця та дизельне паливо як джерела енергії для трьох громад у Колумбії. Програмний інструмент HOMER використовується для виконання техніко-економічного обґрунтування запропонованих гібридних систем з урахуванням чистої приведеної вартості (NPC), початкові капітальні витрати (ICC) та приведену вартість енергії (LCOE) як економічні показники. показників. Проаналізовано три місця, які доводять, що комбінація сонячної та дизельної енергії є кращою через екологічні та економічні вигоди в довгостроковій перспективі. екологічними та економічними перевагами в довгостроковій перспективі. Тим не менш, якщо капітальні витрати будуть розглядатися як єдиний критерій серед єдиним критерієм серед запропонованих конфігурацій, система на основі дизельного палива була б обрана як оптимальна. Ця методологія обмежена обмеженнями, що накладаються програмним забезпеченням програмним забезпеченням HOMER. Крім того, результат може відрізнитися, якщо надійність системи розглядається на моделі. Крім того, нещодавні фінансові стимули, надані урядом Колумбії для нетрадиційних нетрадиційних джерел енергії, автором не враховані.

1.1.2 Відповідно до використаного методу оптимізації

В роботі (Ashok, S., 2007) [7] автор шукає оптимальне рішення для електрифікації сільської місцевості з використанням гібридної системи. Розглянуто декілька відновлюваних джерел енергії, таких як енергія вітру, сонячна фотоелектрична енергія, мікро-ГЕС, а також дизель-генератор в якості резервного джерела. Рішення дає оптимальну комбінацію з розмірами одиниць кожного компонента в системі для мінімізації річних експлуатаційних витрат (AOC). Оптимальною вибрано комбінацію з найменшою вартістю, мінімальним використанням дизель-генераторів та надійністю обслуговування. Оптимізаційна модель розв'язується за допомогою алгоритму Квазі-Ньютона, який

є чисельним ітераційним алгоритмом з нелінійними обмеженнями. Такий алгоритм може вимагати великого об'єму пам'яті і, таким чином, може бути невідповідним у випадках великих складних систем.

У 2015 році (Maleki et al, 2015)[8] автори порівнюють продуктивність семи еволюційних алгоритмів для визначення оптимального розміру гібридної системи PV/WT/батарей для безперервного задоволення попиту на навантаження з мінімальними загальними річними витратами (ТАС). Оцінювалися наступні алгоритми: Оптимізація рою частинок (PSO); пошук табу (TS) та імітаційний відпал (SA), покращена оптимізація рою частинок (IPSO), покращений пошук гармонії (IHS), імітаційний відпал на основі пошуку гармонії (IHSBSA) та оптимізація штучного бджолиного рою (ABSO). Експериментальні дані, використані для порівняння, були отримані на півдні Ірану, а програмне забезпечення Matlab використовувалося для кодування і виконання евристичних алгоритмів. В результаті автор виявляє, що ABSO дає кращі результати, ніж інші алгоритми з точки зору ТАС. Також зроблено висновок, що фотоелектричні/вітряні/батарейні системи є найбільш економічно ефективними для забезпечення 100% попиту. Якщо врахувати ймовірність втрати електропостачання (LPSP) у 5%, то розглядається, фотоелектричні/вітряні/батарейні системи є найбільш ефективними системами.

В роботі (Shadmand et al, 2014) [9] автори показують методологію визначення розмірів з використанням багатоцільового генетичного алгоритму (MOGA) для гарантування надійного енергопостачання, мінімізації незадоволеного попиту, з найменшими інвестиціями, мінімізуючи загальні річні витрати (ТАС). Модель оцінюється з урахуванням та без урахування невизначеностей щодо попиту та метеорологічних даних на моделі. Ці невизначеності вирішуються за допомогою методу Монте-Карло (МК). Аналіз показує, що ці невизначеності суттєво впливає на вартість інвестицій. Результати показані з використанням фронту Парето, в якому компроміс між надійністю та інвестиціями в якому можна спостерігати компроміс між надійністю та

інвестиціями. Розробка, виконана в [9] є подібною до мети нашого дослідження, проте економічна модель може відрізнитися для того, щоб врахувати інші змінні, такі як враховувати інші змінні в якості державних стимулів, а алгоритм оптимізації, що використовується для розв'язання задачі, може змінюватись в залежності від для розв'язання задачі може змінюватися з метою більш ефективного знаходження розв'язку поставленої задачі, проблеми.

Приклад гібридного методу оптимізації наведено в роботі (Maleki et al, 2016) [10]. Гібридний еволюційний метод використовується для визначення оптимальної кількості модулів, вітрових турбін та акумуляторів для конкретного регіону в Ірані, мінімізуючи загальну річну вартість (ЗРВ) системи. Ця методологія використовує алгоритм оптимізації рою частинок (PSO) в поєднанні з методом Монте-Карло (МС) для досягнення рішення. Ця методологія виявляється корисною в областях, де метеорологічні дані та дані про попит де метеорологічні дані та дані про попит є недостатніми.

За останнє десятиліття було використано велику кількість методів оптимізації для отримання оптимального розв'язання проблеми вибору розміру для освіти в галузі прав людини. Результати різних підходів можуть відрізнитися в залежності від характеристик моделі, що використовується для імітації поведінки різних елементів системи, а також економічної моделі та моделі надійності, що використовується в якості основи для процесу оптимізації. У таблиці 1.1.1 наведено узагальнений огляд статей, присвячених цьому рівню техніки.

Таблиця 1.1.1 - Перегляд методологій визначення розмірів у ГСВЕ.

Оптимізація техніка	Параметр для оптимізувати	Критерії	Спостереження	Внесок
Чисельний Метод Matlab	LCoSLE	Економічність Надійність	Ця методологія ґрунтується лише на даних, що надходять від характеристики місцевої ситуації, а отже, і результати більше пов'язані з цільовим контекстом.	Концепція VLL була корисною для визначення моделі надійності моделі надійності, що використовується в цій роботі.
HOMER	NPC ICC LCOE	Економічний Екологічний	Сонячно-дизельна комбінація є кращою з огляду на екологічних та економічних переваг в довгостроковій перспективі. Це обмежується обмеженнями, що накладаються програмним забезпеченням HOMER.	Референтна вартість гібридної енергетичної системи в Колумбії були корисними для визначення проблеми. Також, проілюстрована конфігурація гібридної системи на HOMER.
Аналітичний-Квазі-ньютонівський алгоритм	AOC	Економічність Надійність	Цей алгоритм вимагає великого обсягу пам'яті тому є не вигідним для великих систем.	Блок-схема процесу оптимізації була корисною для розробки субмоделі, необхідної для цієї роботи.
PSO ABSO TS IHSBSA SA HIS IPSO	TAC	Економічність Надійність	ABSO дає кращі результати, ніж інші алгоритми з точки зору TAC.	Використовується для розв'язання задачі вибору розміру гібридної енергетичної системи. Також, дозволяє порівняти складність різних метаевристичних алгоритмів, що використовуються за даним напрямком роботи.
MOGA MC	TAC DNM	Економічність Надійність	Невизначеність впливає суттєво впливає на вартість інвестицій.	Розрахунок доступності та економічного показника був корисним для розробки підрозділу економіко-надійності підмоделі моделі економічної та надійності.
PSO MC	TAC	Економічність	Корисний в районах, де метеорологічні та даних про попит недостатньо	Опис акумуляторної батареї та підмоделі PSO моделі PSO був корисним для розробці субмоделі.

1.2 Енергетичні моделі

Енергетична модель залежить, головним чином, від економічної доцільності ність і правильний вибір компонентів для того, щоб уникнути відключень, а також уникнення відключень, а також забезпечення якості та надійності постачання. Система енергетичного проектування розглядає її розміри та процес вибору найкращих компонентів для забезпечення дешевого, ефективного, надійного, екологічного та безпечного енергопостачання, ефективного, надійного, екологічно чистого та економічно ефективного енергопостачання [11]. Техніко-економічний аналіз розглядає як екологічні витрати, так і найдешевшу вартість енергії, виробленої компонентами системи. Проектування гібридної системи потребує правильного вибору компонентів та їх розмірів, а також відповідної стратегії експлуатації [12, 13].

В енергетичних системах визначення розмірів окремих систем може здійснюватися різними способами, залежно від вибору параметрів, що становлять інтерес. Енергетичні моделі використовуються як допоміжний інструмент для розробки енергетичних стратегій, а також для окреслення ймовірної майбутньої структури системи за конкретних умов. Це допомагає отримати уявлення про технологічні шляхи, структурну еволюцію та політику яких слід дотримуватися [11]. Було проведено багато досліджень проведено багато досліджень щодо продуктивності гібридних енергосистем і експериментальні результати були опубліковані в багатьох статтях [14-21]. Енергетичної потужності гібридної системи може бути достатньо для потреб будинку, розміщеного в регіонах, де розширення вже наявної електромережі розширення вже наявної електромережі було б фінансово недоцільним [17]. Метод визначення розмірів гібридних фотоелектричних систем з урахуванням надійності задоволення попиту на електричну енергію, економічності компонентів та глибини розряду акумуляторних батарей, що експлуатуються. Таким чином, необхідна методика вибору гібридних фотоелектричних систем з урахуванням надійності

задоволення попиту на навантаження, економічності компонентів та глибини розряду акумуляторів.

Існує декілька моделей, які моделюють та визначають розміри фотоелектричних систем з використанням різних стратегій експлуатації. Оцінка продуктивності фотоелектричних систем на основі методу ймовірності втрати навантаження (LLP) розроблена в роботах [22-25]. Ці аналітичні методи прості у застосуванні, але вони не є загальними. З іншого боку, чисельні методи представлені в [23-29], представляють гарне рішення, але вони потребують тривалого періоду спостережень за сонячною радіацією. Інші методи оцінюють надлишок енергії, що забезпечується фотоелектричними генераторами та ємність акумуляторних батарей, використовуючи коефіцієнт корисної дії метод [30].

Традиційна методологія (емпірична, аналітична та чисельна) для визначення розміру фотоелектричних систем була використана для місцевості де необхідні погодні дані (опромінення, температура, вологість, індекс ясності і т.д.) та інформація, що стосується місця, де ми хочемо впровадити ФЕС, ділянку, на якій ми хочемо впровадити фотоелектричну систему. У цьому випадку ці методи є хорошим рішенням для визначення розміру фотоелектричних систем. Однак, ці методи не можуть бути використані для визначення розмірів фотоелектричних систем у віддалених районах, у випадку де відсутні необхідні дані. Крім того, більшість з вищезазначених методів потребують довгострокових метеорологічних даних, таких як сумарна сонячна радіація та повітря, логічні дані, такі як сумарна сонячна радіація та температура повітря для своєї роботи. Таким чином, коли відповідні метеорологічні дані ці методи не можуть бути використані, особливо на ізольованих територіях. У зв'язку з цим існує модель, а методика спрямована на пошук такої конфігурації серед множини компонентів системи, яка задовольняє заданим вимогам до надійності системи, з найменшим значенням приведеної вартості енергії (LCE). Дана методика може бути використовуватися для визначення оптимальної кількості сонячних панелей та конфігурації акумуляторних батарей (ємності

акумуляторних батарей, необхідної для забезпечення заданої акумуляторних батарей, необхідних для забезпечення заданого споживання).

1.2.1 Моделювання компонентів гібридної енергетичної системи

Моделювання є важливим кроком перед будь-яким етапом визначення розмірів компонентів. У попередніх дослідженнях були розроблені різні методи моделювання для моделювання компонентів гібридних фотоелектричних/дизельних систем. Гібридна фотоелектрична/дизельна система з акумуляторною батареєю включає три основні підсистеми: фотоелектричний генератор, дизельний генератор та акумуляторну батарею. Методологія моделювання компонентів гібридної фотоелектричної/дизельної системи описана нижче.

1.2.1.1 Моделювання сонячного фотоелектричного генератора

Використовуючи наявну сонячну радіацію, погодинну потужність фотоелектричного генератора (E_{PVG}) можна розрахувати за наступною формулою:

$$E_{PVG} = G(t) \times A \times P \times \eta_{PVG} \quad (1)$$

1.2.1.2 Моделювання дизель-генератора

Годинна енергія, що виробляється дизель-генератором (E_{DEG}) з номінальною потужністю (P_{DEG}) є визначається наступним виразом:

$$E_{DEG}(t) = P_{DEG}(t) \times \eta_{DEG} \quad (2)$$

1.2.1.3 Моделювання перетворювача

Фотоелектрична енергія підсистеми генератора та акумуляторної батареї з'єднані шиною постійного струму а підсистема дизель-генераторної установки підключена до шини змінного струму. Електричні навантаження, підключені за цією схемою, є навантаженнями змінного струму.

Випрямляч призначений для перетворення надлишкової електроенергії змінного струму від дизель-електрогенератора для заряду акумуляторної батареї. Дизельний електрогенератор дизель-електрогенератор буде живити

навантаження і одночасно одночасно заряджати акумуляторну батарею. Модель випрямляча наведена нижче:

$$E_{REC-OUT}(t) = E_{REC-IN}(t) \times \eta_{REC} \quad (3)$$

$$E_{REC-IN}(t) = E_{SUB-AC} \quad (4)$$

$$E_{SUB-AC}(t) = E_{DEG}(t) - E_{Load}(t) \quad (5)$$

Модель інвертора для фотоелектричного генератора і акумуляторної батареї наведені нижче:

$$E_{PVG-IN}(t) = E_{PVG}(t) \times \eta_{INV} \quad (6)$$

$$E_{BAT-IN}(t) = \left[\frac{E_{BAT}(t-1) - E_{Load}(t)}{\eta_{INV} * \eta_{DCHG}} \right] \quad (7)$$

1.2.1.4 Моделювання контролера заряду

Для запобігання надмірного заряду акумуляторної батареї використовується контролер заряду, який визначає, коли акумуляторні батареї повністю заряджені, і припиняє або зменшує кількість енергії, що надходить від джерела енергії до акумуляторів. Модель контролера заряду Модель контролера заряду представлена нижче:

$$E_{CC-OUT}(t) = E_{CC-IN}(t) * \eta_{CC} \quad (8)$$

$$E_{CC-IN}(t) = E_{REC-OUT}(t) + E_{SUR-DC}(t) \quad (9)$$

1.2.1.5 Моделювання акумуляторної батареї

Стан заряду акумулятора (SOC) - це кумулятивна сума щоденних перезарядів/розрядів. Акумуляторна батарея служить джерелом енергії при розряді і навантаженням при заряді. У будь-який момент часу t стан акумулятора пов'язаний з попереднім станом заряду і з ситуацією виробництва та споживання енергії в системі за час від $t-1$ до t .

Під час процесу заряджання, коли сумарна потужність всіх генераторів перевищує потребу навантаження, доступна ємність акумуляторної батареї в момент часу t може бути описана формулою:

$$E_{\text{BAT}}(t) = E_{\text{BAT}}(t - 1) - E_{\text{CC-OUT}}(t) * \eta_{\text{CHG}} \quad (10)$$

З іншого боку, коли потреба навантаження більша, ніж наявна енергія, що генерується наявної енергії, що генерується, акумуляторна батарея знаходиться в розрядженому стані. Таким чином, доступна ємність акумуляторної батареї в момент часу t , може бути виражена як:

$$E_{\text{BAT}}(t) = E_{\text{BAT}}(t - 1) - E_{\text{Needed}}(t) \quad (11)$$

Нехай d - відношення мінімально допустимої межі напруги SOC до максимальної напруги SOC на клеммах акумулятора при вона повністю заряджена. Отже, глибина розряду (DOD) становить:

$$DOD = (1 - d) * 100 \quad (12)$$

DOD - це показник того, скільки енергії було витягнуто з накопичувача, виражена у відсотках від повної Максимальне значення SOC дорівнює 1, а мінімальне SOC визначається максимальною глибиною розряду (DOD):

$$SOC_{\text{Min}} = 1 - \frac{DOD}{100} \quad (13)$$

1.2.2 Математична модель витрат (економічних та екологічних витрат) енергетичних систем

1.2.2.1 Річна вартість компонента

Річна вартість компонента включає річну капітальну вартість, річну вартість заміщення, річну вартість експлуатації та обслуговування, вартість викидів та річну вартість палива (генератор). Витрати на експлуатацію розраховуються погодинно на щоденній основі.

1.2.2.2 Річні капітальні витрати

Річна капітальна вартість компонента системи дорівнює загальній початковій капітальній вартості, помноженій на коефіцієнт відшкодування капіталу. Річна капітальна вартість розраховується з використанням:

$$C_{acap} = C_{acap} * CRF(i, R_{proj}) \quad (14)$$

1.2.2.3 Річна вартість заміщення

Річна вартість заміщення компонента системи - це річна вартість усіх витрат на заміщення, що виникають протягом терміну експлуатації проекту, за вирахуванням ліквідаційної вартості в кінці терміну експлуатації проекту. Річна вартість заміщення розраховується за допомогою:

$$C_{arep} = C_{rep} * f_{rep} * SFF(i, R_{comp}) - S * SFF(i, R_{proj}) \quad (15)$$

де f_{rep} коефіцієнт, що виникає через те, що термін служби компонента може бути відрізнятися від терміну служби проекту, задається формулою:

$$f_{rep} = \begin{cases} \frac{CRF(i, R_{proj})}{CRF(i, R_{rep})}, & R_{rep} > 0 \\ 0, & R_{rep} = 0 \end{cases} \quad (16)$$

де R_{rep} тривалість періоду заміщення вартості, визначається за формулою:

$$R_{rep} = R_{comp} * INT\left(\frac{R_{proj}}{R_{comp}}\right) \quad (17)$$

Коефіцієнт амортизаційного фонду, який є коефіцієнтом, що використовується для розрахунку майбутньої вартості серії рівних річних грошових рівних річних грошових потоків, визначається за формулою:

$$SFF(i, N) = \frac{i}{(1+i)^N - 1} \quad (18)$$

Ліквідаційна вартість компонента в кінці терміну експлуатації проекту пропорційна терміну його служби, що залишився. Таким чином, ліквідаційна вартість ліквідаційна вартість S визначається за формулою:

$$S = C_{rep} * \frac{R_{rem}}{R_{comp}} \quad (19)$$

де R_{rem} залишковий ресурс компонента на кінець життєвого циклу проекту, визначається за формулою:

$$R_{rem} = R_{comp} - (R_{proj} - R_{rep}) \quad (20)$$

1.2.2.4 Річні операційні витрати

Операційні витрати - це річна величина всіх витрат і доходів, крім початкових капітальних витрат і розраховується з використанням

$$C_{aop} = \sum_{t=1}^{365} \{ \sum_{t=1}^{24} (C_{oc}(t)) \} \quad (21)$$

1.2.2.5 Вартість викидів

Для розрахунку вартості викидів використовується наступне рівняння розрахунку вартості викидів:

$$C_{emissions} = \frac{c_{CO_2} M_{CO_2} + c_{CO} M_{CO} + c_{UHC} M_{UHC} + c_{PM} M_{PM} + c_{SO_2} M_{SO_2} + c_{NOx} M_{NOx}}{1000} \quad (22)$$

Загальна вартість компонента = економічна вартість + екологічна вартість, де економічна вартість = капітальні витрати + вартість заміщення + вартість експлуатації та обслуговування + вартість палива (генератор). Також екологічна вартість = вартість викидів.

Річна вартість компонента розраховується з використанням:

$$C_{ann} = C_{acap} + C_{arep} + C_{aop} + C_{emissions} \quad (23)$$

Річна загальна вартість компонента розраховується з використанням:

$$C_{ann,tot,c} = \sum_{c=1}^{N_c} (C_{acap,c} + C_{arep,c} + C_{aop,c} + C_{emissions}) \quad (24)$$

Виходячи з (24), модель економічних та екологічних витрат через річну загальну вартість різних конфігурацій енергосистеми в результаті гібридизації генератора відновлюваної енергії з існуючою енергетикою наведена нижче.

Економіко-екологічна модель витрат на експлуатацію сонячної електростанції + дизель-генератор + акумуляторні батареї + перетворювач розраховується як:

$$C_{ann,tot,c+g+b+c} = \sum_{s=1}^{N_s} (C_{acap,s} + C_{arep,s} + C_{aop,s} + C_{emissions}) + \sum_{c=1}^{N_c} (C_{acap,c} + C_{arep,c} + C_{aop,c} + C_{emissions}) + \sum_{g=1}^{N_g} (C_{acap,g} + C_{arep,g} + C_{aop,g} + C_{emissions}) + \sum_{b=1}^{N_b} (C_{acap,b} + C_{arep,b} + C_{aop,b} + C_{emissions}) \quad (25)$$

1.3 Стратегія диспетчерування енергії

В літературі можна знайти багато стратегій диспетчеризації електроенергії [31]. В даній роботі виділено дві стратегії диспетчеризації електроенергії виділяються дві стратегії диспетчеризації:

Відстеження навантаження: Якщо навантаження не може бути забезпечене від акумуляторної батареї та відновлюваних джерел енергії, дизель-генератор працює зі швидкістю, яка виробляє лише достатню кількість енергії для задоволення чистого навантаження. Акумуляторна батарея заряджається тільки від відновлюваних джерел енергії, таких як фотоелектричний генератор. Слідування за навантаженням має тенденцію бути оптимальним в системах з великою кількістю відновлюваної енергії, коли вихідна потужність відновлюваної енергії іноді перевищує коли вихідна потужність ВДЕ перевищує навантаження.

Стратегія циклічної зарядки: якщо батареї не можуть витримати чисте навантаження, дизель-генератор працює на повну потужність (або зі швидкістю, що не перевищує максимальної енергії, яку здатні поглинути батареї) і

заряджає батареї будь-якою надлишковою потужністю. Якщо застосовано задане значення стану заряду, дизель-генератор продовжуватиме працювати, доки батареї не досягнуть цього заданого рівня заряду.

1.3.1 Тільки дизельна система

У цій моделі дизельні генератори є єдиним джерелом енергії для забезпечення навантаження. Наступні пункти підсумовують ключові характеристики стратегії диспетчеризації, яка використовується в цій моделі.

- Максимально допустима кількість одиниць ДГ, $N_{DG,max}$, задається як вхідний параметр.
- Кількість одиниць ДГ, необхідних на кожному часовому кроці, може бути розрахована як:

$$N_{on}(t) = \min \left(N_{DG,max}, \left\lceil \frac{P_L(t)}{W_{DG}} \right\rceil \right) \quad (26)$$

Де, $N_{on}(t)$ - мінімальна кількість блоків ДГ номінальної потужності W_{DG} , необхідна для живлення навантаження, $P_L(t)$. Функція "ceil" використовується для округлення отриманого результату до найближчого цілого числа.

- У цій моделі всі дизель-генераторні установки мають однакову номінальну потужність.
- Агрегати ДГ повинні працювати з перевищенням визначеного мінімального коефіцієнта навантаження δ_{min} , інакше агрегати ДГ повинні відключатися, і навантаження не може живитися.
- Розглядаються тільки навантаження змінного струму.

Наступний алгоритм описує стратегію диспетчеризації, яка використовується на моделі з дизельним двигуном:

1. Для локації формується погодинний річний профіль навантаження.

2. Вводиться максимальна кількість блоків ДГ та номінальна потужність кожного блоку ДГ.
3. Якщо $P_L(t) \geq N_{DG,max} * W_{DG}$ тоді дизельної генерації недостатньо для забезпечення навантаження. Усі блоки ДГ працюють із максимальним коефіцієнтом навантаження, і враховується енергія, що не постачається (ENS) і час відключення живлення (TFT). Потім перейдіть до кроку 6. Інакше перейдіть до кроку 4.
4. Генерація дизельного двигуна забезпечує навантаження та необхідну кількість блоків ДГ, і розраховується коефіцієнт навантаження блоків ДГ. Якщо $\delta(t) \leq \delta_{min}$ перейдіть до кроку 5, інакше перейдіть до кроку 6.
5. Пристрій ДГ не може працювати при мінімальному коефіцієнті навантаження, тоді блок ДГ вимикається, і враховується енергія, що не подається (ENS) і час збою живлення (PFT).
6. Витрата палива розраховується:

$$FC_{DG} = f_0 * W_{DG} + f_1 * P_{DG} \quad (27)$$

Де P_{DG} і W_{DG} – вихідна потужність і номінальна потужність дизель-генератора відповідно, f_0 а, f_1 – коефіцієнти кривої витрати палива відповідно. Ці коефіцієнти можна отримати за допомогою методу лінійної регресії, припускаючи, що крива споживання палива є прямою лінією, де b – коефіцієнт перетину кривої, a – нахил кривої палива. Типові значення цих двох коефіцієнтів $f_0 = 0,246$ л/кВт·год і $f_1 = 0,08145$ л/кВт·год. У цій моделі додаткове споживання палива при запуску генератора вважається незначним.

7. Збільшити крок за часом ($t = t + 1$)
8. Якщо $t \leq 8760$ і повернутися до кроку 3. Інакше Кінець.

1.3.2 Дизельно-PV система

У цій структурі мікромережа має два джерела змінного струму (дизельні установки та фотоелектричні генератори). Дизельна генерація задає параметри напруги та частоти мережі, а інші джерела (фотоелектричні) синхронізуються з цією мережею за напругою та частотою. Фотоелектричний генератор забезпечує частину навантаження, зменшуючи, таким чином, кількість енергії, необхідної від дизельної генераторної установки, і, отже, зменшуючи використання палива.

У наступних пунктах узагальнено ключові характеристики диспетчерської стратегії, що використовується в цій моделі.

- Принаймні одна дизель-генераторна установка повинна бути "увімкнена" і працювати з мінімальним навантаженням на кожному часовому кроці. Для фотоелектричних інверторів потрібен принаймні один дизель-генератор що працює для передачі енергії від фотоелектричної батареї.
- Фотоелектрична генерація має пріоритет над дизельною генерацією. Дизельний генератор повинен забезпечувати дефіцит потужності для живлення навантаження, $\Delta_L(t)$, на кожному часовому кроці, де

$$\Delta_L(t) = P_L(t) - P_{pv}(t) * \eta_{inv} \quad (28)$$

- Якщо ($\Delta_L(t) \leq \delta_{min} * W_{DG}$) система керування зменшує вихід енергії фотоелектричного генератора для підтримки принаймні одного дизель-генератора, що працює з мінімальним коефіцієнтом навантаження. Надлишок енергії фотоелектричного генератора витрачається даремно. Витрачена енергія враховується.
- Якщо ($P_L(t) \leq \delta_{min} * W_{DG}$) тоді дизель-генератори не можуть працювати при мінімальному коефіцієнті навантаження, потім вимикаються, і навантаження не може бути подано.

- Кількість дизель-генераторів розраховується на кожному кроці часу.
- Ця модель передбачає, що всі дизельні агрегати мають однакову номінальну потужність.
- Розглядаються лише навантаження змінного струму.

Наведений нижче алгоритм описує стратегію диспетчеризації, яка використовується на моделі Дизель-PV без акумуляторів.

1. Для цього місця генерується погодинний річний профіль навантаження, освітлення та температури.
2. Введено кількість фотомодулів, максимальну кількість блоків ДГ та технічну інформацію кожного елемента системи.
3. Вихідна потужність PV для кроку часу t розраховується за допомогою:

$$P_{pv}(t) = N_{pv} * P_{pvstc} * \frac{G(\beta, a)(t)}{G_{stc}} * \left(1 + \frac{a_p}{100} * (T_{cell}(t) - T_{stc}) \right) * f_{pv} \quad (29)$$

Де N_{pv} – кількість фотоелектричних модулів, P_{pv} – вироблена потужність на годину h року, P_{pvstc} це номінальна потужність сонячного модуля в стандартних умовах випробувань ($G(\beta, a) = 1000 \frac{W}{m^2}$; $T_{stc} = 25C$;) $G(\beta, a)$ є глобальним опроміненням на площині масиву, a_p є температурним коефіцієнтом максимальної потужності (%/°C) і T_{cell} є температурою комірки в градусах Цельсія.

Температуру клітини (T_{cell}) не слід плутати з температурою навколишнього середовища (T_{amb}), яка розраховується відповідно за допомогою:

$$T_{cell}(t) = T_{amb} + G(\beta, a)(t) * \frac{NOCT-20}{800} \quad (30)$$

Де NOCT – це номінальна робоча температура комірки, яку можна знайти в таблиці даних модуля. У цій моделі температура навколишнього середовища вважається постійною і дорівнює середній температурі навколишнього середовища кожного місяця.

4. Корисна потужність навантаження розраховується для кожного кроку часу за допомогою формули (28).
5. Якщо $(\Delta_L(t) \geq N_{DG,max} * W_{DG})$ дизельної та фотоелектричної генерації недостатньо для забезпечення навантаження. Усі блоки ДГ працюють із максимальним коефіцієнтом навантаження, а енергія, що не постачається, враховується. Перейдіть до кроку 9, інакше далі.
6. Якщо $(P_L(t) < \delta_{min} * W_{DG})$ дизель-генератор не може працювати при мінімальному коефіцієнті навантаження, тоді вимикається. Фотоелектричний інвертор вимикається, оскільки їм потрібен принаймні один блок ДГ для формування мережі. Тому вся вироблена фотоелектрична енергія витрачається даремно. Попит не може бути задоволений, і враховується загальна кількість енергії, що не постачається (ENS), час збою живлення (PFT) і втрачена фотоелектрична енергія (EW). Перейдіть до кроку 9, інакше далі.
7. Якщо $(\Delta_L(t) < \delta_{min} * W_{DG})$, один блок ДГ працює з мінімальним співвідношенням для забезпечення енергією навантаження, а фотоелектричне джерело забезпечує дефіцит енергії. Надлишок виробленої фотоелектричної енергії витрачається даремно (EW(t)). Перейдіть до кроку 9, інакше далі.
8. Блоки ДГ можуть забезпечити дефіцит енергії для забезпечення навантаження, що працює понад мінімальний коефіцієнт навантаження. Розраховується кількість необхідної установки ДГ і коефіцієнт її завантаження.

9. Витрата палива розраховується за формулою (27).
10. Збільшити крок за часом ($t = t + 1$)
11. Якщо $t \leq 8760$ і повернутися до кроку 3. Інакше Кінець.

1.3.3 Дизельно-PV система з акумуляторною системою

У цій структурі мережа може бути сформована або з дизельного агрегату, або з головного інвертора. Генерація дизельного палива необхідна лише тоді, коли енергія, вироблена фотоелектричним джерелом, і запас енергії в акумуляторній батареї нижчі за необхідне навантаження.

Наступні пункти підсумовують ключові характеристики стратегії диспетчеризації, яка використовується в цій роботі для моделювання PV-Дизель з акумуляторними системами зберігання.

- Система вважається зв'язаною за постійним струмом.
- Приймається стратегія слідування за навантаженням. Дизельні генератори використовуються лише для живлення навантаження, коли недостатньо енергії від фотоелектричного джерела та акумуляторної батареї. Тільки мінімально необхідний блок ДГ працює на кожному часовому етапі.
- Усі блоки ДГ повинні працювати при мінімальному коефіцієнті навантаження, визначеному в іншому випадку блок ДГ повинен вимкнутися.
- Усі агрегати ДГ мають однакову номінальну потужність і працюють у точці рівноваги з однаковим коефіцієнтом навантаження.
- Коли дизельна установка працює, фотоелектрична генерація надає пріоритет заряду акумуляторної батареї над навантаженням.
- Розглядаються лише навантаження змінного струму.
- Розглядається максимальна кількість одиниць ДГ.

Наведений нижче алгоритм описує стратегію диспетчеризації, яка використовується на моделі дизель-PV-батареї.

1. Для цього місця генерується погодинний річний профіль навантаження, освітлення та температури.
2. Вводиться кількість фотоелектричних модулів, кількість паралельно підключених батарей, максимальна кількість блоків ДГ та технічна інформація кожного елемента системи.
3. Максимальна енергія, яку батарея може забезпечити або зарядити на кроці часу, розраховується за допомогою рівняння:

$$E_{bat,max_d}(t) = \max [0, \min[E_{max}, (SOC(T) - SOC_{min})]] \quad (31)$$

$$E_{bat,max_c}(t) = \max [0, \min[E_{max}, (SOC_{max} - SOC(T))]] \quad (32)$$

Де E_{max} це максимальний потік енергії для заряджання або розряджання акумуляторної батареї (кВт·год), щоб уникнути перегріву, як правило, від 10% до 20% SOC_{max} . Рівень заряду акумуляторної батареї на етапі часу позначається як $SOC(T)$, виражений у кВт·год, і SOC_{max} та SOC_{min} є максимальним і мінімальним станом заряду батареї (кВт·год) відповідно. Максимальний і мінімальний SOC батареї розраховується за допомогою:

$$SOC_{max} = E_{bat,n} \quad (33)$$

$$SOC_{min} = E_{bat,n} * (1 - DOD_{max}) \quad (34)$$

Де $E_{bat,n}$ є номінальною ємністю акумуляторної батареї за заданої ємності, C_{rate} і DOD_{max} максимальна глибина розряду акумуляторної батареї, яка встановлюється як вхідна на початку проектування. DOD співвідноситься з кількістю повних циклів, які батарея здатна виконати протягом свого життєвого циклу.

4. Вихідна потужність PV для кроку часу t розраховується за допомогою формули (29).
5. Розраховується різниця ($\Delta_{L1}(t)$) між генерованою PV потужністю та необхідним навантаженням.
6. Якщо $\Delta_{L1}(t) \leq 0$ тоді фотоелектричне джерело може забезпечити навантаження.

6.1 Якщо різниця між генерованою фотоелектричною потужністю та необхідним навантаженням менша за максимальну кількість енергії, яку можна зарядити акумулятор надлишок генерованої PV потужності, якщо такий є, використовується для заряджання акумуляторної батареї, а SOC батареї оновлюється. Перейдіть до кроку 10.

6.2 В іншому випадку батарея заряджається, E_{bat,max_c} а надлишок фотоелектричної енергії, який не використовується для живлення навантаження та зарядки батареї, витрачається даремно. SOC акумуляторної батареї оновлено. Враховується витрачена енергія ($EW(t)$). Перейдіть до кроку 10.

7. Якщо $\Delta_{L1}(t) > 0$ фотоелектричного джерела недостатньо для живлення навантаження

7.1 Якщо $\Delta_{L1}(t) < E_{bat,max,d}(t) * \eta_{INV}$ розряд акумуляторної батареї, щоб компенсувати брак енергії. SOC батареї оновлено. Перейдіть до кроку 10.

7.2 В іншому випадку потрібна дизельна генерація.

8. Необхідна дизельна генерація. Фотоелектрична енергія використовується для зарядки акумуляторної батареї, а дизельна генерація використовується для живлення навантаження. Енергія, що

накопичується в акумуляторній батареї, і енергія, вироблена дизельним агрегатом, використовується для живлення навантаження вночі

8.1 Випадок 1: $P_L(t) < \delta_{min} * W_{DG}$ Оскільки блоки ДГ не можуть працювати при мінімальному коефіцієнті навантаження, усі блоки ДГ повинні вимкнутися. Генерована фотоелектрична енергія та енергія, доступна в акумуляторній батареї, використовуються для живлення навантаження, тоді як енергія, що не постачається (ENS), і час збою живлення (PTF) враховуються.

8.2 Випадок 2: $P_L(t) \geq \delta_{min} * W_{DG} \&\& P_{pv}(t) > 0$.Фотоелектрична енергія використовується для зарядки акумуляторної батареї. Дизель забезпечує навантаження.

8.2.1 Випадок 2.1: $P_{pv}(t) \geq E_{bat,max,c}(t)$. Акумуляторна батарея заряджається з максимальним коефіцієнтом, а надлишок енергії використовується для живлення навантаження дизельної генерації.

8.2.1.1 Випадок 2.1.1: $P_L(t) > (P_{pv}(t) - E_{bat}(t)) * \eta_{ing} - P_{DG}(t)$. Виробництва дизеля недостатньо для забезпечення навантаження, враховується недопоставлена енергія.

8.2.1.2 Випадок 2.1.2: $\delta(t) < \delta_{min}$. Якщо коефіцієнт навантаження блоку ДГ нижчий за мінімальний допустимий коефіцієнт навантаження, тоді лише один блок ДГ працює з мінімальним коефіцієнтом навантаження, а надлишок виробленої фотоелектричної енергії витрачається даремно.

8.2.2 **Випадок 2.2:** $P_{pv}(t) \leq E_{bat.max,c}(t)$. Вся фотоелектрична енергія використовується для зарядки акумуляторної батареї.

8.2.2.1 **Випадок 2.2:** $P_L(t) \leq P_{DG}(t)$ ДГ не вистачає для забезпечення навантаження, враховується недопоставлена енергія.

8.3 **Випадок 3:** $P_L(t) \geq \delta_{min} * W_{DG}$ & $P_{pv}(t) \leq 0$ Вночі для живлення навантаження використовується акумуляторна батарея та блоки ДГ.

8.3.1 **Випадок 3.1:** $P_L(t) - E_{bat.max,d}(t) * \eta_{inb} \geq \delta_{min} * W_{DG}$ Акумуляторна батарея розряджається з максимальною швидкістю, а блоки DG генерують енергію, що залишилася, необхідну для живлення навантаження.

8.3.1.1 **Випадок 3.1.1:** $P_L(t) \geq P_{DG} + E_{bat}(t) * \eta_{inb}$ Вироблення дизельного палива та енергії, що надається акумуляторною батареєю, недостатньо для живлення навантаження, енергія, що не постачається, враховується.

8.3.2 **Випадок 3.2:** $P_L(t) - E_{bat.max,d}(t) * \eta_{inb} < \delta_{min} * W_{DG}$ Всього один агрегат DG працює з мінімальним коефіцієнтом навантаження. Акумуляторна батарея забезпечує недостатню енергію для забезпечення навантаження.

9. Витрата палива розраховується за формулою (27).

10. Збільшити крок за часом ($t = t + 1$)

11. Якщо $t \leq 8760$ і повернутися до кроку 3. Інакше Кінець.

1.3.4 PV з резервним акумулятором

Ця система є підвипадком резервної системи дизельного фотоелектричного двигуна та акумуляторної батареї, коли кількість блоків ДГ дорівнює нулю. Навантаження забезпечується лише комбінацією енергії, виробленої фотоелектричними джерелами, та енергії від акумуляторної батареї.

Наступні пункти підсумовують ключові характеристики стратегії диспетчеризації, яка використовується в цій роботі для моделювання фотоелектричної системи з акумуляторними системами зберігання.

- Система вважається зв'язаною за постійним струмом.
- Розглядаються лише навантаження змінного струму.
- Фотоелектричне джерело може виробляти більше енергії, ніж вимагає система, надлишок енергії, вироблений фотоелектричним джерелом, використовується для зарядки акумулятора, інакше витрачається даремно. Враховується втрачена фотоелектрична енергія (EW).
- Коли система потребує більше енергії, ніж сума енергії, виробленої фотоелектричною системою, і максимальної кількості енергії, яку може забезпечити батарея, тоді навантаження не може бути повністю забезпечене. Враховується невідпущена енергія (ENS).

Наведений нижче алгоритм описує стратегію диспетчеризації, що використовується на моделі фотоелектричної батареї.

1. Для цього місця генерується погодинний річний профіль навантаження, освітлення та температури.
2. Вводиться кількість фотоелектричних модулів, кількість паралельно підключених батарей, максимальна кількість блоків ДГ та технічна інформація кожного елемента системи.

3. Максимальна енергія, яку батарея може забезпечити або зарядити на кроці часу, розраховується за допомогою формул (31) і (32).
4. Вихідна потужність PV для кроку часу t розраховується за допомогою формули (29).
5. Розраховується різниця ($\Delta_{L1}(t)$) між генерованою PV потужністю та необхідним навантаженням.
6. Якщо $\Delta_{L1}(t) \leq 0$ тоді фотоелектричне джерело може забезпечити навантаження.
 - 6.1 Якщо $|\Delta_{L1}(t)| \leq E_{bat,max,c}(t) * \eta_{INV}$ надлишок генерованої PV потужності, якщо такий є, використовується для заряджання акумуляторної батареї, а SOC батареї оновлюється. Перейдіть до кроку 10.
 - 6.2 В іншому випадку акумуляторна батарея заряджається, а надлишок фотоелектричної енергії, який не використовується для живлення навантаження та зарядки акумуляторної батареї, витрачається даремно. SOC акумуляторної батареї оновлено. Враховується витрачена енергія ($EW(t)$). Перейдіть до кроку 10.
7. Якщо $\Delta_{L1}(t) > 0$ тоді фотоелектричного джерела недостатньо для живлення навантаження.
 - 7.1 Якщо $\Delta_{L1}(t) < E_{bat,max,d}(t) * \eta_{INV}$ розряд акумуляторної батареї, щоб компенсувати брак енергії. SOC батареї оновлено. Перейдіть до кроку 10.
 - 7.2 В іншому випадку навантаження не може бути повністю забезпечене, і враховується енергія, що не постачається (ENS). Батарея розряджається на максимально можливу кількість, і SOC оновлюється.

8. Збільшити крок за часом ($t = t + 1$)
9. Якщо $t \leq 8760$ і повернутися до кроку 3. Інакше Кінець.

РОЗДІЛ 2 ОПТИМІЗАЦІЯ СТРУКТУРИ АВТОНОМНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ З ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРОМ

2.1 Розрахунок інсоляції в несприятливі періоди року. Обґрунтування використання ізотропної моделі дифузної радіації

2.1.1 Сонячні кути

При обчисленні сонячної радіації використовується *горизонтальна система координат*, в якій Земля розглядається нерухомою, а Сонце обертається навколо Землі в системі координат, прив'язаної до Землі. Положення Сонця щодо спостерігача, що знаходиться на Землі, можна характеризувати двома астрономічними кутами: *висотою підйому Сонця α* і *азимутом Сонця z* . Дано також визначення інших сонячних кутів.

Кут схилення (declination) δ - це кут між напрямком на Сонце і екваторіальній площині. Зміна кута схилення протягом року описується наближеною *формулою Купера*:

$$\delta = \delta_0 \sin \left[\frac{360}{365} (284 + N) \right], \text{ град} \quad (34)$$

де N - номер дня (починаючи з 1 січня), аргумент синуса береться в кутових градусах, а $\delta_0 = 23.45^\circ$ - максимальне схилення, рівне куту нахилу земної осі до екліптики (*екліптика* - площина обертання Землі навколо Сонця).

Величина δ додатна в літні місяці і від'ємна – у зимові. $\delta = 0$ в дні весняного і осіннього рівнодення, $\delta = \delta_0$ в день літнього сонцестояння і $\delta = -\delta_0$ в день зимового сонцестояння. Сонячне схилення в інженерних розрахунках можна розглядати як постійну величину протягом дня.

Справжній сонячний час TST (True Solar Time) визначається рухом Сонця по небосхилу і він відрізняється від того часу, який показують годинники. Очевидно він залежить від *місцевого стандартного часу LST (Local Standard Time)*, тобто часу, який відраховується від *стандартного меридіана SL (Standard Longitude)* – центра даної часової зони. Окрім того, спостерігач знаходиться на

своєму *локальному меридіані* (Local Longitude - LL). Внаслідок існування різниці (LL - SL) необхідно ввести поправку в поточний сонячний час, яка дорівнює $(LST - SL)/15$. Ділення на 15 відповідає тому, що Сонце за 1 годину зміщується на 15° довготи. Загальна формула для обчислення справжнього сонячного часу TST має вигляд:

$$TST = LST + \frac{(LL - SL)}{15} + \frac{ET}{60} - DS, \text{ год} \quad (35)$$

де введені ще дві поправки. Перша – це *корекція часу* ET (т.зв. рівняння часу – Equation of Time), яка обумовлена нерівномірністю швидкості обертання Землі навколо своєї осі. Вона змінюється на протязі року і не перевищує за модулем 15 хвилин. Друга поправка, DS, це поправка на літній час: 0 або 1 (з кінця березня по кінець жовтня). В подальшому в даній роботі корекцію часу ET можна не враховувати внаслідок її малості.

Часовий кут h - визначається на екваторіальній площині як кут між проекцією меридіана точки спостереження і проекцією напрямку центр Землі – центр Сонця. Часовий кут описує меридіональну позицію Сонця в даний момент часу, тому він виражається через справжній сонячний час TST як

$$h = (TST - 12) * 15, \text{ град} \quad (36)$$

Значення *h* додатне після півдня та від'ємне до півдня, тобто додатним вважається відлік цього кута в напрямку за годинниковою стрілкою. У місцевий сонячний полудень, коли $TST = 12$ (кульмінація) часовий кут дорівнює нулю, та щогодини зростає на $360/24 = 15^\circ$.

Висота Сонця α – кут між сонячними променями в точку спостереження і горизонтальною площиною.

Зенітний кут Φ – кут між сонячним промінням і нормаллю до горизонтальної площині. Кути Φ і α доповнюють один одного:

$$\Phi + \alpha = \frac{\pi}{2} \quad (37)$$

Ці кути можна обчислити, використовуючи наступну формулу:

$$\cos \Phi = \sin \alpha = \sin L \sin \delta + \cos L \cos \delta \cos h \quad (38)$$

де L – локальна широта, яка визначається як кут між лінією з центру Землі в точку спостереження та екваторіальній площині. Рівняння (38) описує рух Сонця по небосхилу.

Сонячний азимутальний кут z (рисунки 2.2.2) – кут між проекцією сонячних променів на горизонтальну площину і напрямком на південь. Цей кут пов'язаний з рештою сонячних кутів співвідношеннями:

$$\cos z = \frac{\sin \alpha \sin L - \sin \delta}{\cos \alpha \cos L} \quad (39)$$

$$\sin z = \frac{\cos \delta \sin h}{\cos \alpha} \quad (40)$$

Знак z співпадає зі знаком годинного кута h . Обидві формули (40) необхідні для коректного визначення квадранту азимуту у програмних обчисленнях. При цьому можна користуватись наступними умовами:

1. Якщо $\cos z > 0$, покласти $z = \arcsin z$.
2. Якщо $\cos z < 0$, то $z = 180^\circ - \arcsin z$ у випадку $\sin z > 0$, або $z = -180^\circ - \arcsin z$ у випадку $\sin z < 0$.

У сонячний полудень Сонце за визначенням знаходиться точно на меридіані, через який проходить вісь північ-південь, і отже, сонячний азимут дорівнює 0° . Висота Сонця опівдні дорівнює

$$\alpha_{max} = \frac{\pi}{2} - L + \delta \quad (41)$$

Час сходу і час заходу наступають, коли кут підйому $\alpha = 0$. З формули (39) знаходимо, що годинниковий час, який відповідає цим подіям

$$\cos h_s = -\operatorname{tg} L \operatorname{tg} \delta \quad (42)$$

де h_s береться додатним на заході і від'ємним на сході. Якщо ці часи виразити у годинах, то для них отримаємо:

$$h_s = \pm \frac{1}{15} \arccos(-\operatorname{tg} L \operatorname{tg} \delta) \quad (43)$$

де значення \arccos береться в градусах. Для більш північних широт в деякі періоди року добуток $\operatorname{tg} L \operatorname{tg} \delta$ може виявитися по абсолютній величині більше 1. Це означає, що в ці періоди у розглянутій точці буде або полярна ніч ($-\operatorname{tg} L \operatorname{tg} \delta > 1$) або полярний день ($-\operatorname{tg} L \operatorname{tg} \delta < -1$). Для визначення границь цих періодів можна також використовувати (8), прирівнюючи $\operatorname{tg} L \operatorname{tg} \delta = \pm 1$, що відповідає $h_s = 0^\circ$ або $h_s = 180^\circ$. Тривалість світлового дня дорівнює $2|h_s|$.

2.1.2 Формули розрахунку інсоляції

Повна сонячна радіація на поверхні, перпендикулярній сонячним променям, дорівнює сумі нормальних компонент радіації: прямої I_{Bn} , дифузної I_{Dn} і відбитої I_{Rn} :

$$I_n = I_{Bn} + I_{Dn} + I_{Rn} \quad (44)$$

Потік прямої сонячної радіації на похилу поверхню записується у вигляді

$$I_{Bt} = I_{Bn} \cos \theta \quad (45)$$

де θ – кут падіння, який дорівнює куту між сонячним променем і нормаллю поверхні та дається формулою

$$\cos \theta = \cos \beta \sin \alpha + \sin \beta \cos \alpha \cos(z - z_s) \quad (46)$$

де β – кут нахилу площадки до горизонтальної площини, α – висота сонця, z – азимут сонця, z_s – азимут проекції нормалі до площадки на горизонтальну площину. Азимути відраховуються від площини меридіана. Висота і азимут сонця визначаються наведеними вище формулами (38) і (39).

У цій роботі інсоляцію на протязі кожного дня треба розраховувати на основі довідкових метеоданих для горизонтальних погодинних компонент інсоляції у заданій місцевості. Щодобова інсоляція $W_{tot}(n)$, яка визначає енергію генерації $E_{PV}(n)$ за день n , розраховується як сума погодинних середніх значень інтенсивності радіації:

$$W_{tot}(n) = \Delta h \sum_i I(n, i) \quad (47)$$

де Δh – інтервал у годинах між сусідніми відліками (вимірюваннями), $I(n, i)$ – середнє значення радіації для i -го відліку n -го дня. Якщо інсоляцію вимірювати у кВт·год, то годинна інсоляція буде дорівнювати інтенсивності радіації у кВт.

Якщо у якості $I(n, i)$ в формулі (A12) розглядається радіація $I_t(n, i)$ на похилу поверхню, то інсоляція $W_{tot}(n)$ також відноситься до похилої поверхні. Відзначимо, що інтенсивності прямої та дифузної радіації I_{Bt}, I_{Dt} на похилої поверхні виражаються через відповідні компоненти горизонтальної радіації I_B, I_D як

$$I_{Bt} = R_B I_B, I_{Dt} = R_D I_D \quad (48)$$

де R_B, R_D – коефіцієнти транспозиції:

$$R_B = \frac{\cos \theta}{\cos \Phi}, R_D = \frac{1}{2}(1 + \cos \beta) \quad (49)$$

Як показують експериментальні дослідження в різних кліматичних зонах, оптимальний кут нахилу менше широти місцевості L на 10° – 20° .

Наприклад, у Німеччині для широти $L = 48^\circ$ оптимальним є кут $\beta = 30^\circ$. У північних широтах потрібно збільшувати кут нахилу, але потрібно пам'ятати, що зі збільшенням β зменшується дифузна компонента радіації, а вона істотна саме в похмурі дні, які переважають на півночі. При обчисленні суми погодинних значень радіації (47) треба розраховувати кут падіння φ за формулою (48) у відповідну годину.

Інтенсивність випромінювання I_{Rt} , яке відбивається від ландшафту та падає на похилу поверхню, обчислюється як

$$I_{Rt} = \frac{1}{2}(1 - \cos \beta) \rho_g (I_B + I_D) \quad (50)$$

де ρ_g – коефіцієнт відбиття, який приймає значення $\rho_g = 0.1 \div 0.7$ в залежності від природи відбиваючих об'єктів та календарного сезону.

Повна радіація на похилій поверхні дорівнює

$$I_t = I_{Bt} + I_{Dt} + I_{Rt} \quad (51)$$

де I_{Bt}, I_{Dt}, I_{Rt} подаються формулами (48), (50). Наведені вище формули для дифузної та відбитої радіації на похилої поверхні відносяться до відомої ізотропної моделі сонячної радіації.

2.2 Модель резервної автономної ФЕС для енергозабезпечення в умовах нерегулярних провалів напруги в електромережі.

Основною вимогою при проектуванні АФЕС є наявність достатньої площі для розміщення фотомодулів, які забезпечують в умовах нормальної інсоляції як безпосередньо електричне навантаження споживача, так і підзарядку акумуляторних батарей.

2.2.1 Компоненти АФЕС

АФЕС має в своєму складі наступні основні компоненти (рисунок 2.3.1):

- *фотоелектричні модулі (ФМ)*, сукупність яких утворює фотоелектричний (ФЕ) генератор;
- *регулятор заряду-розряду*, який служить для запобігання як надлишкової підзарядки ФЕ-генератором і повної розрядки акумуляторних батарей в процесі роботи АФЕС, а також для забезпечення режиму МРРТ для масиву фотомодулів;
- *інвертор*, що перетворює енергію постійного струму від фотомодулів в енергію змінного струму для живлення устаткування споживача;
- *система енергозбереження (СЕ)*, що складається з ряду акумуляторних батарей (АБ), ємність яких забезпечує необхідний рівень надійності електропостачання користувача.

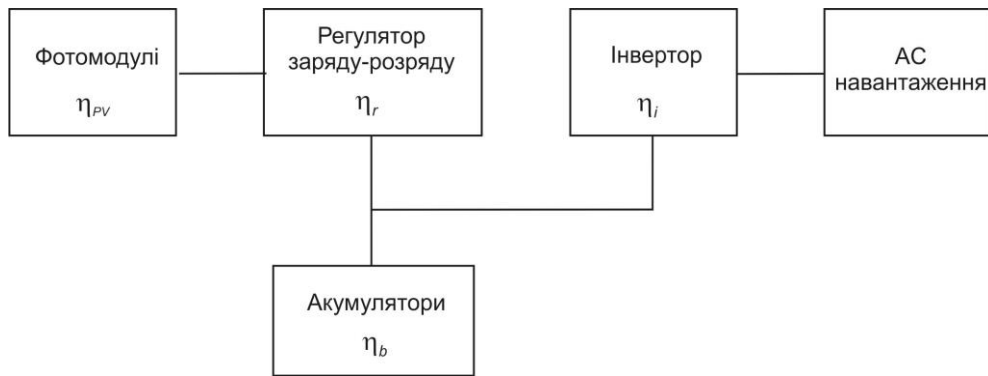


Рисунок 2.2.1 Компоненти автономної ФЕС (у прямокутниках вказані ККД компонентів)

2.2.2 Режими роботи АФЕС

В процесі експлуатації автономної фотоелектричної системи можливі наступні режими роботи залежно від наявності або відсутності фотогенерації і співвідношення рівнів генерації, споживання та стану заряду АБ:

1. У світлий час доби, коли потужність, що генерується, перевершує потужність навантаження, і частина енергії витрачається на заряд СЕ (режим "Зарядження")
2. Якщо генерується потужність перевершує навантаження і батареї СЕ повністю заряджені, контролер заряду відключає батарею (режим "Насичення").
3. У світлий час, коли генерація не велика і недостатня для покриття навантаження, інвертор споживає потужність як від ФМ, так і від СЕ (режим "Розрядження").
4. У темний час доби, а також в несприятливі дні (як правило, це зимові похмурі дні) електроенергія потрапляє в інвертор від СЕ. Якщо при цьому батареї розряджаються до допустимої глибини розряду, відбувається відключення навантаження (режим "Відключення").

Введемо наступні позначення для компонент енергії:

E_{PV} – енергія, що надходить від фотомодулів в регулятор;

E_b^{out} – частина енергії заряду СЕ, яка поступає з терміналу СЕ (з клем акумуляторів) до інвертору;

E_b^{in} – енергія заряду, яка поступає на термінал СЕ від регулятора;

E_{AC} – енергія, що надходить в навантаження.

Зазначені компоненти енергії є випадковими величинами, які залежать від рівня радіації, що має нерегулярний характер, від температури ФМ, від потужності навантаження і від ряду інших параметрів. Тому будемо вважати вказані вище компоненти енергії середніми значеннями, які залежать від номера дня n в році та часового інтервалу T_i . Наприклад, $E_{PV}(n, T_i)$ – це середня енергія генерації, яка відповідає середньому значенню інсоляції в день n за i -й інтервал часу в даній місцевості. Вона може бути отримана з результатів радіаційних вимірювань за тривалий період часу (5 і більше років).

2.2.3 Основні формули для розрахунку АФЕС

Існує безліч методів розрахунку автономних ФЕС. В основі нескладного розрахунку, який треба виконати у даній роботі, лежить рівняння балансу електричної енергії і критерій надійної роботи станції. Розрахунок АФЕС складається з трьох етапів:

1. **Етап 1.** На основі довідникових даних із сонячної радіації для даної місцевості розрахувати погодинний профіль інсоляції на приймальну поверхню фотомодулів. Інтерполювати цей профіль на більш дрібну часову сітку.
2. **Етап 2.** Виходячи з погодинних рівнів споживання і генерації електроенергії в найбільш несприятливий день року, обчислити сумарну потужність фотомодулів, які треба встановити на АФЕС, та відповідну ємність акумуляторної системи.

3. **Етап 3.** Використовуючи результати етапу 2, розрахувати параметри обладнання АФЕС і кількісний склад масивів фотомодулів і акумуляторних батарей.

Перелічені етапи розрахунку складають суть задачі пошуку оптимального складу АФЕС, яка в технічній і науковій літературі називається “Sizing of PV plant” (визначення розмірів ФЕС). Розглянемо енергетичні співвідношення, що описують роботу станції в різних режимах.

2.2.4 Енергетичні рівняння роботи АФЕС

Об’єм генерації електроенергії автономною фотоелектричною системою залежить як від сезону (номера дня), так і від часу дня. Невідповідність нерегулярного рівня генерації рівню споживання енергії компенсується акумуляторною системою. Тобто щоденне навантаження забезпечується фотогенерацією та/або енергією від СЕ.

Розрахунок складу обладнання АФЕС в даній роботі базується на рівнянні балансу енергії системи в найбільш несприятливий день року (з точки зору генерації). Згідно з багаторічними метеоданими найменша сонячна радіація в Україні спостерігається в грудні місяці. Тому можемо обрати «середній» день цього місяця і скласти для нього рівняння балансу енергії. Оскільки в АФЕС потоки потужності між основними компонентами станції розподіляються регулятором заряду-розряду, складемо рівняння добового балансу на терміналі СЕ (клемах акумуляторів):

$$\Delta E_{bat}(n) \equiv E_{bat}^{in}(n) - E_{bat}^{out}(n) = \eta_r E_{PV}(n) - \frac{1}{\eta_i} E_{AC}(n) \quad (51)$$

де в лівій частині рівняння – прирощення енергії СЕ $\Delta E_{bat}(n)$ за добу n , а в правій частині – різниця між енергією від фотомодулів $\eta_r E_{PV}(n)$, яка надійшла до СЕ через регулятор, і енергією змінного струму навантаження $E_{AC}(n)$, яка була спрямована через інвертор; η_r и η_i – ККД регулятора і інвертора

відповідно. Якщо вважати, що заряд в СЕ на кінець доби має дорівнювати заряду на початку доби, то

$$\Delta E_{bat}(n) = 0 \quad (52)$$

Кожний член в рівняннях (51), (52) є сумою погодинних значень:

$$\Delta E_{bat}(n) = \sum_i \Delta E_{bat}(n, T_i) \quad (53a)$$

$$E_{PV}(n) = \sum_i E_{PV}(n, T_i) \quad (53б)$$

$$E_{AC}(n) = \sum_i E_{AC}(n, T_i) \quad (53в)$$

Заряд СЕ $Q(n, T_i)$ у кожний часу повинен бути у межах $Q_{min} \leq Q(n, T_i) \leq Q_{max}$, де у якості Q_{max} може бути сумарна номінальна ємність батарей СЕ, а Q_{min} – мінімально припустимий заряд в СЕ:

$$Q_{min} = (1 - DoD) \cdot Q_{max} \quad (54)$$

де DoD (Degree of Discharge) – припустима глибина розряду акумуляторів. Процесу заряджання СЕ відповідають співвідношення

$$E_{bat}^{in}(n, T_i) > 0, E_{bat}^{out}(n, T_i) = 0, Q(n, T_i) < Q_{max}, \quad (55)$$

а розряджання – співвідношення

$$E_{bat}^{out}(n, T_i) > 0, E_{bat}^{in}(n, T_i) = 0, Q(n) > Q_{min}, \quad (56)$$

Насиченню акумуляторів відповідає умова

$$Q(n, T_i) \approx Q_{max}, \quad (57)$$

а відключенню навантаження від фотоелектричної системи – умова

$$Q(n, T_i) \approx Q_{min}, \quad (58)$$

Електрична енергія, яка поступає до СЕ, перетворюється з певним ККД η_{bat} в енергію заряду і навпаки, енергія заряду перетворюється при розряданні в електричну енергію (вважаємо також з ККД η_{bat}). Зміна енергії заряду за проміжок часу T_i $\Delta E_Q(n)$ виражається як

$$\Delta E_Q(n, T_i) = \eta_{bat} \Delta E_{bat}(n, T_i) - k_{sd} E_Q(n, T_{i-1}), \quad (59)$$

де k_{sd} – коефіцієнт саморозряду батареї, $E_Q(n, T_{i-1})$ – енергія заряду СЕ в попередній проміжок часу T_{i-1} . В розрахунку доданок $k_{sd} E_Q(n, T_{i-1})$ в (9) з достатньою точністю можна замінити на $k_{sd} E_{Qn}$, де E_{Qn} – енергія заряду, яка відповідає номінальній ємності СЕ.

Тут і надалі вважаємо, що виконується звичайне співвідношення між енергією і зарядом

$$Q(n) = \frac{E_Q(n)}{V_b} \quad (60)$$

де V_b – номінальна напруга акумуляторної системи. Однак це співвідношення є наближеним, оскільки в знаменнику має стояти фактична напруга, яка відрізняється від номінальної.

Фактор стану заряду акумуляторів SoC (State of Charge) виражається як

$$SoC = \frac{Q(n)}{Q_{bm}} \quad (61)$$

де Q_{bm} – номінальна ємність СЕ, яку можна у даному розрахунку вважати рівною Q_{max} .

Енергія генерації $E_{PV}(n, T_i)$ визначається насамперед інсоляція $I_{tot}(n, T_i)$, що надходить на 1 м^2 площі в n -й день за проміжок часу T_i . Ці дві величини пов'язані рівнянням:

$$E_{PV}(n, T_i) = \eta_{PV} I_{tot}(n, T_i) S \quad (62)$$

де S – сумарна площа панелей ФМ, η_{PV} – ККД фотомодулів. Інсоляція $I_{tot}(n, T_i)$ розраховується для одиниці площі приймальної поверхні рядів фотомодулів, які вважаємо однаково орієнтованими за азимутом z_d і нахиленими під кутом β . Останній в даній роботі слід покласти рівним $\beta \approx \varphi - 10^\circ$, де φ - широта місця розташування станції.

Для обчислення добового балансу треба розрахувати щодобову інсоляцію $I_{tilted}(n)$ на нахилену (tilted) поверхню. Остання виражається в одиницях кВт·год, і тому її зручно записувати через *число годин пікового сонця* $PSH(n)$ (Peak Solar Hours), тобто число годин з інтенсивністю радіації 1 кВт/м^2 , протягом яких набирається така ж енергія сонячного випромінювання, що і за добу

$$I_{tilted}(n) = \sum_i I_{tilted}(n, T_i) = PSH(n) \cdot 1 \text{ кВт} \quad (63)$$

Тоді для енергії фотогенерації $E_{PV}(n)$ маємо

$$E_{PV}(n) = \eta_{PV} S \cdot PSH(n) \cdot 1 \text{ кВт} = P_{inst} \cdot PSH(n) \quad (64)$$

З останнього рівняння слідує, що профіль $E_{PV}(n)$ з точністю до постійного множника повторює криву $PSH(n)$, яку можна отримати з метеоданих або шляхом розрахунку. Із (13) визначаємо потужність АФЕС у даній схемі розрахунку енергопостачання в найбільш несприятливий день, яке оцінюється як

$$P_{inst} = \frac{E_{PV}(n)}{PSH(n)} \quad (65)$$

За допомогою ланцюжка формул (62) – (65) розраховується добовий баланс енергії (52) – (53), а потім оцінюються необхідна сумарна потужність ФМ P_{inst} і загальна ємність акумуляторів.

2.2.5 Визначення кількості акумуляторів і фотомодулів

Після визначення установчої потужності АФЕС та ємності енергозберігаючої системи (етап 2) треба розрахувати параметри обладнання АФЕС і кількісний склад масивів фотомодулів і акумуляторних батарей.

Установча потужність P_{inst} складається з потужності окремих ФМ. Нехай $P_{PV,0}$ – номінальна потужність одного ФМ, а N_{PV} – їх кількість, тоді

$$P_{inst} = P_{PV,0} N_{PV} \quad (66)$$

$P_{PV,0}$ представляє електричну потужність, що генерується при стандартних тестових умовах (Standard Testing Conditions, STC). Ці умови означають інтенсивність сонячної радіації 1000 Вт/м² і температуру модулів 25°C. Кількість необхідних фотомодулів визначається як

$$N_{PV} = \frac{P_{inst}}{P_{PV,0}} \quad (67)$$

Результат ділення тут округлюється до найближчого більшого цілого числа. Формули (15 а,б) відносяться до фотомодулів, що працюють у режимі відстеження точки максимальної потужності (Maximum Power Point Tracking, MPPT). Якщо такий режим не передбачений, то замість $P_{PV,0}$ в цих формулах слід використовувати якусь ефективну потужність $P_{PV,eff}$ модулів, яка менше $P_{PV,0}$.

Модулі з'єднуються між собою послідовно в секції (strings– ряди), щоб підвищити постійну напругу U_{DC} та зменшити омічні втрати. Секції в свою чергу з'єднуються паралельно в масиви (arrays) для збільшення генерованого струму. Масив підключається до контролеру заряду (можливо в складі інвертора). Кількість секцій $N_{PV,par}$, кількість послідовно з'єднаних модулів в секції $N_{PV,ser}$ обираються таким чином, щоб їх добуток забезпечував необхідне загальне число модулів N_{PV} , яке визначається установчою потужністю:

$$N_{PV,par}N_{PV,ser} \geq N_{PV} \quad (68)$$

При визначенні $N_{PV,ser}$ і $N_{PV,par}$ враховуються вхідні напруги та струмові характеристики контролера (інвертора), напруги робочої точки (MPP) фотомодулів, робочі напруги АБ. Мінімальне число модулів в секції $N_{PV,ser,min}$ визначається вимогою, щоб контролер продовжував працювати у діапазоні МРРТ при низьких рівнях радіації або високих температурах. Максимальне число паралельно з'єднаних секцій $N_{PV,par,max}$ у масиві визначається максимально припустимим струмом контролера.

Крім номінальної потужності, критеріями вибору ФМ можуть бути, наприклад, число обвідних діодів, мінімальна вартість 1 вата пікової потужності та ін. Можуть враховуватися репутація постачальника обладнання та сервіс, який він надає.

При визначенні з'єднань акумуляторів в СЕ враховуємо, що послідовне з'єднання АБ підвищує напругу, а паралельне – ємність акумуляторної системи. Число паралельно включених акумуляторів дорівнює(округляючи до найближчого цілого)

$$N_{b,par} = \frac{Q_{max}}{Q_0} N_{PV,par}N_{PV,ser} \geq N_{PV} \quad (69)$$

де Q_0 – номінальна ємність одного акумулятора. Число послідовно включених акумуляторів, отримаємо як (округляючи до найближчого цілого)

$$N_{b,ser} = \frac{V_{DC,inv}}{V_{bat}} \quad (70)$$

де $V_{DC,inv}$ – номінальна напруга інвертора на боці постійного струму. Загальна кількість акумуляторів дорівнює

$$N_{bat} = N_{bat,par} N_{bat,ser} \quad (71)$$

2.2.6 Розрахунок компонентів АФЕС

2.2.6.1 Визначення навантаження

Важливим етапом є визначення *навантаження*, тобто щодобових потреб в електроенергії, що пред'являються з боку навантажень локального споживача на протязі робочого періоду.

Потрібно для об'єкта, що розраховується, скласти таблицю наявного електрообладнання, в якій визначити сумарну щодобову енергію навантажень. Отримане значення слід помножити на коефіцієнт 1.2, щоб врахувати можливе перевищення енергоспоживання:

$$E_{AC} \rightarrow 1.2E_{AC}, \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (72)$$

2.2.6.2 Вибір регулятора та інвертора

Основна функція регулятора заряду-розряду, який називається також контролером заряду, – запобігання надходження надлишкового заряду в АБ в періоди, коли сонячна радіація велика, і запобігання глибокого розряду, коли надходження енергії від ФМ мало. Найпростіші контролери просто відключають фотомодулі при досягненні граничної напруги на акумуляторі (приблизно 14,4 В для АБ з номінальною напругою 12В). Якщо напруга на АБ знижується, знову підключаються ФМ, і процес заряджання поновлюється. Заряд батареї

при цьому далекий від максимально досяжного рівня. Внаслідок чого має місце регулярний недобір заряду, відбувається сульфатація пластин і скорочується термін служби АБ. Тому в контролерах заряду як правило застосовується технологія, заснована на *широко-імпульсній модуляції* (Pulse-Width Modulation, PWM), яка дозволяє регулювати зарядний струм. На завершальній стадії заряджання, коли напруга на акумуляторі досягає певного значення, зарядний струм знижується, що запобігає перегріву і закипанню електроліту. Однак процес заряджання триває для досягнення максимальної енергії, запасеної в АБ.

Із сучасних моделей регуляторів найбільш поширені регулятори з функцією MPPT, які забезпечують також необхідну напругу заряду навіть при низьких рівнях сонячної радіації. Наявність цієї функції дозволяє отримати істотну надбавку до середньої енергії, що генерується за рік. Більш досконалі моделі мають функцію температурної компенсації, яка полягає в управлінні напругою зарядки в залежності від температури АБ. Коли температура акумулятора низька, напруга заряду підвищується, а коли висока – знижується. Коефіцієнт температурної компенсації для свинцево-кислотних АБ приблизно дорівнює $\sim 5 \text{ мВ}/^\circ\text{C}$ (нульова компенсація при $T = 25^\circ\text{C}$).

Основними параметрами, за якими підбирається контролер, є номінальна напруга і струм заряду. Для підвищення надійності номінальний зарядний струм $I_{0,reg}$ повинен на 25% перевищувати максимальний струм:

$$I_{0,reg} \geq 1.25I_{PV,SC} \quad (73)$$

де $I_{PV,SC}$ – струм короткого замикання (Short Circuit) набору модулів, підключених до контролеру. Також повинен бути запас по номінальній напрузі:

$$V_{0,reg} \geq 1.2V_{PV,OC} \quad (74)$$

де $V_{PV,OC}$ – напруга холостого ходу (Open Circuit) набору ФМ. Наприклад, у випадку одного фотомодуля з параметрами 30В/8А потрібен контролер з номінальними значеннями напруги і струму 36В і 10А відповідно. Якщо

фотоелектрична система буде надалі нарощуватися, то слід вибрати контролер з більш високим зарядним струмом, який буде відповідати майбутньої конфігурації ФЕС.

Більшість сучасних PWM- і MPPT-контролерів мають функцію зниження напруги: з більш високої напруги (порядку напруги холостого ходу системи ФМ) до низької напруги АБ. Однак величина можливого зниження обмежена, і щоб уникнути пошкодження контролера максимум його вхідної напруги не повинен перевищувати передбаченого документацією максимального значення $V_{reg,max}$. Наприклад, у сучасних контролерів, призначених для роботи з 12-вольтової акумуляторної системою, $V_{reg,max}$ може бути порядку 100 В, а у контролерів для 48-вольтової АБ максимальна вхідна напруга може бути 190 В і більше.

З вимоги обмеження за $V_{reg,max}$ повинні підбиратися тип фотомодулів та схема їх з'єднання між собою перед підключенням до контролера. Очевидно, з урахуванням умови повинно бути

$$V_{PV,oc} \leq V_{reg,max} / 1.2 \quad (75)$$

Що стосується автономного інвертора, то необхідно ретельно підбирати його потужність, щоб задовольнити стаціонарний рівень споживання енергії. Справа в тому, що автономні інвертори автоматично відключаються при перевищенні навантаження, щоб уникнути перегріву пристрою.

У складі автономної ФЕС може бути від одного до декількох інверторів (зазвичай один інвертор обслуговує один ряд послідовно з'єднаних ФМ). Інвертори повинні мати таку ж номінальну напругу, що і напруга акумуляторної батареї. Сумарну номінальну потужність інверторів $P_{\Sigma,inv}$ обираємо як

$$P_{\Sigma,inv} \approx 1.25 \cdot P_{load} \quad (75)$$

що враховує можливе миттєве перевищення навантаження.

Якщо всі інвертори N_{inv} з сумарною потужністю $P_{\Sigma,inv}$ працюють в однакових умовах і до них підключені однакове число фотомодулів, необхідна номінальна потужність одного інвертора $P_{0,inv}$ обчислюється як частка від ділення (з округленням у більшу сторону)

$$P_{0,inv} = \frac{P_{\Sigma,inv}}{N_{inv}} \quad (76)$$

Якщо інвертор автономної ФЕС живить активно-індуктивне навантаження – двигун, насос або компресор, – потужність інвертора повинна перевищувати (приблизно в 3 рази) номінальну потужність такого навантаження. Крім того, інвертор повинен бути оснащений додатковою ємністю для компенсації імпульсного струму в перші секунди запуску.

2.2.6.3 Струмові характеристики і конфігурація АФЕС

Виходячи з числа інверторів, їх сумарної потужності $P_{\Sigma,inv}$ і номінальної напругі системи V_{AC} , знаходимо пікове значення струму в кабелях на стороні змінної напруги (АС-сторона):

$$I_{peak} = \frac{P_{0,inv}}{V_{AC}} \quad (77)$$

- у разі однофазних інверторів і

$$I_{peak} = \frac{P_{0,inv}^{nom}}{\sqrt{3}V_{AC,ph}} \quad (78)$$

- у разі трифазних інверторів ($V_{AC,ph}$ - фазне значення напруги).

З метою безпечних комутацій в автономних ФЕС рекомендується, щоб струм не перевищував або був близьким до 100А. При таких рівнях струму можливе використання стандартних кабелів і комутаційного обладнання. При $V_{AC} = 220\text{В}$ це означає, що потужність в розрахунку на одну фазу не повинна перевищувати

22 кВт.

Обмеження по потужності є більш суворим на стороні постійної напруги (DC-сторона). Для ФЕС потужністю до 1 кВт можна використовувати DC

систему з $V_{DC} = 12$ В (струм менш $1000/12 \approx 83$ А). Але для станції 5 кВт вже будуть потрібні послідовно включені акумулятори з результуючою напругою 48В та інвертори з відповідним вхідним номінальним $V_{DC}^{inv} \geq 48$ В.

Станції потужністю більше 5 кВт повинні працювати на акумуляторне навантаження с $V_{DC} = 120$ В або має бути розподіл системи ФМ на кілька паралельно з'єднаних між собою рядів, а кожний ряд повинен мати свій інвертор.

2.2.6.4 Кабельна система і з'єднання

Визначення типу і перерізу кабелів є дуже важливим аспектом при конструюванні ФЕС. Кабельна система складається з модульних, секційних, магістральних і живильних кабелів.

Модульні кабелі (Modulecables) забезпечують послідовне з'єднання фотомодулів в секції. Вони являють собою одножильні дроти в подвійній ізоляційній оболонці, що знижує ризик коротких замикань. Ізоляція проводів повинна мати необхідні діелектричні властивості та бути стійкою до підвищених температур. Наприклад, якщо температура навколишнього повітря 35°C , то температура струмопровідних жил в умовах інтенсивної сонячної радіації може досягати $70 - 80^{\circ}\text{C}$. Таке підвищення температури може призводити до погіршення діелектричних властивостей ізоляції, а також до зростання опору мідного проводу на $10 - 15\%$ відносно опору при 20°C .

З'єднувальні проводи від різних модулів зазвичай збираються в джгути, які можуть підвішуватися до арматури модулів. Не рекомендується створювати товсті джгути з великого числа проводів, тому це погіршує тепловідвід і відповідно призводить до зростання електричних втрат.

Модульні проводи повинні розраховуватися на струми, не менші $1.25 \cdot I_{PV,SC}$ ($I_{PV,SC}$ – струм короткого замикання ФМ при STC), та на напруги, не менші $1.15 \cdot V_{PV,OC}$ ($V_{PV,OC}$ – напруга холостого ходу при STC). Цім умовам задовольняють проводи з поперечним перерізом не менше 2.5 мм^2 .

Секційний кабель (String cable) забезпечує підведення струму від секції до *коробці з'єднань* (Junction box), в якій сходяться кабелі від паралельно з'єднаних секцій. Наявність коробок з'єднань зводить до мінімуму ризик коротких замикань на землю. Коробки з'єднань повинні мати клеми досить високої якості, щоб запобігти електричні втрати і перегрів. Кожна секція повинна бути захищена від зворотного струму швидкодіючим *запобіжником* (рисунок 2.3.3). Секційні запобіжники зазвичай об'єднуються в клемні блоки, які розміщуються в коробках з'єднань. Кожна секція може забезпечуватися *роз'єднувачами* на позитивному та негативному проводах. Роз'єднувач дозволяє вручну відключати секцію в разі її несправності або ремонтно-монтажних робіт.

Параметри секційного кабелю, який є одножильним, визначаються з урахуванням числа модулів в секції $N_{PV,ser}$ і числа секцій в масиві $N_{PV,par}$. Число $N_{PV,ser}$ визначає напругу, при якій працюють секційні кабелі, а число $N_{PV,par}$ використовується для обчислення максимального зворотного струму, який може протікати через секцію в разі пошкодження та відсутності запобіжника в секції. До речі, за відсутності секційних запобіжників секційні кабелі повинні розраховуватися на струм $1.25 \cdot (N_{PV,par} - 1) I_{PV,SC}$.

Загальний струм від паралельно з'єднаних секцій, тобто струм масиву модулів, направляється з коробки з'єднань в *магістральний кабель* (Main cable), що йде до контролера. Магістральні кабелі повинні розраховуватися на струми, не менші $1.25 \cdot N_{PV,par} I_{PV,SC}$ (вимога до струмопровідних жил), і на напруги, не менші $1.15 \cdot N_{PV,ser} V_{PV,OC}$ (вимога до ізоляції).

Секційні запобіжники не можуть забезпечити надійного відключення секції при виникненні її пошкодження. Причиною цього є те, що фотомодулі є джерелами з обмеженим струмом генерації: струм короткого замикання в ланцюзі секції лише ненабагато перевищує номінальний робочий струм. Тому в ланцюг магістрального кабелю, між масивом модулів і контролером

заряду (інвертором), встановлюється автоматичний DC *вимикач*. Вимикачі встановлюються також в ланцюгах АБ– контролер і АБ– інвертор.

Відстань між комплектом акумуляторів та інвертором має бути мінімальною для запобігання великих втрат за постійним струмом.

Вихідний АС термінал інвертора через *живильний кабель* (Supply cable) змінного струму з'єднується з електричною мережею споживача.

Важливою вимогою безпеки фотоелектричної системи є наявність *заземлення* (рисунок 2.3.3). У тих місцях, де система схильна до ударів блискавки, повинний бути передбачений блискавкозахист, і всі відкриті металеві конструкції повинні бути підключені до заземлення.

Кабелі ФЕС повинні задовольняти необхідним умовам роботи при підвищених температурах, при будь-якій погоді та інтенсивної сонячної радіації, особливо в ультрафіолетовій області. Доцільно використовувати спеціально розроблені марки кабелів для фотоелектричних станцій – т.зв. «сонячні» кабелі.

Секційні і магістральні кабелі є кабелями постійного струму і тому від їхнього вибору залежить рівень електричних втрат та безпека роботи всієї станції. Втрати визначаються падінням напруги між фотомодулями і інвертором. Згідно більшості стандартів фотоенергетики, прийнятим в різних країнах, загальне падіння напруги не повинно перевищувати 3%. При оптимальному виборі перерізів кабелів вдається знизити втрати по напрузі до 1% і менше. Втрата напруги в одножильному DC кабелі довжиною L обчислюється як:

$$\Delta V_{DC} = IR_0L \quad (79)$$

де I – пропускається струм, R_0 – опір одиниці довжини струмопровідної жили. Відповідна потужність втрат дорівнює

$$P_{DC,loss} = I\Delta V_{DC} \quad (80)$$

Значення R_0 обчислюється через питомий об'ємний опір ρ як

$$R_0 = \frac{\rho}{s}, \text{ Ом/м} \quad (81)$$

s – переріз дроту. Для міді при $T = 20^\circ\text{C}$ питомий опір $\rho = 0.017 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$. Часто при розрахунках кабельних ліній ФЕС використовують значення $\rho = 0.022 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$ для підвищеної температури $T = 75^\circ\text{C}$.

2.2.7 Загальний алгоритм розрахунку АФЕС

Дефіцит електроенергії, який має покривати АФЕС, визначається різницею між добовими значеннями енергії споживання і генерації. В даній роботі будемо вважати, що найбільший дефіцит доводиться на найбільш несприятливий для регіонів України місяць – грудень, в якому рівень сонячної радіації найменший. Тому розрахунок складу обладнання АФЕС здійснюється на основі радіаційних даних для цього місяця.

При вирішенні задач цієї роботи рекомендуємо дотримуватись наступної послідовності дій:

1. Скласти список електрообладнання на стороні споживача і задати погодинний профіль добового навантаження $E_{AC}(t)$ в кВт·год. Розрахувати кількість електроенергії, яка споживається за добу $E_{AC,d}$.
2. Задати технічні параметри компонентів ФЕС, перш за все: ефективності (ККД) компонент обладнання, допустимого ступінь розряду акумуляторів DoD, а також азимутальну орієнтацію z_s та кут нахилу β приймальної поверхні фотоелектричних модулів.
3. Для обраного географічного місця розташування ФЕС на основі довідникових багаторічних даних створити текстові файли з погодинними значеннями компонент $I_{Bn}(t)$, $I_B(t)$, $I_D(t)$ сумарної сонячної радіації (інсоляції) в грудні місяці (t – годинний інтервал) на інтервалі спостережень $[T_1, T_2]$.
4. Побудувати в одному графічному вікні графіки $I_{Bn}(t)$, $I_B(t)$, $I_D(t)$, $I_R(t)$ (в кВт·год) на протязі всієї доби $t \in [0, 24]$

5. Для заданих z_s і β розрахувати погодинні значення загальної інсоляції $I_{ilted}(t)$ за допомогою формул Додатка А. При цьому врахувати відбиту від земної поверхні радіацію, користуючись довідниковими даними. Отримана залежність є фактично профілем інтенсивності радіації на приймальній поверхні.

6. Розрахувати середньодобову кількість пікових сонячних годин PSH :

$$PSH = \sum_{t \in [T_1, T_2]} I_{ilted}(t)$$

7. Побудувати ітераційну схему розрахунку потрібної потужності масиву фотомодулів, яка складається з наступних кроків:

7.1. Задати пробне значення загальної площі поля фотомодулів, наприклад, як

$$S = E_{AC,d} / (\eta_{PV} PSH) \quad (82)$$

7.2. Визначити профіль генерації:

$$E_{PV}(t) = \eta_{PV} S \cdot I_{ilted}(t) \quad (83)$$

7.3. Обчислити зростання (зменшення) енергії на клемі АКБ .

7.4. Обчислити суму значень $\Delta E_{bat}(t)$ за всю добу:

$$\Delta E_{bat,tot} = \sum_{t \in [0,24]} \Delta E_{bat}(t) \quad (84)$$

7.5. Ввести умовну точність розрахунку балансу $\varepsilon = E_{AC,d} \cdot 10^{-3}$. Якщо

$\Delta E_{bat,tot} < -\varepsilon$, збільшити S на деяку величину $\delta S > 0$; якщо $\Delta E_{bat,tot} > +\varepsilon$,

зменшити S на δS (величина δS встановлюється підбором, щоб збіглися ітерації, наприклад, $S = 0.01S$). Після цього повернутись до п. 7.2.

Якщо $\Delta E_{bat,tot} \in [-\varepsilon, \varepsilon]$, закінчити ітерації, зафіксував отримане

останнє значення площі ФМ S .

7.6. Підсумувати $E_{PV}(t)$ за весь день і визначити необхідну потужність масиву ФМ P_{inst} (формула (14)).

7.7. Обчислити добове значення енергії, яка була отримана від акумулятора (від'ємні $\Delta E_{bat}(t)$):

$$\Delta E_{bat}^< = \frac{1}{\kappa} \sum_{t_{\Delta E_{bat} < 0}} |\Delta E_{bat}(t)| \quad (85)$$

де κ дорівнює кількості часових інтервалів в одній годині (в прикладі Додатку Б $\kappa=4$).

7.8. Знайти енергію повністю зарядженої акумуляторної батареї та необхідну номінальну ємність за формулами:

$$E_{bat,max} = \frac{\Delta E_{bat}^<}{DoD}, \quad Q_n = \frac{E_{bat,max}}{V_{bat,n}} \quad (86)$$

8. Вибрати тип фотомодулей, визначити їх параметри, обчислити їх приблизну кількість N_{PV} , виходячі з отриманого значення P_{inst} .
9. Вибрати тип інвертора (можна з функцією регулятора (контролера) заряду). За діапазоном вхідної напруги інвертора визначити кількість послідовно з'єднаних ФМ $N_{PV,ser}$, які підключаються до одного трекера інвертора (до одного входу). Визначити відповідне число паралельно включених серій ФМ $N_{PV,par}$.
10. Визначити кількість акумуляторних батарей, а також схему їх з'єднання (число паралельно і послідовно включених акумуляторів, а також загальну кількість акумуляторів).
11. Скласти електричну схему ФЕС.
12. Визначити типи кабелів (модульних, секційних, магістральних).
13. Виходячі з електричної схеми ФЕС та розташування її компонентів обчислюються втрати потужності в кабелях. Втрати не повинні перевищувати рівень 3%.

РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК АФЕС З ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРОМ, ПРИЗНАЧЕНОЇ ДЛЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ПІД ЧАС ПЕРЕРИВЧАТОГО ПОСТАЧАННЯ ЕНЕРГІЇ ВІД ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

3.1 Структура та функції гібридної PV-дизельної резервної установки

Під час воєнного стану та ворожих атак на енергосистему відбуваються регулярні відключення споживачів електроенергії від електромережі. Тому дуже актуальним стає питання створення джерел резервного живлення, які мінімально залежать від тривалості відключень.

3.1.1. Призначення PV-дизельної резервної системи

В даній роботі розглядається задача забезпечення електроенергією за рахунок автономної фотоелектричної станції, яка працює як резервне джерело сумісно з дизель-генератором. Тобто в цій структурі мікромережа споживача має два джерела змінного струму: фотоелектричний та дизельний генератор. Фотоелектричний генератор з акумуляторною системою забезпечують навантаження під час відключень. Якщо потужності АФЕС та енергії, яка є в акумуляторах, не вистачає для покриття інтервалів відключень, тоді використовується дизель-генератор.

Слід казати, що в гібридних PV-дизельних енергетичних системах дизельний генератор може мати два різних режими роботи залежно від обраної стратегії диспетчеризації енергії:

- **Безперервна робота генераторної установки:** генератор(и) завжди використовується для генерації мережі. Дизельні генератори встановлюють напругу та частоту мережі, а функція фотоелектричного генератора полягає в зменшенні споживання палива, діючи як зменшення навантаження. Генератор повинен працювати понад 30% своєї номінальної потужності, щоб забезпечити стабільність мережі. Однак

у цьому режимі роботи високий рівень випромінювання та низьке навантаження можуть призвести до неприйнятної робочої точки для генераторної установки. Тому необхідна система керування для захисту дизель-генератора(ів) від низького навантаження. У системах без накопичувачів енергії фотоелектрична потужність має бути відключена, щоб підтримувати роботу генератора (генераторів) у межах мінімальної робочої точки. Ці втрати можна зменшити, розділивши загальну потужність дизель-генератора на кілька одиниць і встановивши систему керування дизельним двигуном, яка контролює кількість робочого агрегату, необхідного для забезпечення навантаження з відповідним співвідношенням потужності.

- **Переривчаста робота генератора:** у цьому режимі роботи накладається контроль увімкнення/вимкнення. Мережа може бути сформована генераторною установкою або двонаправленим акумуляторним інвертором. Система може працювати лише від фотоелектричного генератора та накопичувача. Зазвичай генераторна установка використовується як резервна, лише коли потужність навантаження перевищує сумарну ємність накопичувача та фотоелектричного генератора.

3.1.2. Стратегія диспетчеризації дизель-генератора

Опишемо узагальнені ключові характеристики диспетчерської стратегії, що використовується в цій моделі.

- Фотоелектрична генерація має пріоритет над дизельною генерацією. Дизельний генератор повинен забезпечувати дефіцит потужності для живлення навантаження на кожному часовому кроці.
- Дизель-генератор вмикається, коли фотогенерація менше рівня споживання ($E_{PV} < E_{load}$) і енергія заряду акумулятора менше заданого низького рівня ($E_{bat} < E_{bat,low}$).

- Після включення ДГ він забезпечує дефіцит енергії $\Delta_{PV} = E_{PV} - E_{load}$ та заряджання акумуляторної батареї.
- Дизель-генератор після свого включення продовжує роботу, поки акумулятор не буде повністю заряджений (умова $E_{bat} = E_{bat,max}$, в якості $E_{bat,max}$ може бути обрана номінальна енергія АКБ).
- Коли ДГ працює, акумуляторна батарея заряджається тільки від нього (щоб запобігти малих значень коефіцієнта завантаження генератора). Якщо при цьому $E_{PV} > E_{load}$, надлишкова енергія скидається в демпферне навантаження.
- Дизель-генератор зупиняє роботу, коли батарея повністю заряджена та фотогенерація достатня для забезпечення навантаження ($E_{PV} > E_{load}$).

3.2. Постановка задачі та алгоритм розрахунку

При створенні резервної системи живлення житлового або виробничого об'єкта під час воєнної ситуації, коли постійно відбуваються відключення споживача від електромережі та перемикання його на резервне джерело, слід враховувати, що оптимізаційні методи розрахунку складу АФЕС, які засновані на рівняннях балансу енергії на протязі довгого періоду часу, не можуть застосовуватись. Це пов'язано з тим, що при тривалих відключеннях, як правило, порушується довготривалий сценарій акумуляування енергії, і це порушення відбувається кожну добу. Можна казати, що фотоелектрична система як би забуває свою попередню історію, а це означає, що при розрахунках мають значення параметрів тільки на протязі поточної доби.

Вважаючи цю обставину, розрахунок резервної АФЕС базується на рівняннях балансу енергії між компонентами на протязі однієї доби в найбільш

несприятливий місяць (з точки зору надходження сонячної радіації). Таким місяцем на території України є грудень.

Будемо вважати, що компонентний склад АФЕС відповідає автономному живленню споживача у мирний час (тобто у відсутності відключень електромережі). Дизель-генератор додається в систему, коли виникає потреба в надійному резервному енергозабезпеченні у воєнний час. При цьому склад саме фотоелектричної частини залишається незмінним.

Наведений нижче алгоритм розрахунку відповідає описаній вище постановці задачі та стратегії диспетчеризації, яка використовується на моделі резервної PV-дизель системи. Алгоритм складається з двох частин:

A. Розрахунок автономної ФЕС у відсутності відключень:

1. Визначити добовий профіль навантаження зі сторони локального споживача в обраний місяць календарного періоду.
2. Для заданого місця розташування АФЕС обчислити погодинний профіль інсоляції, враховуючи всі радіаційні компоненти (пряму, дифузну, відбиту). При цьому обрати оптимальний кут нахилу та азимутальну орієнтацію рядів фотоелектричних модулів.
3. Розрахувати погодинний профіль фотогенерації одиниці площі приймальної поверхні фотомодулів. Визначити середньодобову кількість пікових сонячних годин PSH :

$$PSH = \sum_{t \in [T_1, T_2]} I_{tilted}(t) \quad (87)$$

4. Побудувати ітераційну схему розрахунку АФЕС без дизель-генератора потрібної потужності масиву фотомодулів (див. розділ 2.3).
5. Знайти проектну потужність масиву фотомодулів, а також необхідну номінальну ємність акумуляторної системи.

Б. Розрахунок резервної АФЕС з дизель-генератором при періодичних відключеннях споживача від електромережі:

6. Змоделювати графік відключень: задати період, тривалість відключень, а також часову затримку періоду відключень відносно початка доби.
7. Визначити часову залежність дефіциту енергії, яка постачається споживачеві від АФЕС без дизель-генератора.
8. Здійснити розрахунок АФЕС, що працює спільно з ДГ. На рисунку 3.2.1 наведена схема алгоритму найбільш суттєвої частини розрахунку – визначення почасової зміни енергії во всіх компонентах обладнання.
9. На основі проведених розрахунків знайти необхідну потужність дизель генератора.
10. Визначити, чи вистачає зарядного струму ДГ для повного заряджання акумуляторної системи на протязі часу роботи генератора. Якщо ні, то зробити необхідне коректування.

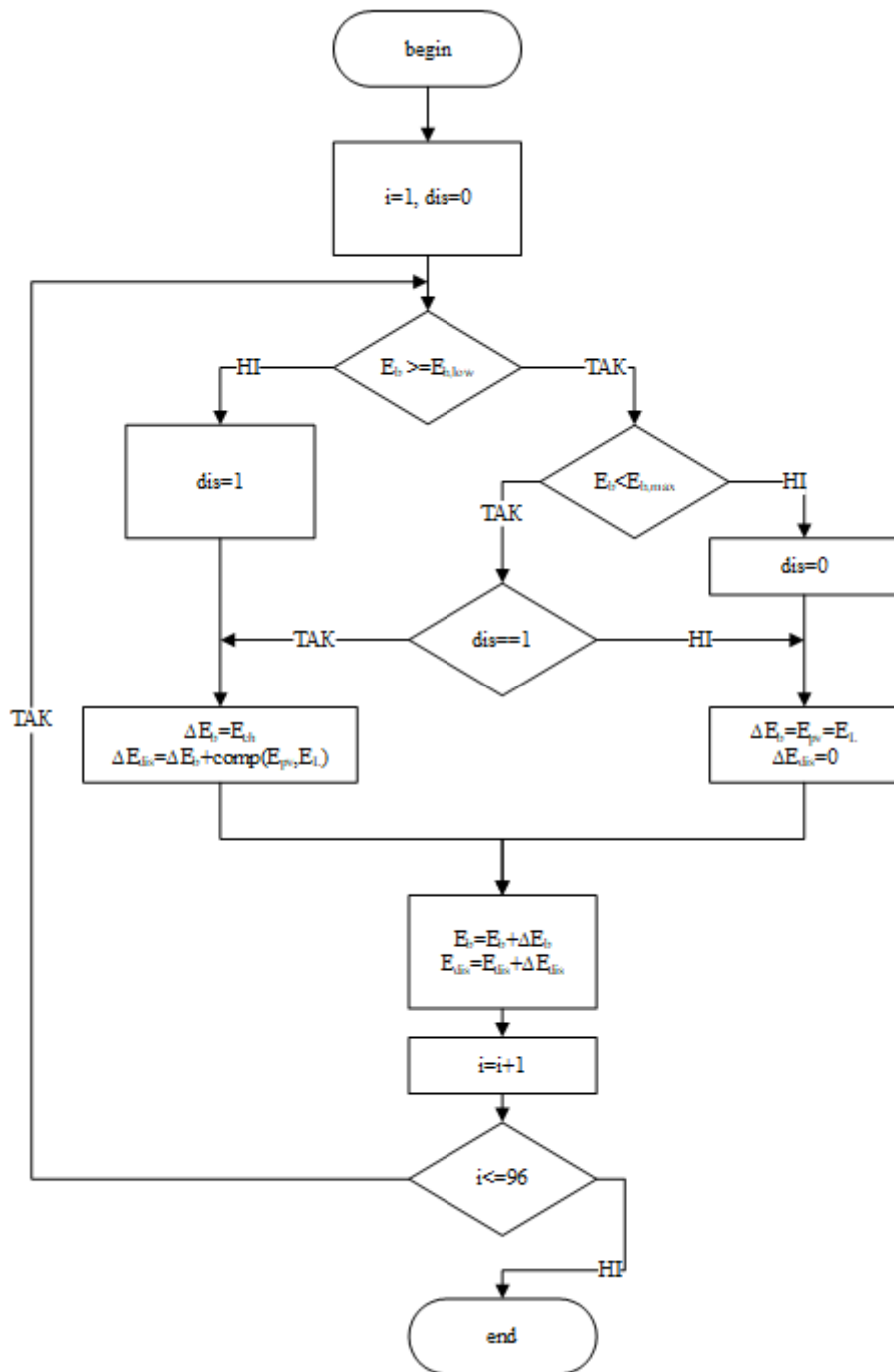


Рисунок. 3.2.1 Блок-схема частини алгоритму з розрахунку змінення на протязі доби енергії компонент резервної PV-дизель системи: $E_b, \Delta E_b$ - енергія батареї та змінення $E_{dis}, \Delta E_{dis}$ - енергія генерації дизеля та змінення цій енергії в часі; $E_{b,low}, E_{b,max}$ - нижня межа енергії АКБ і максимальна енергія АКБ; dis – прапорець, який відповідає включенню дизеля (коли $dis = 1$)

Роботу PV-дизель системи в умовах періодичних («планових») відключень енергопостачання з електромережі можна змоделювати за допомогою відповідного профіля навантаження.

Нехай режим енергозабезпечення споживача мережею складається з періодичних послідовностей двох часових інтервалів: τ_{on} - живлення від мережі, τ_{off} - відключення від мережі. Період цих послідовностей $\tau = \tau_{on} + \tau_{off}$ в даній роботі прийнятий рівним $\tau = 8$ год., тобто на протязі доби маємо три відключення. Для аналізу цих відключень в роботі системи застосується описана в попередньому розділі балансова модель, в якій погодинне навантаження задане у вигляді розривної функції :

$$E_L(t) = \begin{cases} E_{off}, & t \in \tau_{off} \\ 0, & t \in \tau_{on} \end{cases} \quad (88)$$

де E_{off} – константа, яка дорівнює $E_{off} = E_{Load} \cdot \tau / \tau_{off}$, E_{Load} – добове споживання електроенергії. Функція $E_L(t)$ є періодичною: $E_L(t + \tau) = E_L(t)$.

Відносну частку тривалості відключень від мережі можна охарактеризувати коефіцієнтом заповнення D , як це прийнято для періодичних послідовностей імпульсів:

$$D = \frac{\tau_{off}}{\tau} = 1 - \frac{\tau_{on}}{\tau} \quad (89)$$

де $\tau_{on} = \tau - \tau_{off}$ – загальна тривалість інтервалів підключення споживача до електромережі на періоді τ . Оскільки інтервали відключень складають періодичну послідовність, то можна ввести ще один параметр, що характеризує зсув цій послідовності у часі. Нехай таким параметром буде час затримки t_d (в годинах) періодичної послідовності відключень відносно 0 годин, тобто момент першого переходу від інтервалу τ_{on} до τ_{off} на періоді τ .

Таким чином, поведінка дизель-фотоелектричної системи і відповідно її розрахунок у випадку переривчастого споживання енергії буде залежати від профіля радіації, загального добового споживання E_{Load} та ще від трьох параметрів: D , τ і t_d , які визначають сценарій відключень споживача від мережі.

3.3. Результати

3.3.1. Розрахунок частини А алгоритма

(автономна ФЕС у відсутності відключень)

Розрахунок АФЕС базується на алгоритмі, що детально описаний в розділі 2.3. Тому наведемо тільки результати, які отримані для станції, розташованої в Київській області та призначеної для забезпечення середньодобового навантаження 10 кВт·год, наприклад приватного будинку. Профіль навантаження складається з постійної частини на протязі всієї доби та підвищеного споживання в ранкові та вечірні години (Рис 3.3.1). На рисунку 3.3.2 показана погодинна інсоляція для рядів фотомодулів, розташованих з азимутальною орієнтацією на південь та з кутом нахилу до горизонту 35° .

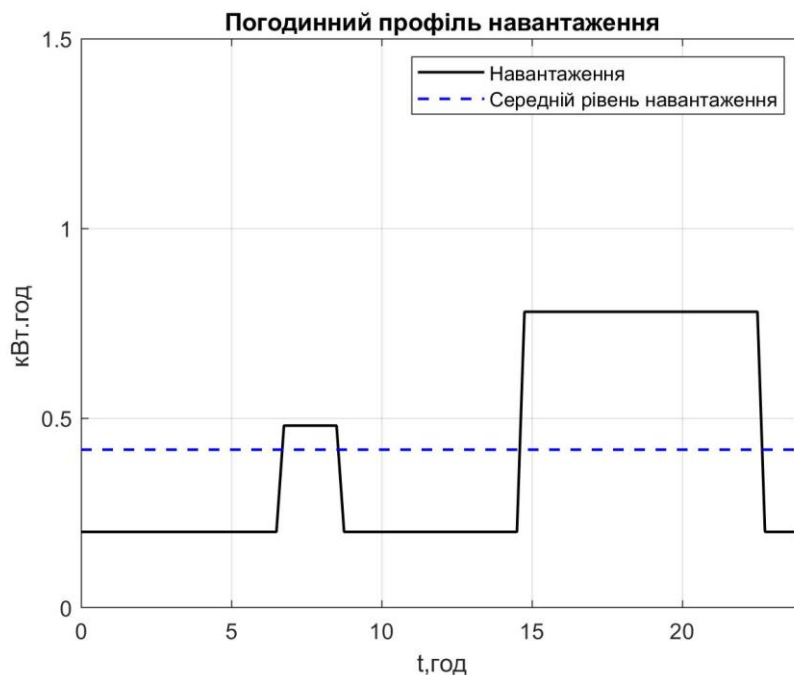


Рисунок 3.3.1 Добовий профіль навантаження (суцільна крива), середній добовий рівень (штрихова)

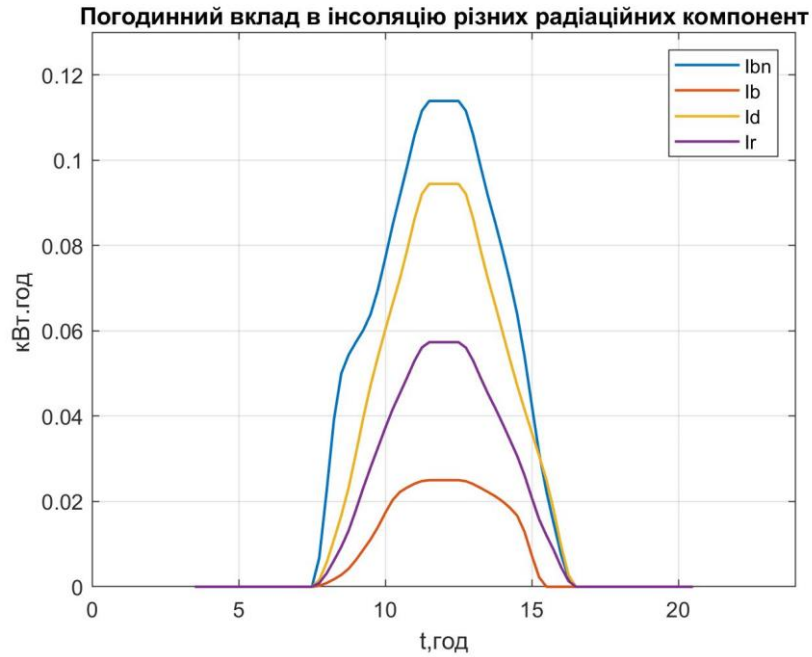


Рисунок 3.3.2 Компоненти інсоляції на 1 кв. м приймальної поверхні в грудні місяці в Київській області. Азимутальна орієнтація суворо на південь, кут нахилу до горизонту 35

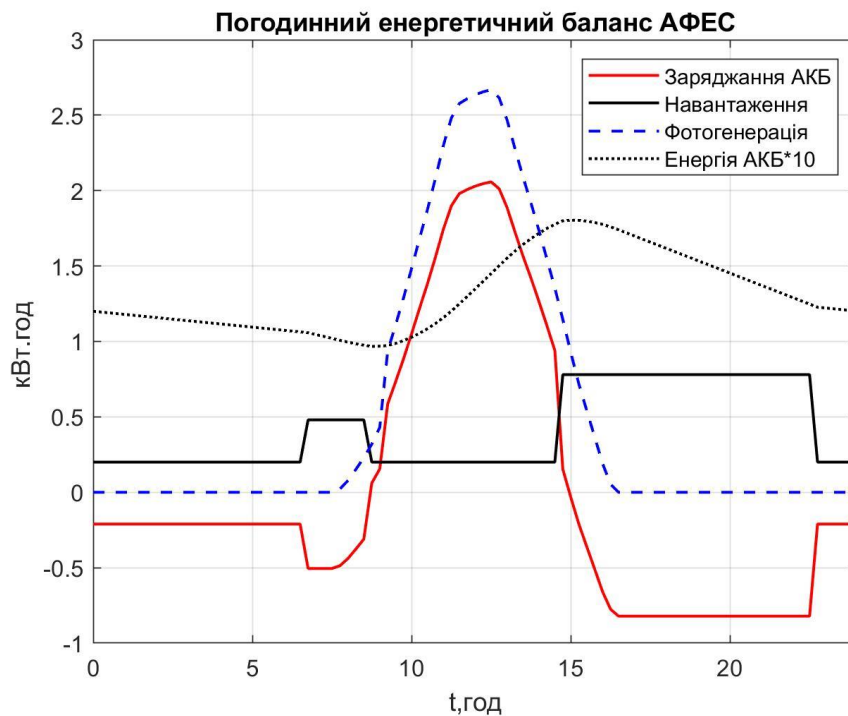


Рисунок 3.3.3 Часові залежності погодинних профілів фотогенерації E_{PV} , навантаження E_L , енергії заряду АКБ E_{Bat} і змінення енергії АКБ ΔE_{bat}

За рисунком 3.3.3 можемо спостерігати провали заряду АКБ в ранковий період і вечірній, через підвищене споживання.

Розрахунок описаної системи (АФЕС без ДГ) дає наступні результати:

- Неузгодженість: 0.00686604, кількість ітерацій: 43
- Площа ФМ: 80.5076, потужність АФЕС: 14.4914,кВт
- Енергія АКБ: 12.0011,кВт.год, Ємність АКБ: 1000.09,А.год

Ці результати при підборі обладнання (фотомодулів, акумуляторів) повинні округлятися.

3.3.2. Розрахунок частини Б алгоритма

(резервна АФЕС з дизель-генератором при періодичних відключеннях споживача від мережі)

Наведемо приклад розрахунку відповідно алгоритму, що описаний в розділі 3.2 (частина Б). Була взята АФЕС, яка аналізувалась в попередньому розділі для випадку неперервної роботи (не резервна станція); розташування в місті Бориспіль Київської області, добове навантаження 10 кВт·год.

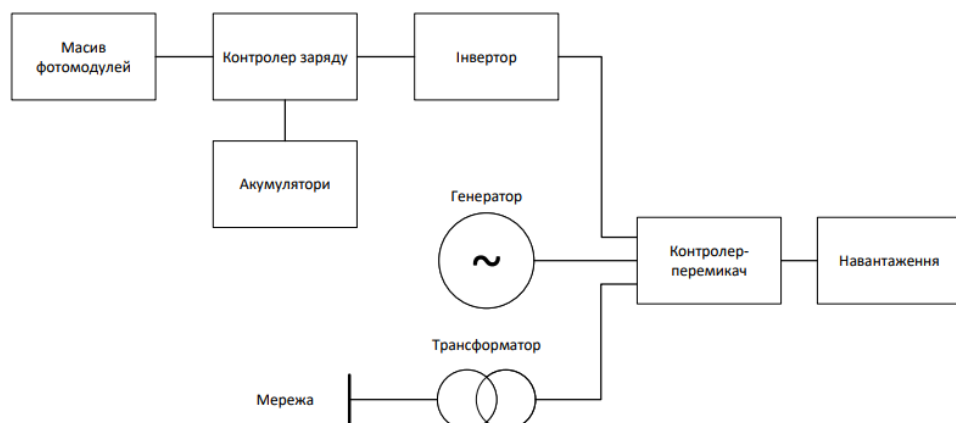


Рисунок 3.3.4 Схема підключення АФЕС з дизель-генератором

При переході до використання ФЕС з повністю автономного режиму до резервного при факторі заповнення відключень $D = 1/4$ (сумарно 6 годин – споживання від ФЕСі, 18 годин – споживання від мережі), були отримані більш м'яккі вимоги до обладнання: потужність ФМ 3.2 кВт, ємність акумуляторної системи, яка оптимізована саме для цього режиму, 140 А·год. Виробіток такої ФЕС за добу в грудні місяці складає приблизно 3 кВт·год. Часові залежності погодинних профілів фотогенерації, навантаження, енергії заряду АКБ і змінення енергії АКБ для цієї системи наведені на рисунку 3.3.5.

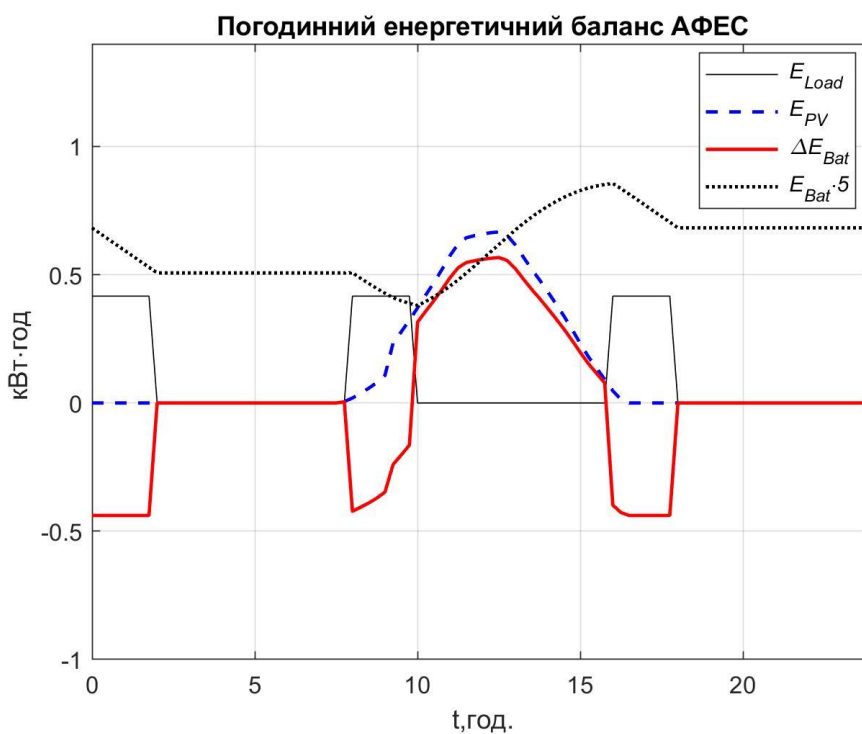


Рисунок 3.3.5 Часові залежності погодинних профілів фотогенерації E_{PV} , навантаження E_L , енергії заряду АКБ E_{Bat} і змінення енергії АКБ ΔE_{bat} у випадку періодичних відключень споживача від мережі ($D = 1/4$, часова затримка $t_d = 0$).

Задача цього розділу: розрахувати гібридну систему ФЕС з дизель-генератором. Потреба в ДГ з'являється, коли відключення продовжуються більш тривалий час. Навантаження в цьому разі забезпечується генерацією від існуючої фотоелектричної системи 3.2 кВт та дизель-генератора. Вважаємо для

прикладу, що фактор заповнення відключень $D = \frac{3}{4}$. (сумарно 18 годин – споживання від ФЕСі, 6 годин – споживання від мережі), Треба розрахувати якої потужності має бути дизель-генератор.

Внаслідок використання системи як резервного джерела при відключеннях мережевого живлення дизель-генератор здійснює заряджання АКБ і забезпечує навантаження (точніше різницю між навантаженням і фотогенерацією). Це ілюструється графіками змінення енергії заряду в акумуляторах і енергії генерації, яка видається дизелем в систему (Рисунок 3.3.6). Як показує розрахунок в даному випадку достатньо ДГ потужністю 1 кВт. Як слідує з графіків (та розрахунку), тривалість роботи ДГ за добу – 7.75 кВт·год (тобто 7 кВт·год при завантаженні ДГ на 90%). Разом із виробітком енергії фотоелектричною підсистемою (3 кВт·год) цього достатньо для повного забезпечення споживання 10 кВт·год на добу.

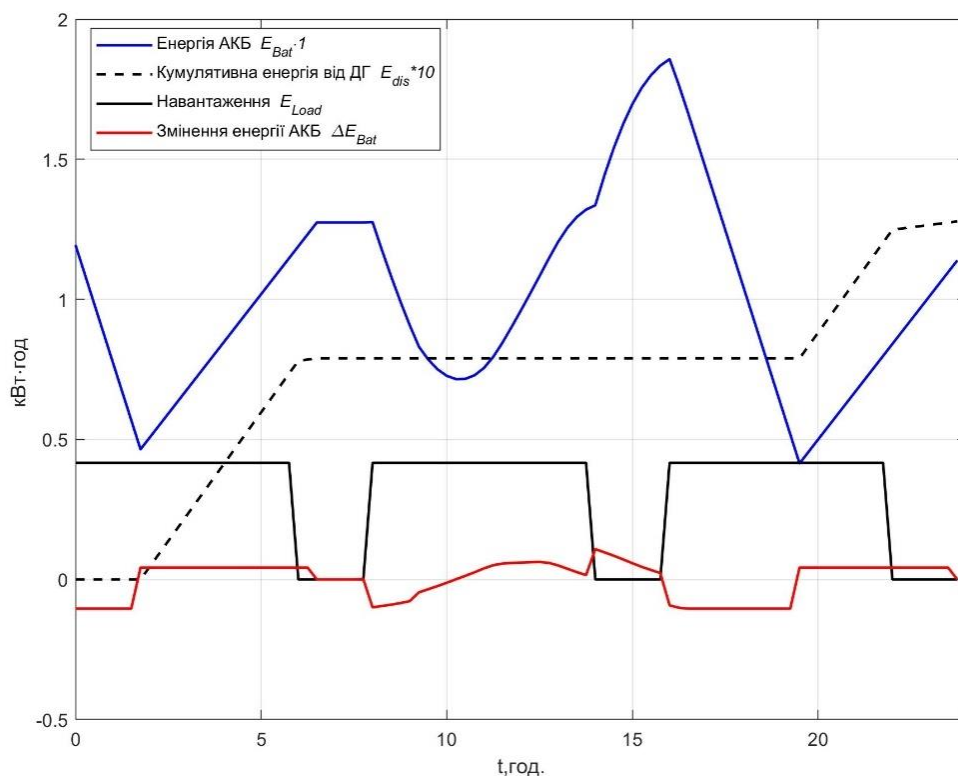


Рисунок. 3.3.6 Часові профіля навантаження, часової залежності енергії заряду АКБ, величини змінення енергії АКБ і кумулятивної енергії, яка

видається дизель-генератором в гібридну резервну систему живлення.
Пояснення кривих наведені в легенді до графіків.

Слід казати, що при розрахунку складу даної гібридної системи ФМ-АКБ-ДГ параметром підгонки слугувала ступінь розряджання АКБ, яка змінювалась в інтервалі припустимих значень (в даному випадку отримано DoD = 0.71). Інші параметри обладнання склали:

```
eta_PV=0.18; % ККД PV
eta_B=0.95; % ККД АКБ
eta_i=0.95; % ККД інвертора
eta_r=0.85; % ККД регулятора
Vbat=12; % Номінальна напруга АКБ
k_selfdisch=0.004; %коєфіцієнт саморозряджання
```

В цьому фрагменті програмного коду символом `eta` позначається ККД відповідного компоненту.

РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА СТАРТАП – ПРОЕКТУ ОБГРУНТУВАННЯ ОПТИМІЗАЦІЇ АФЕС З ДИЗЕЛЬ- ГЕНЕРАТОРОМ, ПРИЗНАЧЕНОЇ ДЛЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ПІД ЧАС ПЕРЕРИВЧАТОГО ПОСТАЧАННЯ ЕНЕРГІЇ ВІД ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

4.1 Опис ідеї проекту

Через постійні обстріли енергетичної інфраструктури відбуваються регулярні аварійні, екстрені, планові відключення електроенергії, а інколи і блекауту. Тому для споживачів стає дуже актуально створення джерел резервного живлення, які мінімально залежать від пошкоджень енергетичної інфраструктури.

В даному проекті розглядається для вирішення цієї проблеми АФЕС з дизель-генератором. Метою проекту є показати, що АФЕС з дизель-

генератором в несприятливих умовах (тобто зимовий період) вигідна економічно ніж звичайна АФЕС.

Братиметься для порівняння розрахунки двох АФЕС, що була в розділі 3.3.2 та АФЕС без ДГ розрахована на $\frac{3}{4}$ заповнення, для забезпечення середньодобового навантаження будинку 10 кВт·год, тобто АФЕС потужністю 11 кВт та ємністю АКБ 340 А*год та 3кВт АФЕС з дизель-генератором 1кВт при періодичних відключеннях споживача від мережі, ємність акумуляторної системи 140 А·год.

Для цілісного уявлення про зміст проекту дає таблиця 4.1.

Таблиця 4.1. Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Викори АФЕС з дизель-генератором в несприятливих умовах	1. Переобладнання звичайних АФЕС при недостатній генерації в несприятливий період в АФЕС з ДГ	При недостатці генерації в несприятливий період, наприклад, зима, та постійних відключень споживачів, мати джерело резервного живлення та мінімально залежити від відключень
	2. Конструювання АФЕС с ДЗ	Користувач буде мати джерело резервного живлення та мінімально залежити від відключень.

4.2 Техніко економічний аудит проекту

В даному розділі буде розрахована вартість двох АФЕС, однієї з дизель-генератором, а другої без дг, потужність, якої була нарощувана фотомодулями для резервного живлення системи при постійних відключень. Також проаналізовано, які з них вигідний в несприятливий період часу (зима, 3-4 місяці)

4.2.1 Вартість АФЕС без дизель-генератора

Дана АФЕС має потужність 11кВт та ємність АКБ 340 А*год. Розрахована вартість знаходиться в таблиці 4.2.1.

Таблиця 4.2.1 Вартість АФЕС 11кВт

Назва	Кількість	Ціна, \$
Сонячна батарея Risen RSM132-6-385M, 385 Вт	30	4500
Гібридний інвертор ІМЕОН 12кВт 48 В	1	3000
AGM акумулятор Fisher 120Ah	3	750
Кріпильна конструкція для сонячних модулів (для даху)	1	350
Додаткові матеріали (кабель і тд)		400
Всього		9000

4.2.2 Вартість АФЕС з дизель-генератором при періодичних відключеннях споживача від мережі

Дана АФЕС має потужність 3кВт та оптимізовану ємність батарей 140 А*год, дизель-генератор потужністю 1кВт. Спочатку розрахуємо вартість самої АФЕС, дивитися таблицю 4.2.2

Таблиця 4.2.2 Вартість АФЕС 3кВт

Назва	Кількість	Ціна, \$
Сонячна батарея АВи-Solar АВ380-60МНС, 380 Вт	8	1280
Інвертор АХІОМА energy ІА3000-12 3000-12	1	940
Акумулятор Megalight AGM 140Ah 12V	1	380
Кріпильна кон-струкція для сонячних модулів (для даху)	1	200
Додаткові матеріали (кабель і тд)		300
Всього		3100

Після розрахунку вартості самої АФЕС, розраховуємо частину ДГ: 1кВт дизельний-генератор коштує 500\$ з витратою палива 0,4 л/год.

Основну частину витрат в АФЕС з дизель-генератором складає паливо, тому буде пораховано скільки буде робити дана АФЕС порівняно с АФЕС з пункту 4.2.1. Розрахуємо різниці у вартості між цими станціями:

$$P = C_{\text{афес}} - C_{\text{афес-дг}} = 9000 - (3100 + 500) = 5400, \$$$

Маючи різницю в ціні, розрахуємо скільки коштує витрати палива в день для ДГ, ціна дизелю складає 55 грн за літр. Оскільки тривалість роботи ДГ за добу – 7.75 кВт·год (тобто 7 кВт·год при завантаженні ДГ на 90%), а витрата складає 0,4 л/год, то визначемо скільки витрачає палива в день:

$$L_{\text{день}} = 7.75 * 0.9 * 0,4 = 2.8 \text{ л}$$

Визначемо скільки в гривнях коштує один день такої роботи:

$$C_{\text{л_день}} = 2.8 * 55 = 154 \text{ грн}$$

Тобто день роботи АФЕС з ДГ в несприятливих умовах коштує 154 гривні, порахуємо скільки днів може працювати така станція порівняно с звичайною АФЕС, переведемо долари в гривні для зручності розрахуку, за курсом 36,88 грн за одиницю \$:

$$D = \frac{5400 * 36.88}{154} = 1293$$

Виходячи с того , що несприятливих умов для АФЕС це 3-4 місяці, то АФЕС з ДГ набагато вигідніша при умовах постійних відключень, блекаутів при несприятливих умовах.

4.3 Висновок до розділу

В даному розділі було розглянуто доцільність використання АФЕС з ДГ порівняно с звичайною АФЕС при постійних відключеннях в несприятливий період. Також направи використання такої станції. Було розрахована вартість цих станцій та показано, що АФЕС з ДГ набагато вигідніша для використання в умовах воєнного часу, екстрених та планових відключень.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Було проаналізовано стан сучасних методів оптимізації гібридних станцій відновленої енергії. Розглянуто моделювання компонентів гібридної енергетичної системи: фотоелектрична, дизель-генераторна, перетворювача, контролера заряду, акумуляторних батарей. Також математична модель витрат такої системи. Також розглянути стратегії диспетчерування енергії таких систем: тільки дизельна система, дизельно-PV система, дизельно-PV система з акумулюванням, PV з резервним акумультором.

Було проаналізовано розрахунок інсоляції в несприятливі періоди року. Розглянута модель АФЕС для енергозабезпечення в умовах нерегулярних провалів напруги в електромережі

Також було розраховано АФЕС з дизель-генератором, призначеної для резервного живлення під час переривчатого постачання енергії від електромережі. Розглянуто структуру та функцію гібридної PV-дизельної резервної установки. Також показані режими роботи ДГ: а) безперервна робота генераторної установки; б) переривчаста робота генератора. Розглянуто стратегію диспетчеризації ДГ. На основі вище переліченого було складено алгоритм розрахунку. Було розраховано частини алгоритму А (автономна ФЕС у відсутності відключень) та Б (резервна АФЕС з дизель-генератором при періодичних відключеннях споживача від мережі)

Було розроблено стартап обґрунтування оптимізації афес з дизель-генератором, призначеної для резервного живлення під час переривчатого постачання енергії від електромережі. В результаті цього проекту було розраховано вартість двох систем, АФЕС у відсутності відключень та АФЕС з дизель-генератором при періодичних відключеннях споживача від мережі, та показано що друга система набагато вигідніша при несприятливих умовах, тобто зимній період (3-4 місяці) при постійних відключеннях та при можливих блекаутів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- 1) <https://suspilne.media/199918-v-ukraini-zbilsilasa-kilkist-sonacnih-elektrostanacij-ekspert-poasniv-naskilki-ce-vigidno/>
- 2) R. Siddaiah y R. P. Saini, “A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 376–396, may 2016.
- 3) R. Luna-Rubio, M. Trejo-Perea, D. Vargas-Vázquez, y G. J. Ríos-Moreno, “Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies”, *Sol. Energy*, vol. 86, núm. 4, pp. 1077–1088, abr. 2012.
- 4) P. Prakash y D. K. Khatod, “Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 111–130, may 2016.
- 5) S. Mandelli, C. Brivio, E. Colombo, y M. Merlo, “A sizing methodology based on Levelized Cost of Supplied and Lost Energy for off-grid rural electrification systems”, *Renew. Energy*, vol. 89, pp. 475–488, abr. 2016.
- 6) A. Haghghat Mamaghani, S. A. Avella Escandon, B. Najafi, A. Shirazi, y F. Rinaldi, “Techno- economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off- grid rural electrification in Colombia”, *Renew. Energy*, vol. 97, pp. 293–305, 2016.
- 7) S. Ashok, “Optimised model for community-based hybrid energy system”, *Renew. Energy*, vol. 32, núm. 7, pp. 1155–1164, 2007.
- 8) A. Maleki y F. Pourfayaz, “Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms”, *Sol. Energy*, vol. 115, pp. 471–483, may 2015.

- 9) M. B. Shadmand y R. S. Balog, “Multi-Objective Optimization and Design of Photovoltaic-Wind Hybrid System for Community Smart DC Microgrid”, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, núm. 5, pp. 2635–2643, sep. 2014.
- 10) A. Maleki, M. G. Khajeh, y M. Ameri, “Optimal sizing of a grid independent hybrid renewable energy system incorporating resource uncertainty, and load uncertainty”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 83, pp. 514–524, dic. 2016.
- 11) V.A.Ani, Energy optimization at GSM base station sites located in rural areas [Ph.D. thesis], 2015, [http://www.unn.edu.ng/publications/files/17774 ENERGY OPTIMIZATION AT GSM BASE STATION SITES LOCATED IN RURAL AREAS.pdf](http://www.unn.edu.ng/publications/files/17774%20ENERGY%20OPTIMIZATION%20AT%20GSM%20BASE%20STATION%20SITES%20LOCATED%20IN%20RURAL%20AREAS.pdf).
- 12) B. S. Borowy and Z. M. Salameh, “Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol.9, no.3, pp.482–488, 1994.
- 13) R. Dufo-Lopez and J.L. Bernal-Agustín, “Design and control strategies of PV-diesel systems using genetic algorithms,” *Solar Energy*, vol.79, no.1, pp.33–46, 2005.
- 14) I. Gross, “The cost of diesel for Africa’s mobile operators: 2012 may be the year that this bird comes home to roost,” November 2011, <http://www.balancingact-africa.com/news/en/issue-no-581>.
- 15) M. A. Elhadidy, “Performance evaluation of hybrid (wind/solar/ diesel) power systems,” *Renewable Energy*, vol.26, no.3, pp.401–413, 2002.
- 16) W. Kellogg, M.H. Nehrir, G. Venkataramanan, and V. Gerez, “Optimal unit sizing for a hybrid wind/photovoltaic generating system,” *Electric Power Systems Research*, vol.39, no.1, pp.35–38, 1996.

- 17) M. A. Elhadidy and S. M. Shaahid, "Role of hybrid (wind + diesel) power systems in meeting commercial loads," *Renewable Energy*, vol.29,no.1,pp.109–118,2004.
- 18) M. T. Iqbal, "Simulation of a small wind fuel cell hybrid energy system," *Renewable Energy*, vol.28,no.4,pp.511–522,2003.
- 19) M. H. Nehrir, B. J. LaMeres, G. Venkataramanan, V. Gerez, and L. A. Alvarado, "An approach to evaluate the general performance of stand-alone wind/photovoltaic generating systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol.15,no.4,pp.433– 439, 2000.
- 20) S. H. Karaki, R. B. Chedid, and R. Ramadan, "Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, no. 3, pp. 766–772, 1999.
- 21) C.Protogeropoulos,B.J.Brinkworth,andR.H.Marshall, "Sizing and techno-economical optimization for hybrid solar photovoltaic/wind power systems with battery storage," *International Journal of Energy Research*, vol.21,no.6,pp.465–479,1997.
- 22) L. L. Bucciarelli Jr., "Estimating loss-of-power probabilities of stand-alone photovoltaic solar energy systems," *Solar Energy*, vol.32,no.2,pp.205–209,1984.
- 23) S.A.KleinandW.A.Beckman,"Loss-of-loadprobabilitiesfor stand-alone photovoltaic systems," *Solar Energy*, vol.39,no.6, pp.499–512,1987.
- 24) L. Barra, S. Catalanotti, F. Fontana, and F. Lavorante, "An analytical method to determine the optimal size of a photovoltaic plant," *Solar Energy*, vol.33,no.6,pp.509–514,1984.

- 25) B. Bartoli, V. Cuomo, F. Fontana, C. Serio, and V. Silvestrini, "The design of photovoltaic plants: an optimization procedure," *Applied Energy*, vol.18,no.1,pp.37–47,1984.
- 26) L. L. Bucciarelli Jr., "The effect of day-to-day correlation in solar radiation on the probability of loss-of-power in a stand-alone photovoltaic energy system," *Solar Energy*,vol.36,no.1,pp.11– 14, 1986.
- 27) P. P. Groumpos and G. Papageorgiou, "An optimal sizing method for stand-alone photovoltaic power systems," *Solar Energy*,vol.38,no.5,pp.341–351,1987.
- 28) V.A.Graham,K.G.T.Hollands,andT.E.Unny,"A time series model for K_t with application to global synthetic weather generation," *Solar Energy*, vol. 40, no. 2, pp. 83–92, 1988.
- 29) R. J. Aguiar, M. Collares-Pereira, and J. P. Conde, "Simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of Markov transition matrices," *Solar Energy*, vol. 40, no. 3, pp. 269–279, 1988.
- 30) R. N. Chapman, "Development of sizing nomograms for stand- alone photovoltaic/storage systems," *Solar Energy*,vol.43,no.2, pp.71–76,1989.
- 31) R. N. Chapman, "The synthesis of solar radiation data for sizing stand-alone photovoltaic systems," in *Proceedings of the 21st IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 965–970, Orlando, Fla, USA, May 1990.
- 32) V. Salas, W. Suponthana, y R. A. Salas, "Overview of the off-grid photovoltaic diesel batteries systems with AC loads", *Appl. Energy*, vol. 157, pp. 195–216, nov. 2015.