

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(назва освітнього ступеня)

на тему:

**РОЗРОБКА ГІБРИДНОЇ СИСТЕМИ
ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НА ОСНОВІ ВДЕ ДЛЯ СЕЛА**

Виконав студент IV курсу, групи ЕТ-41
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

(підпис) Рольський Н.І.
(прізвище та ініціали)

Керівник _____
(підпис) Куземко Н.А.
(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль _____
(підпис) Мовчан Л.Т.
(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри _____
(підпис) Коваль В.П.
(прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) Голотенко О.С.
(прізвище та ініціали)

Тернопіль
2026

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)
« » _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)
за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)
студенту Рольському Назару Івановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка гібридної системи електрозабезпечення на основі ВДЕ для села

Керівник роботи к.т.н., доц. Куземко Н.А.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «31» грудня 2025 року № 4/7-1162.

2. Термін подання студентом завершеної роботи до 20.06.2026

3. Вихідні дані до роботи гібридна система електрозабезпечення повинна жити невеликий населений пункт у європейській країні з холодним кліматом (Норвегія, Фінляндія)

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналіз потреби в електроенергії

2. Об'єкт електропостачання

3. Принцип роботи гібридної сонячно-вітро-дизельної електростанції

4. Розрахунок енергобалансу

5. Середньомісячне виробництво ВДЕ та споживання селища

6. Результати розрахунків

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Структура виробництва електроенергії за джерелами генерації

2. Характеристика енергоспоживання об'єкта

3. Функціональна схема сонячно-вітро-дизельної електростанції

4. Основні технічні характеристики обладнання

5. Середньомісячне виробництво електроенергії

6. Результати розрахунків

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Безпека життєдіяльності, основи охорони праці</i>	<i>Гурик О.Я. к.т.н., доцент кафедри МТ</i>		
<i>Нормоконтроль</i>	<i>Мовчан Л.Т., к.т.н., доц. кафедри ЕІ</i>		

7. Дата видачі завдання _____ 04.01.2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналітичний огляд за напрямком кваліфікаційної роботи	з 19.04.2026 по 25.04.2026	
2	Підготовка основної частини пояснювальної записки кваліфікаційної роботи	з 25.04.2026 по 21.05.2026	
3	Підготовка розділу «Безпека життєдіяльності, основи охорони праці»	з 21.05.2026 по 23.05.2026	
4	Складання переліку використаних літературних джерел	з 23.05.2026 по 24.05.2026	
5	Підготовка вступу, висновків, змісту, реферату	з 24.05.2026 по 28.05.2026	
6	Підготовка, оформлення та друк графічного матеріалу кваліфікаційної роботи	з 28.05.2026 по 01.06.2026	
7	Отримання відгуку та рецензії на кваліфікаційну роботу, підготовка доповіді на захист	з 01.06.2026 по 05.06.2026	

Студент _____
(підпис)

Рольський Н.І.
_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Куземко Н.А.
_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТ–41. – Т. : ТНТУ, 2026.

Кваліфікаційна робота бакалавра виконана на підставі завдання на тему: *«Розробка гібридної системи електрозабезпечення на основі ВДЕ для села»*.

Метою роботи: розробка гібридної системи електрозабезпечення на основі відновлюваних джерел енергії для села, що забезпечить безперебійне, економічно ефективне та екологічно безпечне електропостачання об'єкта.

Розроблено функціональну схему гібридної сонячно-вітро-дизельної електростанції, що передбачає комбіноване включення п'яти дизель-генераторних установок, п'ятдесяти вітроелектричних установок, сорока тисяч фотоелектричних модулів та системи накопичення енергії. Обґрунтовано та підбрано основне обладнання гібридної системи. Проведено розрахунок енергобалансу трьох конфігурацій гібридної системи: 5 ДГУ + 50 ВЕУ + 20 000 ФЕП; 5 ДГУ + 50 ВЕУ + 40 000 ФЕП; 5 ДГУ + 70 ВЕУ + 10 000 ФЕП. За результатами порівняльного аналізу визначено оптимальну конфігурацію з 5 ДГУ, 50 ВЕУ та 40 000 ФЕП, яка забезпечує найнижчу собівартість електроенергії — 0,092 євро/кВт*год.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, ВІТРОГЕНЕРАТОР, АКУМУЛЯТОР, ДИЗЕЛЬНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ

ЗМІСТ

ВСТУП

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Загальна ситуація холодних країнах Європи з ВДЕ.....	8
1.2 Характеристика метеорологічних умов у Фінляндії та Норвегії.....	9
1.3 Проблеми споживачів електроенергії у холодних регіонах	11
1.4 Аналіз потреби в електроенергії.....	12
1.5 Використання відновлюваних джерел енергії у Фінляндії та Норвегії.....	13
1.6 Гібридні системи в холодному кліматі	15
1.7 Об'єкт електропостачання.....	16
1.8 Характеристика енергоспоживання об'єкта.....	17
1.9 Висновки до розділу	19
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	21
2.1 Принцип роботи гібридної сонячно-вітро-дизельної електростанції.....	21
2.2 Розрахунок та вибір обладнання	24
2.2.1 Вибір вітроелектричної установки.....	24
2.2.2 Вибір фотоелектричних панелей	29
2.2.3 Вибір інверторного пристрою.....	33
2.2.4 Вибір дизель-генераторів	34
2.2.5 Підбір акумуляторних батарей	36
2.3 Висновки до розділу	38
3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	40
3.1 Конфігурації системи.....	40
3.2 Конфігурація 5 ДГУ, 50 ВЕУ та 20 000 ФЕП.....	40
3.3 Розрахунок собівартості генерованої електроенергії.....	45
3.4 Висновки до розділу	49

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	58
4.1 Основні вимоги безпеки до улаштування та експлуатації технологічного обладнання.....	51
4.2 Заходи безпеки при монтажі енергоустановок	52
4.3 Організація оповіщення персоналу об'єктів та населення про НС техногенного і природного характеру.....	54
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	56
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	58

ВСТУП

Актуальність теми. Питання надійного та ефективного електропостачання віддалених сільських територій залишається одним із ключових викликів сучасної енергетики. Особливо гостро ця проблема постає для населених пунктів, розташованих у регіонах із суворим кліматом та значною віддаленістю від централізованих енергетичних систем. Традиційні схеми електропостачання, що базуються виключно на дизель-генераторних установках, характеризуються високою собівартістю електроенергії, значним витратами на паливно-мастильні матеріали, негативним впливом на довкілля та обмеженим ресурсом основного обладнання.

У контексті глобальної енергетичної трансформації та прагнення до декарбонізації економіки особливого значення набуває впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у локальні системи електропостачання.

Гібридні системи електрозабезпечення, що поєднують сонячну, вітрову та дизельну генерацію з акумуляційними накопичувачами, представляють оптимальне рішення для автономних енергетичних комплексів. Використання вітрової енергії в нічний час та взимку разом із сонячною генерацією в денні години та влітку забезпечує замкнутість джерел, зниження паливних витрат та підвищення загальної енергоефективності системи. Використання системи акумулювання дозволяє вирівнювати добові коливання генерації та навантаження, а дизель-генератори виконують функцію резервного та компенсаційного джерела.

Таким чином, розробка гібридної системи електрозабезпечення на основі ВДЕ для села є актуальним науково-технічним завданням, спрямованим на підвищення надійності, економічної ефективності та екологічної безпеки електропостачання віддалених населених пунктів.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка гібридної системи електрозабезпечення на основі відновлюваних джерел енергії для села, що

забезпечить безперебійне, економічно ефективне та екологічно безпечне електропостачання об'єкта.

Відповідно до даної мети ставляться такі завдання:

1. Проаналізувати досвід використання відновлюваних джерел енергії у холодних країнах Європи.

2. Провести аналіз енергоспоживання об'єкта та розрахувати середньомісячне споживання електроенергії.

3. Розробити функціональну схему гібридної сонячно-вітро-дизельної електростанції.

4. Обґрунтувати та підібрати основне обладнання гібридної системи: вітроелектричні установки, фотоелектричні перетворювачі, інверторний пристрій, дизель-генератори та акумуляторні батареї.

5. Провести розрахунок енергобалансу кількох конфігурацій гібридної системи.

Структура роботи. Робота складається з розрахунково-пояснювальної записки та графічної частини. Розрахунково-пояснювальна записка складається з вступу, 4 частин, висновків та переліку посилань. Обсяг роботи: розрахунково-пояснювальна записка – 62 арк. формату А4, графічна частина – ___ аркушів презентації.

Кваліфікаційна робота виконана відповідно до вимог [1].

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Загальна ситуація холодних країнах Європи з ВДЕ

Питання енергозабезпечення сільських територій у холодних країнах Північної Європи набуває особливої актуальності з огляду на суворі кліматичні умови, високі енергетичні потреби та віддаленість багатьох населених пунктів від централізованих енергетичних мереж. Фінляндія та Норвегія, незважаючи на свій високий рівень економічного розвитку, стикаються зі значними викликами у сфері електропостачання сільської місцевості, особливо в арктичних та субарктичних регіонах.

Фінляндія та Норвегія демонструють одні з найвищих показників використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у світі. За даними Європейського агентства з довкілля, у 2024 році частка ВДЕ у первинному споживанні енергії в Фінляндії становила понад 43%, тоді як у Норвегії цей показник сягає майже 80% [2]. При цьому структура ВДЕ в обох країнах суттєво відрізняється: Норвегія традиційно покладається на гідроенергетику (89% електровиробництва), тоді як Фінляндія активно розвиває вітрову енергетику, яка у 2024 році становила 27,4% від загального виробництва електроенергії [3].

Гібридні системи електрозабезпечення, що поєднують сонячну та вітрову генерацію з системами накопичення енергії та резервними джерелами [4,5], представляють значний потенціал для забезпечення надійного електропостачання сільських громад у холодному кліматі. Згідно з дослідженням MohammadReza Akhtari та Oskar Karlström, опублікованим у University of Turku, оптимізовані гібридні системи з вітровою енергією у Нордичних країнах демонструють рівневу вартість електроенергії (LCOE) у діапазоні 0,16–0,48 USD/кВт·год, тоді як системи без вітрової складової мають значно вищу вартість — 0,44–0,63 USD/кВт·год [6].

1.2 Характеристика метеорологічних умов у Фінляндії та Норвегії

Метеорологічні умови Північної Європи формують специфічні вимоги до проектування гібридних систем електрозабезпечення. Клімат регіону характеризується тривалими холодними зимами, коротким світловим днем у зимовий період, значною хмарністю та інтенсивними опадами у вигляді снігу.

Сонячна радіація. За даними Фінського метеорологічного інституту, середньорічна сонячна радіація для горизонтальної поверхні у південній Фінляндії (Хельсінкі) становить близько 980 кВт·год/м², у центральній частині — 890 кВт·год/м², а у північній (Соданкюля) — 790 кВт·год/м² [7]. При оптимальному нахилі панелей під кутом 45° до півдня ці показники можна збільшити на 20–30%. Для порівняння, у Норвегії середньодобова сонячна радіація становить 2,46 кВт·год/м², що нижче за показник Німеччини (3,2 кВт·год/м²).

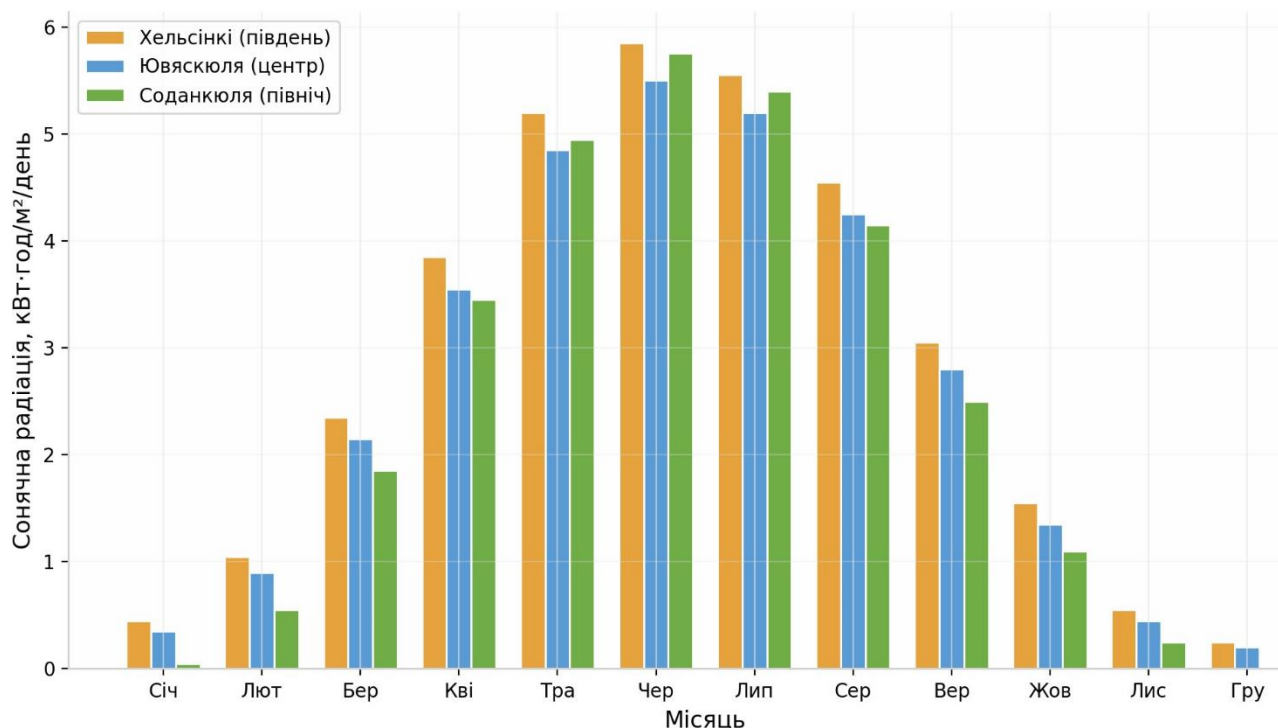


Рисунок 1.1 – Середньодобова сонячна радіація для оптимально нахилених панелей (45°) у Фінляндії

Аналіз даних, наведених на рисунку 1.1, свідчить про виражену сезонну нерівномірність сонячної радіації. У зимові місяці (грудень–січень) сонячна

радіація у південній Фінляндії прагне до нуля, тоді як у червні–липні досягає максимуму — 5,5–5,8 кВт·год/м²/день. Такий сезонний розрив створює суттєвий виклик для автономних сонячних систем, які потребують значних резервів потужності або альтернативних джерел у зимовий період [7].

Швидкість вітру. Прибережні зони Фінляндії та Норвегії характеризуються високими показниками швидкості вітру, що робить регіон перспективним для розвитку вітроенергетики. За даними Global Wind Atlas, середньорічна швидкість вітру на висоті 100 м у прибережній Норвегії становить 7–9,5 м/с, у прибережній Фінляндії — 6–8 м/с, тоді як у внутрішніх районах Фінляндії цей показник знижується до 4–5,5 м/с.

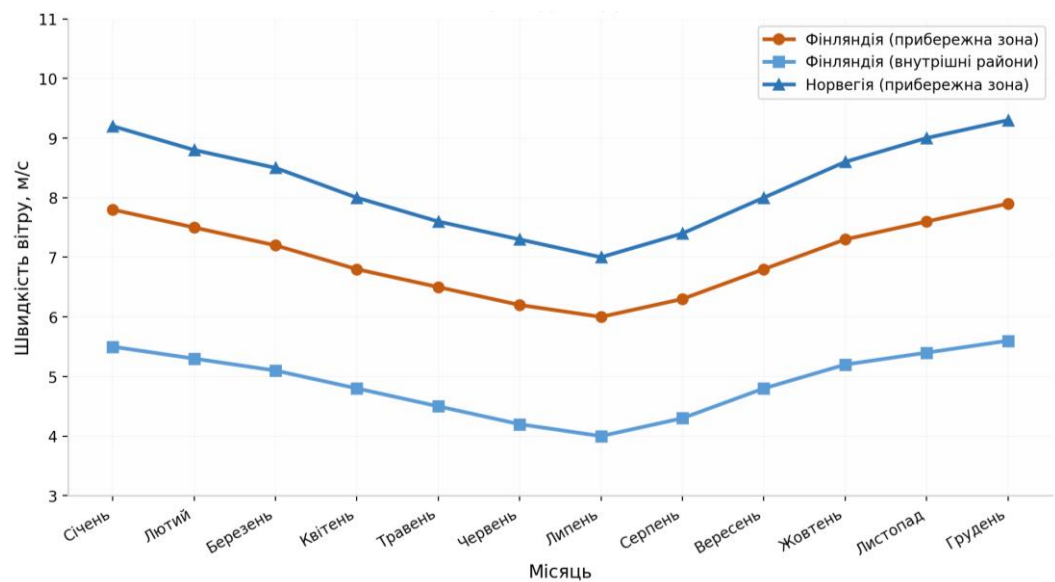


Рисунок 1.2 – Середньомісячна швидкість вітру на висоті 100 м

Як видно з рисунку 1.2, вітровий режим характеризується вищою стабільністю порівняно з сонячною радіацією. Максимальні швидкості вітру спостерігаються восени та взимку (жовтень–березень), що частково компенсує низьку сонячну активність у цей період. Саме ця комплементарність робить комбінацію вітрової та сонячної генерації особливо привабливою для північних регіонів [6].

Температурний режим. Зимові температури у Фінляндії регулярно опускаються нижче -20°C , особливо у північних регіонах (Лапландія), де місячна середня температура може досягати -13°C . Важливо зазначити, що

холодні температури фактично підвищують ефективність сонячних панелей завдяки позитивному температурному коефіцієнту: кристалічні кремнієві комірки при температурі 0°C працюють на 10–13% ефективніше порівняно з номінальним режимом (+25°C).

1.3 Проблеми споживачів електроенергії у холодних регіонах

Сільські споживачі електроенергії у Фінляндії та Норвегії стикаються з низкою специфічних проблем, зумовлених як кліматичними умовами, так і географічною віддаленістю від центрів енергоспоживання.

Високе енергоспоживання на опалення. У холодному кліматі основним фактором, що визначає рівень енергоспоживання, є потреба в теплі. У фінських сільських будинках електроспоживання на опалення та гарячу воду може становити 50–70% від загального річного споживання електроенергії. Середнє електроспоживання типового приватного будинку у Фінляндії становить 18 000–25 000 кВт·год/рік, що значно перевищує показники для помірною клімату [6].

Сезонні коливання навантаження. Зимове споживання електроенергії у північних регіонах у 2–3 рази перевищує літні показники. Пікові навантаження припадають на ранкові (7:00–9:00) та вечірні (17:00–21:00) години, коли одночасно працюють системи опалення, освітлення та побутові прилади. Добовий профіль споживання взимку демонструє значно більшу амплітуду коливань порівняно з літнім періодом.

Віддаленість від мереж. Багато сільських громад та окремих ферм у північній Фінляндії та норвезькій глибинці знаходяться на значній відстані від централізованих електромереж. Підключення до мережі в таких умовах може бути економічно недоцільним через високі витрати на прокладання ліній електропередач. За оцінками дослідників, понад 2000 віддалених будівель у Фінляндії не мають підключення до центральної електромережі [6].

Надійність постачання. У зимовий період збільшується ризик перебоїв у

електропостачанні через снігопади, ожеледь та сильні вітри. Для сільських громад, що залежать від єдиної лінії електропередач, такі перебої можуть тривати від кількох годин до декількох днів. За даними Statistics Finland, у 2024 році загальне споживання енергії в країні становило 1,30 млн ТДж, при цьому спостерігалось зниження споживання на 1% порівняно з попереднім роком.

1.4 Аналіз потреби в електроенергії

Загальне споживання електроенергії у Фінляндії у 2024 році становило близьке 86 ТВт·год, а в Норвегії — 128 ТВт·год. Структура електроспоживання в обох країнах відрізняється значною часткою промислового сектору: у Фінляндії промисловість споживає близько 45% електроенергії, у Норвегії — понад 60% (переважно електрометалургія) [3].

Для сільських територій характерне переважно побутове та агропромислове споживання. Типове фінське село з населенням 500–1000 мешканців має середньорічне електроспоживання на рівні 5–10 ГВт·год, залежно від наявності промислових споживачів. При цьому пікова потужність у зимовий період може досягати 2–5 МВт [6].

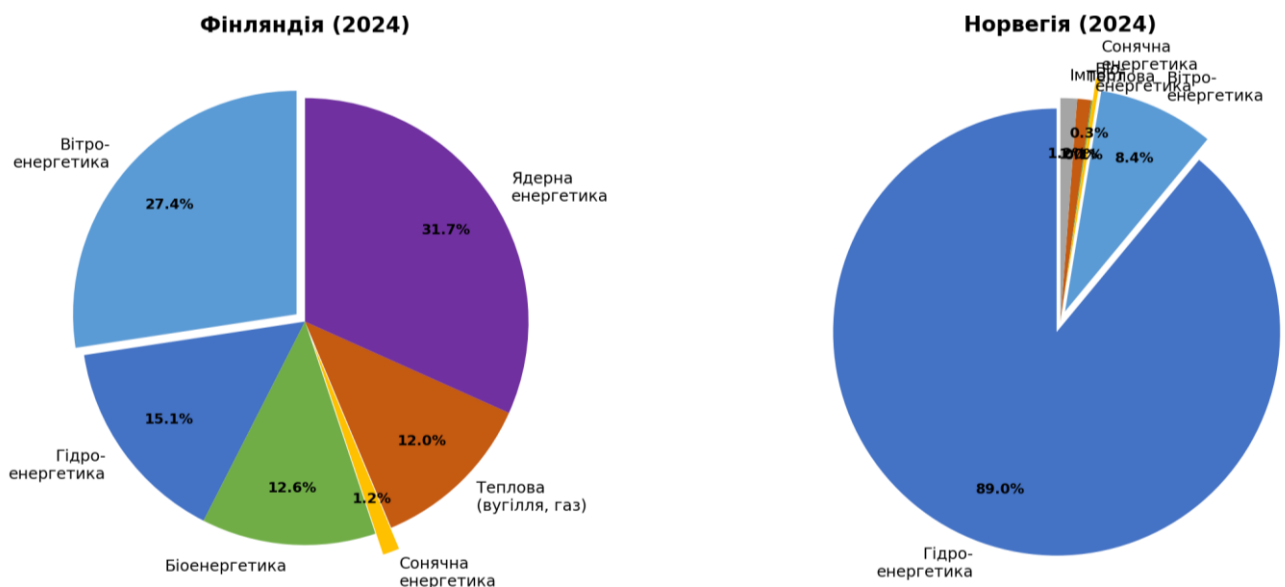


Рисунок 1.3 – Структура виробництва електроенергії за джерелами генерації

Як видно з рисунку 1.3, структура електроенергетики Фінляндії та Норвегії суттєво відрізняється. Фінляндія має диверсифіковану енергетику зі значною часткою ядерної енергії (31,7%), вітрової (27,4%) та гідроенергетики (15,1%). Норвегія, навпаки, майже повністю покладається на гідроенергетику (89%), з невеликим внеском вітрової енергії (8,4%) [3].

Важливою особливістю є високий рівень електрифікації опалення. У Фінляндії понад 80% будинків використовують електричне опалення або теплові насоси, що створює значне сезонне навантаження на електромережу. У Норвегії цей показник ще вищий — близько 85%. Така електрифікація теплопостачання робить енергосистему чутливою до температурних коливань [2].

1.5 Використання відновлюваних джерел енергії у Фінляндії та Норвегії

Фінляндія та Норвегія є лідерами Європи за часткою ВДЕ в енергобалансі. За даними ЕЕА, Фінляндія демонструє один із найвищих темпів зростання частки ВДЕ — понад 23 відсоткових пунктів з 2005 року. У 2024 році частка ВДЕ у фінському енергобалансі досягла 43%, що значно перевищує середньоєвропейський показник [2].

Вітрова енергетика Фінляндії демонструє стрімке зростання. За даними WindEurope, у 2024 році Фінляндія встановила 1,4 ГВт нової вітрової потужності (друге місце в Європі після Німеччини), встановивши 235 турбін із середньою потужністю 6 МВт кожна [8]. Загальна встановлена потужність вітроенергетики у Фінляндії зросла з 2 ГВт у 2018 році до 8,4 ГВт у 2024 році — більш ніж у 4 рази [8].

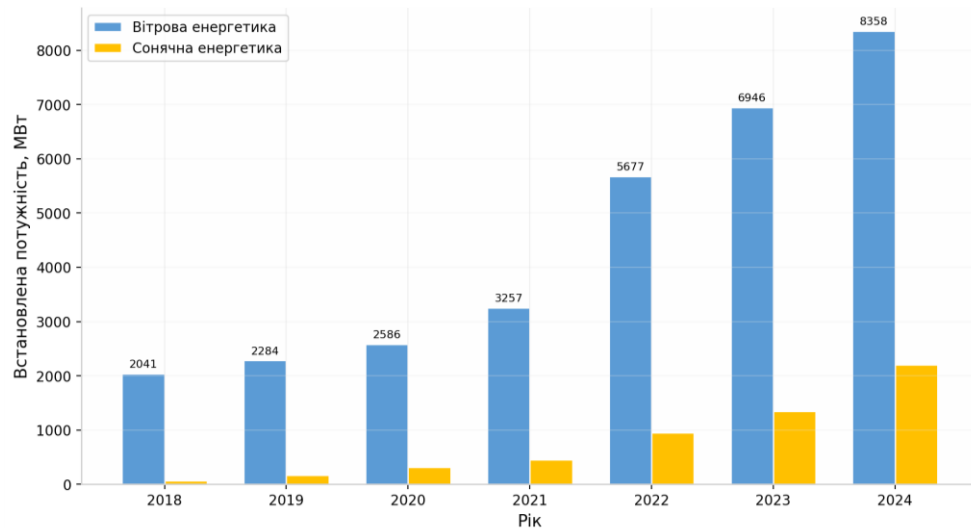


Рисунок 1.4 – Динаміка встановлених потужностей ВДЕ в Фінляндії у 2018–2024 роках

Сонячна енергетика у Фінляндії розвивається значно повільніше, проте демонструє позитивну динаміку. Встановлена потужність сонячних електростанцій зростає з 67 МВт у 2018 році до приблизно 2,2 ГВт у 2024 році. Основним стимулом є зниження вартості фотоелектричних технологій та впровадження програм підтримки.

Норвегія має потужний потенціал вітроенергетики, особливо офшорної. Станом на 2023 рік Норвегія мала 35 МВт нової вітрової потужності, а найбільшим проєктом є плавуча вітрова електростанція *Huwind Tampen* потужністю 88 МВт. Загальна встановлена вітрова потужність у Норвегії становить близько 5 ГВт, при цьому країна має амбітні плани щодо розвитку офшорної вітроенергетики [9].

Вплив снігу на сонячні панелі є важливим фактором для холодного клімату. За даними дослідження *Dahlioui et al.*, опублікованого у *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, річні втрати від снігу для монофакціальних панелей можуть становити від 0,6% до 20%, тоді як для біфакціальних панелей втрати значно менші — лише 2% у найгіршому сценарії. Дослідження, проведене для Гельсінкі та Куопіо, показало, що втрати від снігу у зимовий період 2017–2018 років перевищили 1,5 місяця літньої генерації [10].

1.6 Гібридні системи в холодному кліматі

Гібридні системи електрозабезпечення для холодного клімату вимагають специфічного підходу до проєктування, враховуючи низькі температури, снігові навантаження, короткий світловий день та високі пікові навантаження на опалення. Структурна схема такої системи наведена на рисунку 1.5.

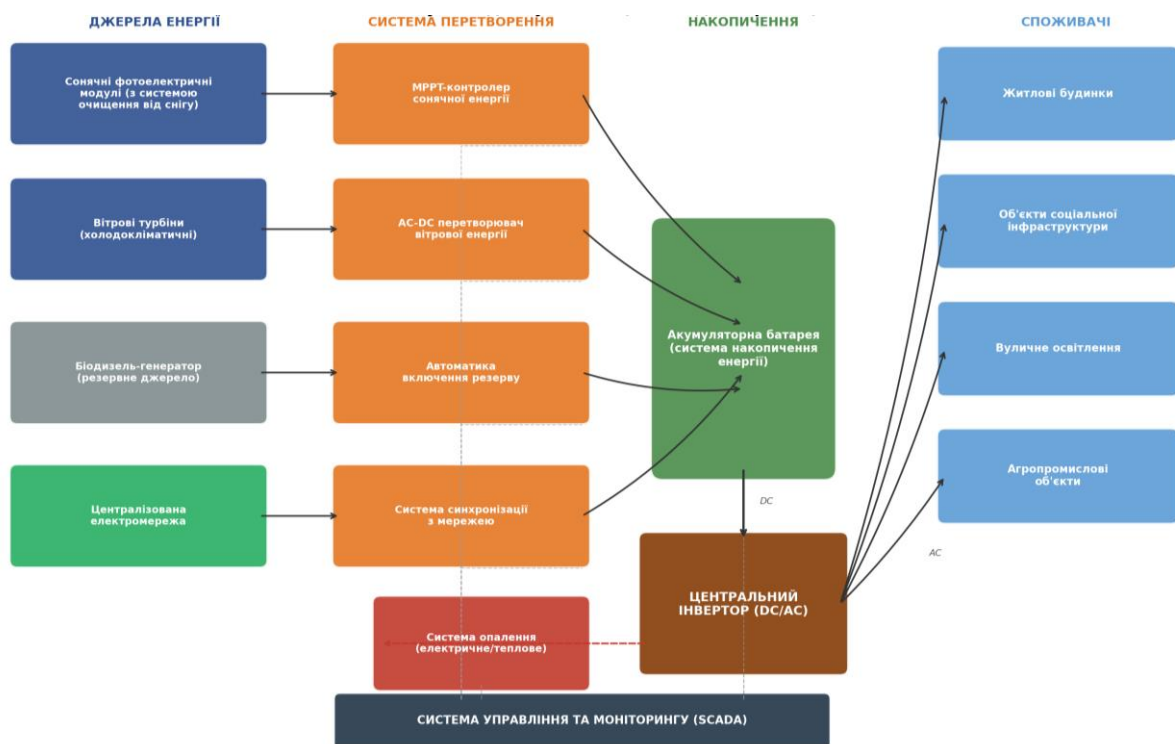


Рисунок 1.5 – Структурна схема гібридної системи електрозабезпечення села у холодному кліматі (Фінляндія/Норвегія)

Основні відмінності гібридних систем для холодного клімату порівняно з помірними регіонами включають: використання холодокліматичних вітрових турбін, здатних працювати при температурах до -40°C ; встановлення сонячних панелей під оптимальним кутом 45° для ефективного скидання снігу; використання біфаціальних модулів для використання альbedo-ефекту від снігового покриву; інтеграцію системи опалення з електричним накопиченням тепла [10].

Згідно з дослідженням VTT Technical Research Centre of Finland, уся вітрова потужність Фінляндії може вважатися розташованою в холодному кліматі, оскільки всі вітрові турбіни зазнають температур за межами стандартних умов експлуатації. Найскладніші умови спостерігаються у Лапландії, де поєднання високогір'я, обледеніння та температур до -13°C створює серйозні виклики для обладнання.

Дослідження Akhtari та Karlström, проведене для 20 міст Нордичного регіону, показало, що оптимальні системи для 100 осіб містять сонячні панелі потужністю 498 кВт, вітрові турбіни 350 кВт, біодизель-генератор 150 кВт та акумуляторну батарею 2,42 МВт·год. Частка відновлюваної енергії в таких системах досягає 88,1% для міст із сприятливими умовами (Турку) та знижується до 57% для найскладніших умов (Рейк'явік) [6].

1.7 Об'єкт електропостачання

Об'єктом електропостачання обрано Село. Клімат селища — різко континентальний з великою амплітудою перепаду температур. Зими суворі та сніжні. Оподи досить рідкісні, тому небо протягом більшої частини зими ясне. Температура взимку може доходити до мінус 38-39 градусів Цельсія. Літо коротке, але спекотне. Температура в літній період становить плюс 23-25 $^{\circ}\text{C}$, іноді піднімається до плюс 30-32 $^{\circ}\text{C}$. Вітер різкий, поривчастий, до 12-20 м/с.

Осінній період також короткий. Початок осені в серпні характеризується зниженням температури до плюс 12 $^{\circ}\text{C}$. Перші заморозки починаються на початку жовтня.

Інфраструктура включає загальноосвітню школу, будинок культури, дитячий садок, поліклініку та адміністративну будівлю. Великих і середніх заготівельних, сільськогосподарських та переробних підприємств у селищі наразі немає. Населення селища становить 3530 осіб. Житловий фонд, за даними адміністрації селища, складає 297 житлових будинків. 9 з яких мають 3-5 поверхів, решта будинків — це малоповерхові споруди (1-2 поверхи).

З огляду на вищесказане, розробка проекту модернізації системи енергопостачання та впровадження ВДЕ є актуальним завданням з низки причин:

- велика віддаленість селища від найближчої системи централізованого електропостачання.

- підключення та підведення електропостачання за допомогою кабельних або повітряних ліній пов'язане зі значними технічними та організаційними труднощами, а також є економічно недоцільним;

- у місці розташування селища допустиме використання таких природних ресурсів, як вітер, сонячна енергія, річкова вода, для виробництва електроенергії на місці;

- результати розробки системи електропостачання селища можуть бути тиражовані для розробки аналогічних систем електропостачання в інших населених пунктах, що залишилися без централізованого електропостачання.

1.8 Характеристика енергоспоживання об'єкта

Основними споживачами електроенергії в селищі є житлові будинки. Невелику частку енергоспоживання мають поліклініка, школа та будівля адміністрації. Крім того, у селищі є вуличне освітлення, об'єкти зв'язку та допоміжна інженерна інфраструктура, що споживають значну кількість електроенергії.

Визначимо категорії електроприймачів за надійністю електропостачання та їх встановлені потужності.

Характерні добові графіки активної потужності для зимового та літнього режимів роботи наведено на рисунках 1.6-1.7/

Таблиця 1.1 — Категорії надійності електроприймачів та їх встановлені потужності у денний та вечірній час

Найменування	Кількість об'єктів	Середнє денне навантаження	Середнє вечірнє навантаження
Житловий багатоквартирний будинок (1-2 поверхи)	288	13,6	28,3
Житловий багатоквартирний будинок (4-5 поверхів)	9	75	140
Медичні заклади	3	23,5	16,7
Заклади освіти	3	18,3	5,27
Адміністрація	1	14,5	5,5
Разом:		69,9	195,7

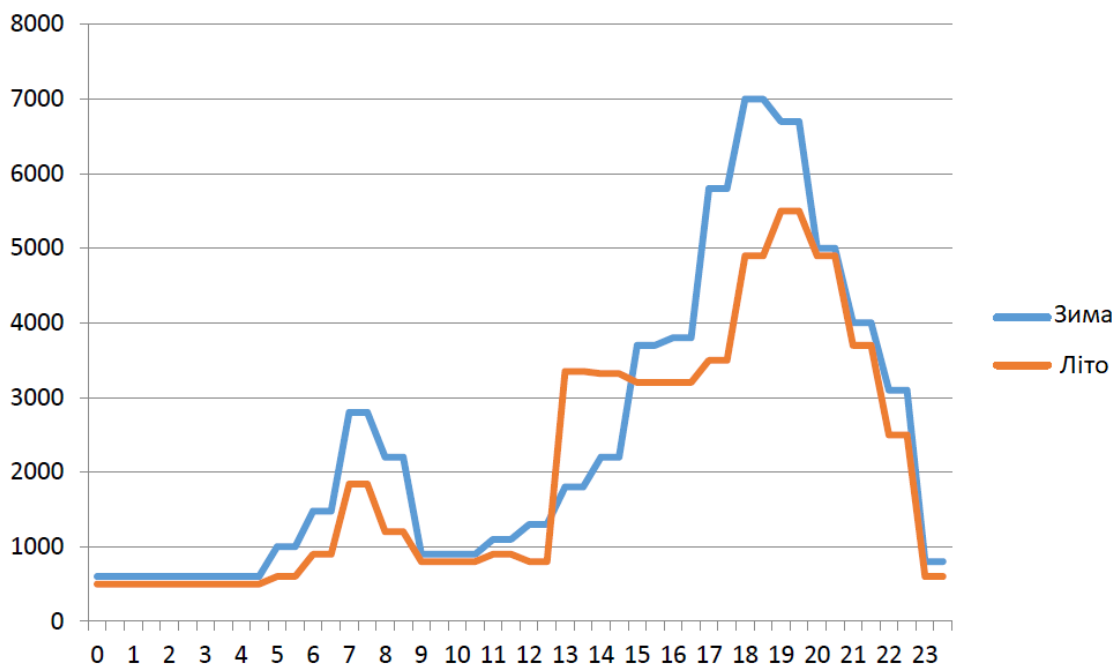


Рисунок 1.6 - Характерний добовий графік потужності багатоквартирних будинків та приватних господарств (Вт)

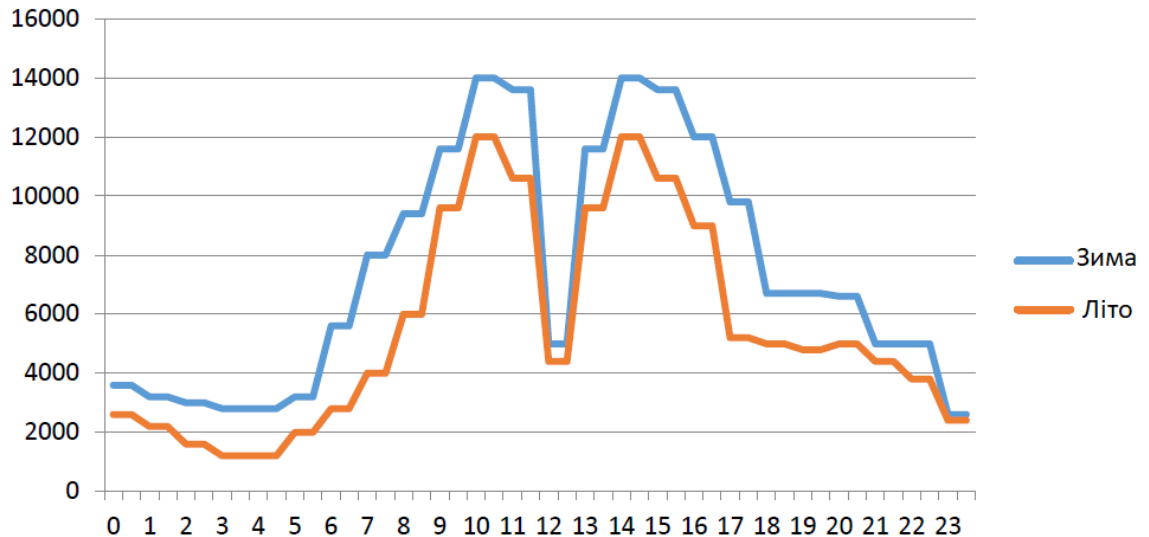


Рисунок 1.7 – Характерний графік потужності (Вт) для адміністративних та освітніх установ

Для продовження роботи виберемо два періоди енергоспоживання. Перший, зимовий період (з вересня по травень), найтриваліший, а другий, літній (з липня по серпень), коротший. Середнє щомісячне споживання енергії в зимовий період становить 1673,8 мегават-годин. Особливістю даного періоду є висока витрата електроенергії в нічні години. Ця особливість пояснюється витратами на опалення житла. Середньомісячне споживання влітку становить 1124,2 МВт·год/міс.

1.9 Висновки до розділу

1. Проаналізовано досвід Фінляндії та Норвегії у сфері використання ВДЕ для електрозабезпечення сільських територій. Встановлено, що частка ВДЕ у первинному споживанні енергії у Фінляндії перевищує 43%, а в Норвегії сягає майже 80%, що свідчить про високий потенціал відновлюваних технологій для регіонів із суворим кліматом.

2. Досліджено метеорологічні умови Північної Європи та їхній вплив на ефективність гібридних систем. Виявлено виражену сезонну нерівномірність сонячної радіації (у зимові місяці показники прагнуть до нуля) та високу

стабільність вітрового режиму восени та взимку, що обґрунтовує доцільність комбінованого використання вітрової та сонячної генерації.

3. Визначено ключові проблеми споживачів електроенергії у холодних регіонах: високе енергоспоживання на опалення (50–70% від загального річного споживання), значні сезонні коливання навантаження (зимове споживання у 2–3 рази перевищує літнє), географічну віддаленість від централізованих мереж та підвищений ризик перебоїв у електропостачанні.

4. Проаналізовано структуру електроспоживання та виробництва електроенергії у Фінляндії та Норвегії. У Фінляндії переважає диверсифікована генерація (ядерна — 31,7%, вітрова — 27,4%, гідро — 15,1%), тоді як Норвегія майже повністю покладається на гідроенергетику (89%).

5. Обґрунтовано особливості проектування гібридних систем для холодного клімату: використання холодокліматичних вітрових турбін, встановлення сонячних панелей під кутом 45° для скидання снігу, застосування біфасціальних модулів для використання альbedo-ефекту

6. Визначено об'єкт електропостачання — село з населенням 3530 осіб, житловим фондом у 297 будинків (9 багатоповерхових, 288 малоповерхових). Клімат характеризується різко континентальним типом: температури взимку до –38...–39 °С, влітку до +30...+32 °С, поривчастий вітер до 12–20 м/с. Встановлено, що село має значну віддаленість від централізованого електропостачання та природний потенціал для використання вітру, сонця та річкової води.

7. Проведено аналіз енергоспоживання об'єкта. Загальне середнє денне навантаження становить 69,9 кВт, середнє вечірнє — 195,7 кВт. Середньомісячне споживання в зимовий період (вересень–травень) — 1673,8 МВт·год/міс, у літній період (липень–серпень) — 1124,2 МВт·год/міс. Основними споживачами є житлові будинки, а також поліклініка, школа, будинок культури та адміністративна будівля.

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Принцип роботи гібридної сонячно-вітро-дизельної електростанції

Основним завданням будь-якої електростанції є цілорічне, безперервне та достатнє забезпечення споживачів якісною електроенергією. Діюча дизель-електростанція селища повною мірою не відповідає цим вимогам. Саме тому пропонується провести її глибоку модернізацію з включенням до енергобалансу системи відновлюваних джерел енергії.

Після аналізу інсоляційних та вітрових характеристик у попередньому розділі можна простежити нерівномірність місячних показників інсоляції та вітру. Відповідно, генерація з використанням цих ресурсів буде прямо залежати від метеорологічної ситуації і також окремо не зможе повністю задовольнити потребу селища в електроенергії.

Для вирішення зазначених вище проблем пропонується використання комбінованої схеми включення генераторів усіх трьох типів. Реалізація даної схеми вимагатиме наявності на групі дизель-генераторної установки ДГУ системи автоматичного пуску та зупинки для регулювання виробленої енергії та нівелювання зниження вироблення від інших джерел. Другим важливим кроком стане встановлення накопичувача у вигляді акумуляторної батареї великої ємності та системи моніторингу й контролю виробленої енергії у вигляді вузла керуючого контролера.

Комбінуючи енергосистему таким чином, ми зможемо забезпечити безперервне виробництво електроенергії з перехресним резервуванням кожного з джерел. Це неодмінно позначиться на якості та надійності енергопостачання селища та енергосистеми в цілому.

Також варто відзначити збільшення ресурсу самих агрегатів. Оскільки за даною схемою роботи група дизель-генераторів працює не з повним завантаженням і збільшеною перервою.

Загальна функціональна схема сонячно-вітро-дизельної електростанції,

що відображає задіяні елементи та структуру функціонування, представлена на рисунку 2.1.

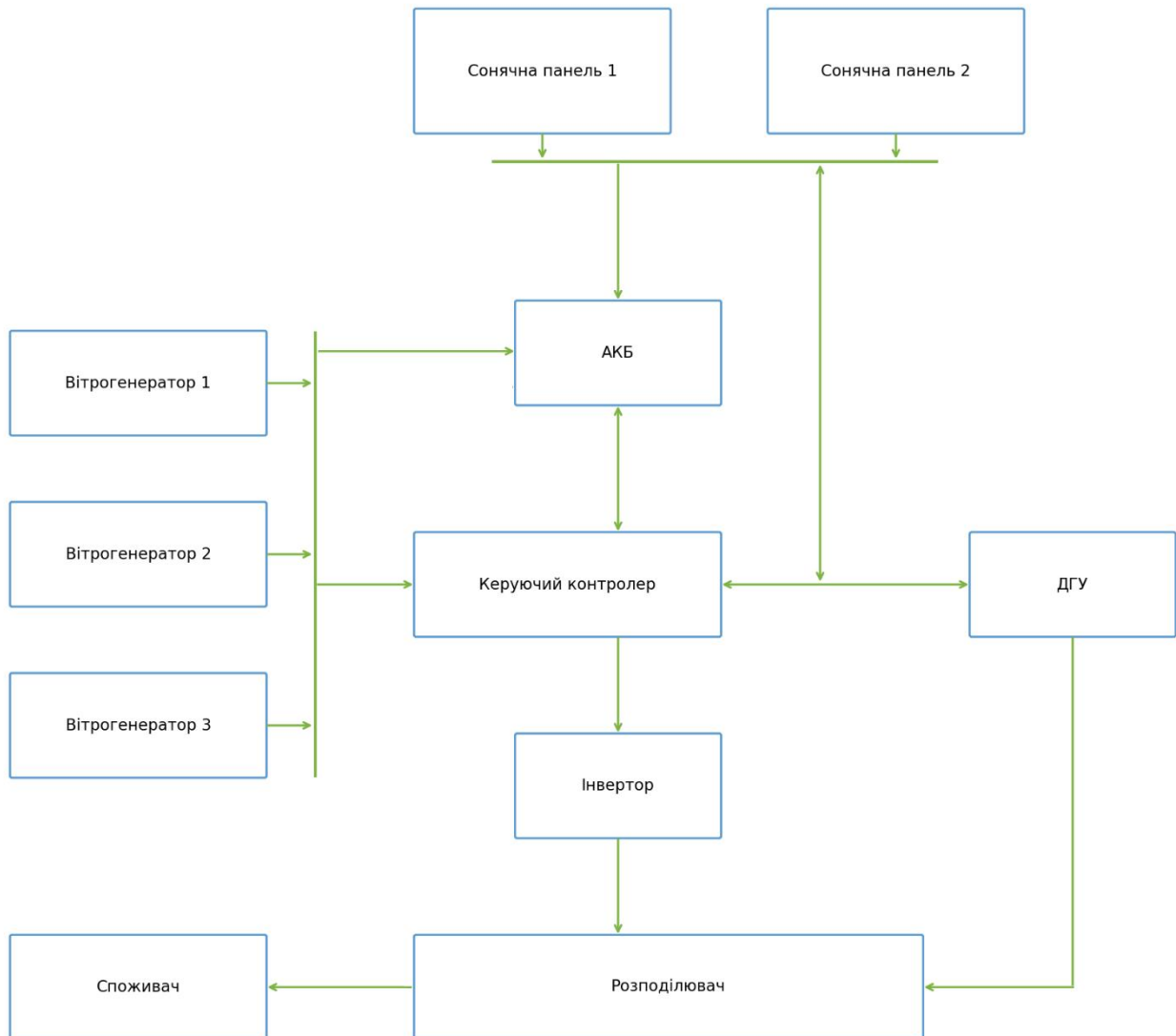


Рисунок 2.1 - Функціональна схема сонячно-вітро-дизельної електростанції

Розглянемо схему детальніше. При розгляді візьмемо за основу сприятливі погодні умови: швидкість вітру - 4,5 м/с, погода ясна, сонячна.

Візуально можливе компоувальне рішення представлено на рисунку 2.2.

Оскільки вже існуюча селищна електростанція повністю вичерпала свій ресурс, за основу всієї системи беруться нові установки. Група дизель-генераторів пов'язана з керуючим контролером, від якого отримує керуючі команди. Видача в мережу згенерованої енергії відбувається через розподільник. Група ВЕС працює за наступним ланцюгом: вітрогенератор –

керуючий контролер – інвертор – розподільник – мережа. Від вітрогенератора за командою керуючого контролера згенерована енергія потрапляє на інвертор.

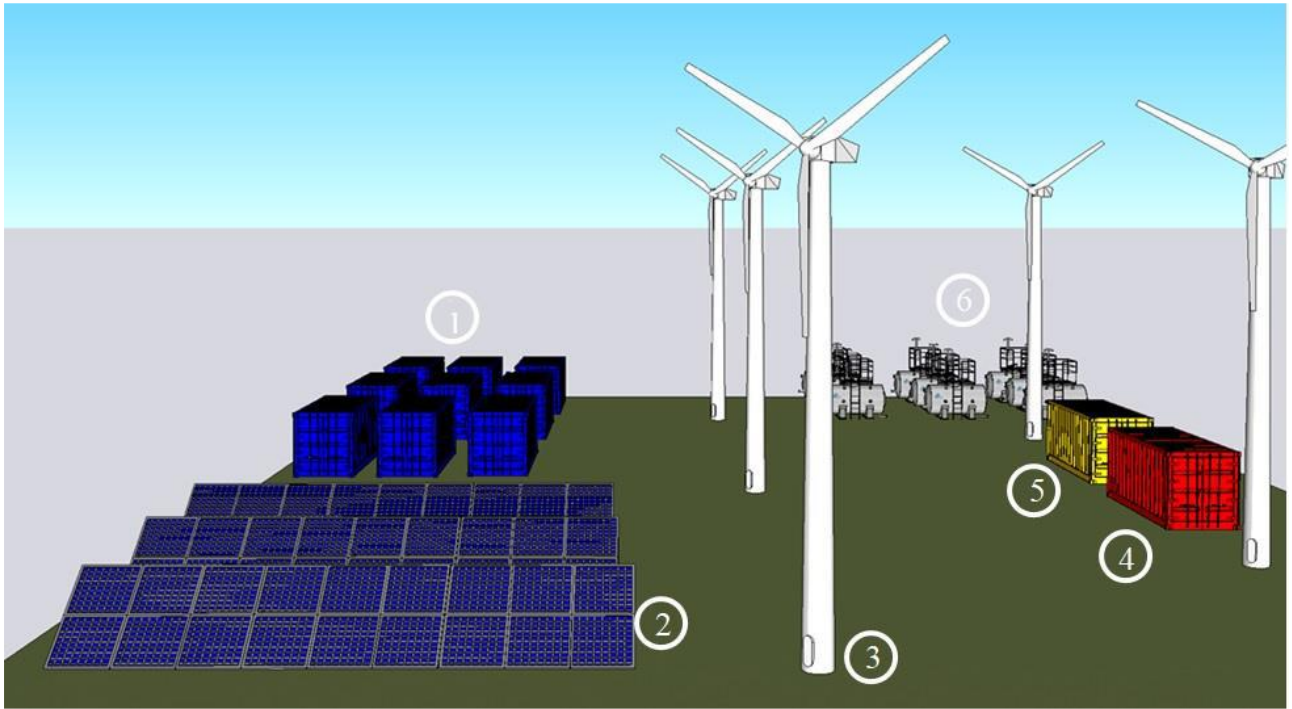


Рисунок 2.2 – Візуальне представлення об'єкта генерації

1 — група дизель-генераторів, 2 — група СЕС, 3 — група ВЕС, 4 — акумуляторний модуль, 5 — модуль контролер-інвертор-розподільник, 6 — резервуари ПММ

Після подвійного перетворення енергія потрапляє на розподільник і далі до споживача.

У разі відсутності високого споживчого навантаження керуючий контролер передає енергію на акумуляторні батареї для їх заряджання.

Група сонячних батарей працює в системі за схожим алгоритмом. Відмінність полягає лише в одноразовому перетворенні постійного струму на змінний.

Модуль акумуляторних батарей отримує та накопичує вироблену за день електроенергію і видає її в споживчу мережу в нічний час або в години пікових навантажень, запобігаючи перевантаженню системи та резервуючи потужності на випадок нештатних ситуацій.

2.2 Розрахунок та вибір обладнання

Вибір обладнання, що використовується, є важливим етапом реалізації проекту. Слід врахувати такі фактори, як місце розташування, режим роботи обладнання, його навантаженість, а також оцінити загальний ККД системи в цілому [11].

З урахуванням місця розташування об'єкта до нього висуваються підвищені вимоги щодо працездатності при різному градієнті температур навколишнього середовища, включаючи вкрай високі та вкрай низькі значення. Використання обладнання, що не відповідає цим вимогам, робить систему неефективною та ненадійною.

Загальна оцінка енергоефективності автономної гібридної системи електропостачання з використанням ВДЕ складається з декількох показників системи. Одним з основних показників при оцінці об'єкта є сумарний коефіцієнт корисної дії системи. Сумарний коефіцієнт отримують шляхом розрахунку ККД для кожного джерела ВЕУ, ФЕП та ДГУ з урахуванням конструкції, їх режимів роботи, а також втрат при перетворенні та передачі енергії в мережу.

2.2.1 Вибір вітроелектричної установки

Вітроелектрична установка (ВЕУ) уловлює та перетворює енергію вітрового потоку на механічну. Далі механічна енергія надходить на ротор генератора, де перетворюється на електричну енергію [12-15].

Основними характеристиками для вибору ВЕУ є:

- діаметр і кількість лопатей гвинта ротора,
- висота підйому гондоли,
- схема розташування,
- режим роботи,
- стартова та номінальна швидкість вітру,

- тип і потужність генератора.

Мінімальне середньодобове значення швидкості вітрового потоку, рівне 4 м/с. Таким чином, це значення слід прийняти як базове для підбору ВЕУ.

З урахуванням усіх вимог оптимальним варіантом є вітрогенератор «ENERSUN-30K E-YAWNING». Перевагами цієї установки є: низька швидкість запуску — 3 м/с, висока вихідна потужність при номінальній швидкості вітру 10 м/с, можливість роботи за підвищених і знижених температур навколишнього середовища.

Зовнішній вигляд вітрогенератора ENERSUN-30K E-YAWNING представлений на рисунку 2.3. Основні технічні характеристики наведені в рисунку 2.4.



Рисунок 2.3 - Зовнішній вигляд вітрогенератора ENERSUN-30K E-YAWNING

Технічні характеристики:

- **Модель:** RX-30DK
- **Номинальна потужність:** 30kW
- **Номинальна напруга:** 380V
- **Довжина лопатей:** 3.8 м
- **Діаметр:** 8 метрів
- **Вага:** 2 тони
- **Початкова швидкість вітру:** 2.5 м/с
- **Номинальна швидкість вітру:** 10 м/с
- **Максимальна швидкість вітру:** 45 м/с
- **Кількість лопатей:** 3 шт
- **Матеріал лопатей:** Посилений склопластик (FRP)
- **Тип генератора:** Трифазний змінний струм, постійні магніти
- **Матеріал магнітів:** NdFeB (неодимове залізо бор)
- **Матеріал корпусу:** Високоякісна легована сталь
- **Режим гальмування:** Електронне управління захистом від повороту
- **Регулювання напрямку вітру:** Електронне
- **Робоча температура:** -40°C ~ +80°C
- **Система змазки:** Автоматична подача змазки

Технічні параметри опори 15м на Вітрогенератор ENERSUN-30K E-YAWING

- **діаметр:** 480 мм
- **діаметр внизу:** 950 мм
- **товщина стінки:** 10 мм
- **діаметр фланця:** 1350 мм
- **товщина фланцевої пластини:** 30 мм
- **Загальна обробка продукту гарячим оцинкуванням**

Рисунок 2.4 – Технічні характеристики ENERSUN-30K E-YAWNING [16]

У першому розділі було отримано метеорологічні дані щодо швидкості вітру в заданому районі. Висота розміщення датчиків метеостанції становить 10 метрів. Однак, оскільки щогла даного вітрогенератора розташована вище, необхідно розрахувати швидкість вітру на заданій висоті [17]. Визначимо швидкість вітру за формулою (2.1):

$$V_h = V_\varphi \left(\frac{h}{h_\varphi} \right)^\alpha \quad (2.1)$$

де V_h - швидкість вітру на заданій висоті;

v_φ - швидкість вітру на висоті флюгера;

H_φ - висота флюгера;

α - коефіцієнт, що залежить від середньої швидкості вітру на висоті флюгера (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 - Залежність коефіцієнта α від швидкості вітру на висоті флюгера

$V_\varphi, \text{ м/с}$	0..3	3,5..4	4,5..5	5,5	6.11,5	12.12,5	13..14
α	0,2	0,18	0,16	0,15	0,14	0,35	0,13

Середньорічне значення швидкості вітру можна визначити як середньоарифметичне значення вимірених величин, отриманих з однаковою періодичністю протягом певного періоду часу (місяць, рік) [13] за формулою (2.2).

Таким чином, отримуємо, що середньорічна швидкість вітру дорівнює:

$$V_{\text{cp}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i = \frac{7,01 + 8 + 9,2 + 8,6 + 6,4 + 5 + 5,3 + 5,4 + 5,7 + 8 + 8,9 + 8,6}{12} = 7,1 \text{ м/с} \quad (2.2)$$

Тоді швидкість вітру на висоті 18 м:

$$V_{18} = 7,1 \left(\frac{18}{10} \right)^{0,14} = 7,7 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

За допомогою графіка залежності виробленої потужності від швидкості вітрового потоку та середньорічних значень вітру, проведемо розрахунок можливої вироблення електроенергії для одного вітрогенератора. Отримані значення наведено в таблиці 2.2 та таблиці 2.3.

Таблиця 2.2 - Середньорічні значення V_{cp} на висоті гондоли

Місяць	V_{cp} , м/с				Значення на висоті 18 м
	2022	2023	2024	2025	
Січень	9.8	8	7.4	7.01	8.7
Лютий	12	11	9	8	10.9
Березень	9.9	9.7	10.5	9.2	10.7
Квітень	8.8	8.7	9	8.6	9.5
Травень	6.3	6.1	6.5	6.4	6.9
Червень	5.5	5.1	5.3	5	5.7
Липень	5	4.9	5.1	5.3	5.5
Серпень	4.9	4.1	5.6	5.4	5.4
Вересень	5.2	5.3	5.5	5.7	5.9
Жовтень	9	8.8	9.3	8	9.5
Листопад	9.2	9	9.5	8.9	9.9
Грудень	9.1	8.7	9.2	8.6	9.7

Таблиця 2.3 - Обсяг виробленої електроенергії однією вітроелектростанцією

Місяць	V_{cp} , м/с	$P_{виробництва}$, кВт	$W_{Ветоген}$, кВт·год
Січень	8.7	27	20088
Лютий	10.9	32	21504
Березень	10.7	32	23808
Квітень	9.5	32	23040
Травень	6.9	12	8928
Червень	5.7	7.5	5400
Липень	5.5	7	5208

Серпень	5.4	6	4464
Вересень	5.9	8	5760
Жовтень	9.5	32	23808
Листопад	9.9	32	23040
Грудень	9.7	32	23808

Для спрощення візуального аналізу побудуємо діаграму на основі отриманих місячних показників виробленої потужності. (Рисунок 2.4)

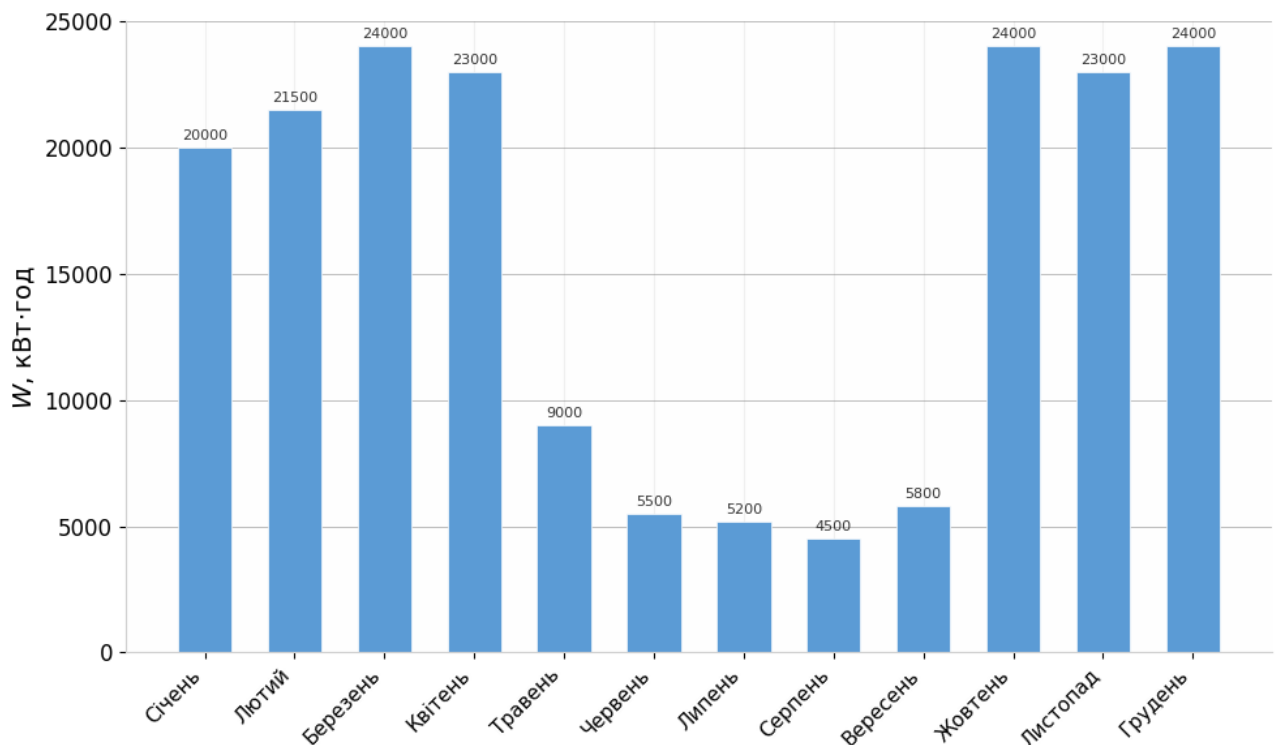


Рисунок 2.4 - Графік щомісячного обсягу виробленої електроенергії з розрахунку на один вітрогенератор

2.2.2 Вибір фотоелектричних панелей

Вибір фотоелектричного перетворювача сонячної енергії також здійсимо на основі отриманих метеорологічних даних. У п. 1.7. були отримані та

проаналізовані дані про рівень сонячної радіації даного селища. Усереднене значення за 9 років склало 1064,6 кВт·год/м², що є достатнім значенням для роботи фотоелектричного модуля.

Збір та аналіз інформації про доступні для придбання сучасні високопродуктивні сонячні панелі дозволив обрати модулі на основі монокристалів класу Risen RSM40-8-400M [17]. Завдяки використанню монокристалів батарея має високий ККД перетворення, є надійною та довговічною, а також може працювати в широкому температурному діапазоні [18-24]. Основні технічні характеристики обраного пристрою наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Основні характеристики сонячної панелі Risen RSM40-8-400M

Максимальна потужність, Вт	400
Робоча напруга, В	34,9
Робочий струм, А	11,64
Напруга холостого ходу, В	41,3
Діапазон робочих температур, С	від мінус 40 до плюс 85
Вага, кг	21
Термін експлуатації, роки	25

На основі отриманих технічних та метеорологічних даних розрахуємо вироблену потужність $W_{міс}$ для зимового та літнього періодів використання фотоелектричних перетворювачів за формулою (2.3).

При розрахунку візьмемо характерні середні значення навколишнього середовища. Для літнього періоду плюс 20 °С коефіцієнт продуктивності 0,5, для зимового періоду мінус 40 °С коефіцієнт продуктивності 0,7. Значення інсоляції для кожного місяця у 2025 році наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Значення інсоляції за місяцями

Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
Значення добової інсоляції, кВт·год/м ²	0,8	1,5	2,5	3,5	4,2	5,3	6,1	4,8	2,4	1,4	0,9	0,7
Значення місячної інсоляції, кВт·год/м ²	24,8	42	77,5	105	130,2	159	189,1	148,8	74,4	43,4	27	21,7

$$W_{\text{міс}} = \frac{P_m \cdot E \cdot \eta}{1000} \cdot S_{\text{пан}} \quad (2.3)$$

де P_m - потужність модуля фотоелектричного перетворювача, Вт;

E - значення сонячної інсоляції за місяць, кВт·год/м²;

η - коефіцієнт корисного використання;

$S_{\text{пан}}$ - площа перетворювача;

1000 - максимально можливе значення інсоляції (Вт/м²).

Тоді отримуємо вироблення за місяцями:

$$W_{\text{січень}} = \frac{200 \cdot 24,8 \cdot 0,7}{1000} \cdot 1,2 = 4,1 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{\text{лютий}} = \frac{200 \cdot 42 \cdot 0,7}{1000} \cdot 1,2 = 7,0 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{\text{березень}} = \frac{200 \cdot 77,5 \cdot 0,7}{1000} \cdot 1,2 = 13,0 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{\text{квітень}} = \frac{200 \cdot 105 \cdot 0,7}{1000} \cdot 1,2 = 17,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{\text{травень}} = \frac{200 \cdot 130,2 \cdot 0,5}{1000} \cdot 1,2 = 15,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{\text{червень}} = \frac{200 \cdot 159 \cdot 0,5}{1000} \cdot 1,2 = 19,0 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{\text{липень}} = \frac{200 \cdot 189,1 \cdot 0,5}{1000} \cdot 1,2 = 22,7 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{\text{серпень}} = \frac{200 \cdot 148,8 \cdot 0,5}{1000} \cdot 1,2 = 17,9 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{\text{вересень}} = \frac{200 \cdot 74,4 \cdot 0,7}{1000} \cdot 1,2 = 12,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{\text{жовтень}} = \frac{200 \cdot 43,4 \cdot 0,7}{1000} \cdot 1,2 = 7,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{\text{листопад}} = \frac{200 \cdot 27 \cdot 0,7}{1000} \cdot 1,2 = 4,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{\text{грудень}} = \frac{200 \cdot 21,7 \cdot 0,7}{1000} \cdot 1,2 = 3,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Для візуалізації отриманих значень побудуємо графік виробленої потужності за місяцями. (Рисунок 2.5)

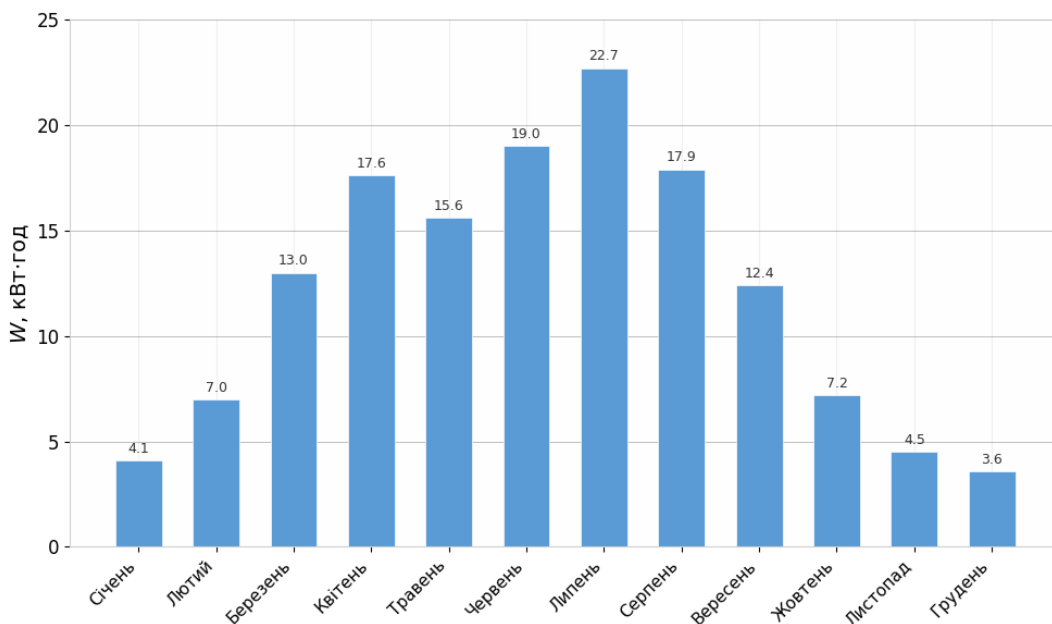


Рисунок 2.5 - Графік виробленої потужності одним фотоелектричним

модулем за місяцями, кВт·год

2.2.3 Вибір інверторного пристрою

Оскільки обсяг виробленої потужності фотоелектричних модулів та вітроелектростанцій є значним, у систему необхідно встановити продуктивний та надійний інвертор. У даному випадку обираємо інвертор фірми Sandi, модель SDP-750. Цей інвертор може використовуватися, зокрема, і на великих енергооб'єктах, оскільки його конструкція пройшла модернізацію і має підвищений коефіцієнт корисної дії. Основні технічні характеристики пристрою наведено в таблиці 2.6

Таблиця 2.6 - Технічні характеристики інвертора Sandi SDP 750

Основні технічні характеристики	
Номінальна потужність, кВт	750
Вхідна напруга, В	380-650
Вихідна напруга, В	230/380
Частота, Гц	50
ККД, %	93
Умови роботи	
Діапазон робочих температур, °С	від мінус 35 до плюс 50
Вологість повітря, %	від 0 до 98
Маса, кг	3985
Захист пристрою	захист від перегріву та короткого замикання, від розрядження або перезарядження акумулятора, вбудований bypass

2.2.4 Вибір дизель-генераторів

Для вибору дизельних генераторів слід проаналізувати графіки зимової та літньої споживаної селищем потужності. Попередньо вже були окремо розглянуті характерні добові графіки споживачів. Підсумовуючи ці дані, а також враховуючи добові дані енергоспоживання інженерно-освітньої інфраструктури селища, отримаємо наступний усереднений добовий графік літніх і зимових навантажень. (Рисунок 2.6.)

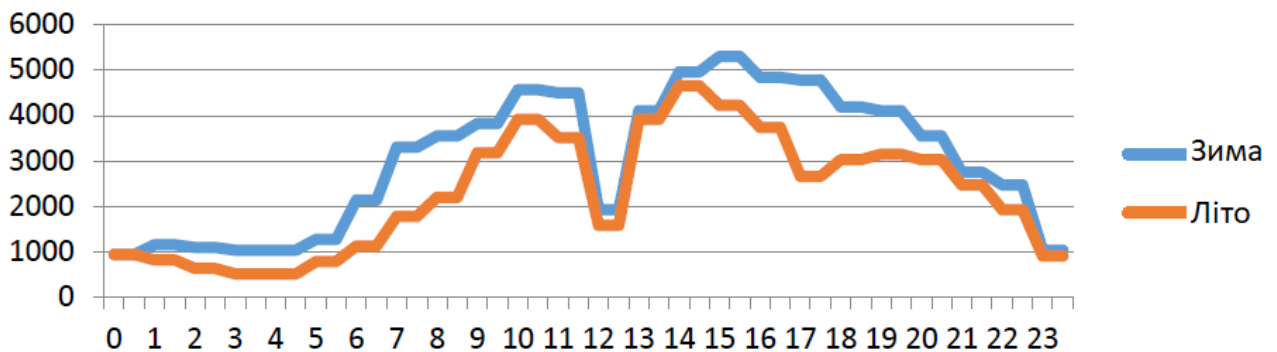


Рисунок 2.6 - Сумарний добовий графік споживання у селищі (кВт)

Судячи з цього графіка, добовий зимовий максимум припадає на вечір з 15:00 до 20:00 і становить 5,9 МВт. Літній максимум споживання з 14.00 до 17.00 становить 4,6 МВт.

Оскільки показники зимового та літнього максимуму значно відрізняються, для ефективного завантаження дизель-генераторів слід застосовувати груповий метод побудови вузла з максимальною потужністю кожного агрегату не менше 1 МВт. Для ефективної компенсації та резервування потужності нам знадобиться 5 дизель-генераторів потужністю 1 МВт кожен.

Ці дії дозволять підвищити надійність, варіативність та енергоефективність всієї системи в цілому. Вибір однотипних пристроїв дозволить скоротити номенклатуру закупаваних запчастин і прискорити ремонт у разі поломки. Також група дизель-генераторів повністю резервує

групу ВДЕ-генераторів у разі несприятливих для вироблення електроенергії погодних умов і збільшує надійність системи в цілому. У разі нештатної ситуації 5 МВт виробленої енергії покриватимуть приблизно 80–85 % потреби селища в електроенергії та дозволять утримати в робочому стані енергосистему селища за розвитку негативного сценарію.

Вибираємо дизельний генератор SDMO Diesel 10000 E AVR Silence .

Основні характеристики обраного пристрою представлені в таблиці 2.7.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЕНЕРАТОР ДИЗЕЛЬНИЙ SDMO DIESEL 10000 E AVR SILENCE	
ЗАГАЛЬНІ ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Вид палива	Дизель
Варіант виконання	У кожусі
Максимальна потужність, кВт	9 кВт
Номінальна потужність, кВт	8 кВт
Тип альтернатора	Синхронний
Кількість фаз	Однофазний
Напруга	220 В
Частота	50 Гц
Вихід 12 В	Ні
Тривалість безперервної роботи	12 г
Ступінь захисту	IP54
Країна-виробник	Франція
Гарантія, міс	12
ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДВИГУНА	
Вид палива	Дизель
Витрата палива, л/год	2.1 л/год
Тип двигуна	4-тактний
Двигун	Kohler KD 425-2
Рівень шуму, дБа	68 дБа
КОНСТРУКТИВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Лічильник мотогодин	Так
Об'єм паливного баку (л)	27 л
AVR (автоматичний регулятор напруги)	Так
Вага, кг	269
Висота, мм	960
Ширина, мм	1180
Глибина, мм	670
Наявність АКБ	Так
AVR (автоматичне включення резерву)	Ні
Система охолодження	Повітряна
Тип запуску	Електростарт

Рисунок 2.7 Основні технічні характеристики дизель-генератора SDMO Diesel 10000 E AVR Silence

Група дизель-генераторів обов'язково має включати не лише самі дизельні установки, а й резервуари для прийому, зберігання та підготовки палива, а також насоси для своєчасної подачі необхідного обсягу паливно-мастильних матеріалів (ПММ) у дизельний двигун генератора.

Варто зазначити, що на діючій електростанції вже є ємності для зберігання ПММ загальним об'ємом 6000 м³. Однак їх технічний стан є перед аварійним і може вплинути не тільки на роботу дизельних агрегатів та надійність системи в цілому, але й спричинити розлив палива. Що в подальшому призведе до техногенної та екологічної катастрофи. Тому в проекті електростанції передбачена заміна старих резервуарів на нові сучасні ємності, що відповідають усім нормам безпеки та дбайливого природокористування.

Нові резервуари підібрані з розрахунку на 5 дизель-генераторів зазначеного типу. При 75% лінійному навантаженні орієнтовно буде потрібно 741024 літрів (23904 л/добу) дизельного палива на місяць. Необхідний об'єм паливних резервуарів повинен задовольняти піврічну потребу генераторів у паливі, а також враховувати можливу нерівномірність завантаження та перевитрату сумарно не більше 5%. Таким чином, резервуари повинні мати об'єм не менше 4 668 452,2 літра. Додаткова вимога, що висувається до вибору резервуарів, полягає в низькій трудомісткості монтажу та можливості доставки в зазначений регіон доступними видами транспорту за прийнятною ціною.

Для вирішення цього завдання вирішено використовувати 5 резервуарів компанії об'ємом 1000 м³. Також підбираємо паливний насос. Наявність цього пристрою дозволить безперебійно забезпечувати дизель необхідним об'ємом ПММ. Паливний насос може бути встановлений як у самому дизель-генераторі, так і на резервуарі. Для встановлення в систему були обрані надійні паливні насоси високого тиску фірми Perkins, модель 2643B15.

2.2.5 Підбір акумуляторних батарей

Альтернативні джерела енергії залежать від безлічі зовнішніх факторів [25-27]. Для безперервного постачання споживачів першої групи необхідним обсягом електроенергії, у проекті передбачено встановлення накопичувачів енергії [28,29], згенерованої за допомогою ВДЕ.

Для цієї мети були обрані залізофосфатні акумулятори напругою 24 В

(25,6 В) і ємністю 350 А·год.

Для експлуатації цих пристроїв у нормальному робочому режимі з них збирають акумуляторну батарею з розрахунковою номінальною напругою 450 В. З метою подовження терміну експлуатації глибина розряду батареї встановлена на рівні 70 %. Тоді загальна ємність становитиме:

$$E_C = \frac{W_D}{U_B \cdot K_D} = \frac{2500}{480 \cdot 0,70} = 7,440 \text{ кА} \cdot \text{год}$$

де W_D - середньодобовий обсяг енергії, що виробляється за допомогою ВДЕ, кВт;

U_B - номінальна напруга акумуляторної батареї;

K_D - коефіцієнт використання.

Далі знайдемо необхідну кількість акумуляторних накопичувачів.

$$N_B = \frac{E_C}{E_B} = \frac{7,440 \cdot 1000}{350} = 21,2 \text{ шт}$$

де E_C - необхідна ємність накопичувача;

E_B - ємність акумуляторної батареї.

Отже, для накопичення згенерованої за допомогою ВДЕ добової енергії буде потрібно:

$$E_0 = E_B \cdot N_B = 22 \cdot 350 = 7700 \text{ А} \cdot \text{год}$$

Сумарна ємність усього накопичувача становитиме 3696 кВт·год.

Один акумуляторний накопичувач складається з 20 батарей. Таким чином, для створення накопичувача необхідної ємності кількість використовуваних акумуляторних елементів складе:

$$\text{Кількість елементів} = N_B \cdot N_C = 21,2 \cdot 20 = 424 \text{ шт}$$

Таким чином, для реалізації накопичувача знадобиться 424 акумуляторні батареї.

2.3 Висновки до розділу

1. У проектно-конструкторському розділі розроблена функціональна схема гібридної сонячно-вітро-дизельної електростанції для автономного електропостачання селища, що передбачає комбіноване включення дизель-генераторних установок, вітроелектричних установок, сонячних панелей та системи накопичення енергії з централізованим керуванням через контролер-інвертор-розподільник.

2. Проведено аналіз метеорологічних умов та обґрунтовано вибір основного обладнання гібридної системи. Обрано горизонтальний вітрогенератор ENERSUN-30K E-YAWNING з номінальною потужністю 30 кВт та стартовою швидкістю вітру 3 м/с.

3. Для перетворення сонячної енергії обрано високоефективні фотоелектричні модулі Risen RSM40-8-400M на основі монокристалів з номінальною потужністю 400 Вт. Розраховано місячні обсяги виробленої електроенергії з урахуванням сезонних коефіцієнтів продуктивності та реальних значень інсоляції, що дозволяє оптимізувати кількість встановлених панелей.

4. Обрано трифазний інвертор Sandi SDP-750 потужністю 750 кВт з ККД 93 %, який забезпечує стабілізацію вихідної напруги та частоти, захист від аварійних режимів роботи та можливість роботи в широкому діапазоні температур і вологості.

5. На підставі аналізу добових графіків електроспоживання селища обґрунтовано груповий метод побудови дизельної частини станції. Обрано п'ять дизель-генераторів SDMO Diesel 10000 E AVR Silence потужністю по 1 МВт кожен, що забезпечує сумарну потужність 5 МВт.

6. Для накопичення енергії, виробленої ВДЕ-генераторами, та забезпечення безперебійного електропостачання споживачів першої категорії обрано залізофосфатні акумуляторні батареї. Розрахована кількість

аккумуляторних елементів становить 424 шт, що формує аккумуляторний модуль номінальною напругою 450 В та сумарною ємністю 3696 кВт·год.

7. Таким чином, усі компоненти гібридної системи підбрані з урахуванням кліматичних умов регіону, режимів споживання електроенергії селищем та вимог до надійності автономного електропостачання.

3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

3.1 Конфігурації системи

Для повноцінного досягнення поставленої на початку дослідження мети щодо підвищення енергоефективності об'єкта необхідно провести аналіз усіх можливих варіантів побудови системи та їхніх показників. Для цього сформуємо кілька варіантів конфігурацій обладнання з різними параметрами. Оскільки система будується на основі відновлюваних джерел енергії, в аналізі буде розглянуто обсяг згенерованої енергії від вітрогенератора та фотоперетворювачів з компенсацією відсутнього обсягу за допомогою дизель-генератора. Також інформація про конфігурацію системи доповнюється економічною моделлю. У всіх варіаціях системи базовою умовою вважається наявність трьох компонентів: ВЕУ, ФЕП та ДГУ.

Для порівняння пропонуються такі конфігурації:

- 5 ДГУ, 50 ВЕУ та 20 000 ФЕП,
- 5 ДГУ, 50 ВЕУ та 40 000 ФЕП,
- 5 ДГУ, 70 ВЕУ та 10 000 ФЕП.

3.2 Конфігурація 5 ДГУ, 50 ВЕУ та 20 000 ФЕП

Для аналізу ефективності конфігурації необхідно встановити базову лінію споживання електроенергії з урахуванням сезонності. У попередніх розділах було зазначено, що середньомісячне споживання електроенергії селища у зимовий період (з вересня по травень) становить 1723,5 МВт·год, у літній період з червня по серпень — 1432,1 МВт·год.

У першому та другому розділах було визначено обсяг енергії, що виробляється за допомогою ВЕУ та ФЕП, з розрахунку на одну одиницю з урахуванням умов розміщення та пори року. Шляхом масштабування та накладання отриманих даних отримуємо чисельні значення для розглянутої

моделі. Отримані в результаті значення щомісячного виробництва представлені в таблиці 3.1. Далі, за даними таблиці 3.1 побудовано графік. (Рисунок 3.1)

Таблиця 3.1 – Середньомісячне виробництво електроенергії

Місяць	Середньомісячне вироблення ВЕУ та ФЕП, МВт·год	Обсяг середньомісячного споживання селища, МВт·год
Січень	1168.40	1723.51
Лютий	1355.20	1723.51
Березень	1710.40	1723.51
Квітень	1856.10	1723.51
Травень	1070.40	1432.19
Червень	1030.00	1432.19
Липень	1168.40	1432.19
Серпень	939.20	1432.19
Вересень	784.00	1723.51
Жовтень	1478.40	1723.51
Листопад	1332.00	1723.51
Грудень	1334.40	1723.51

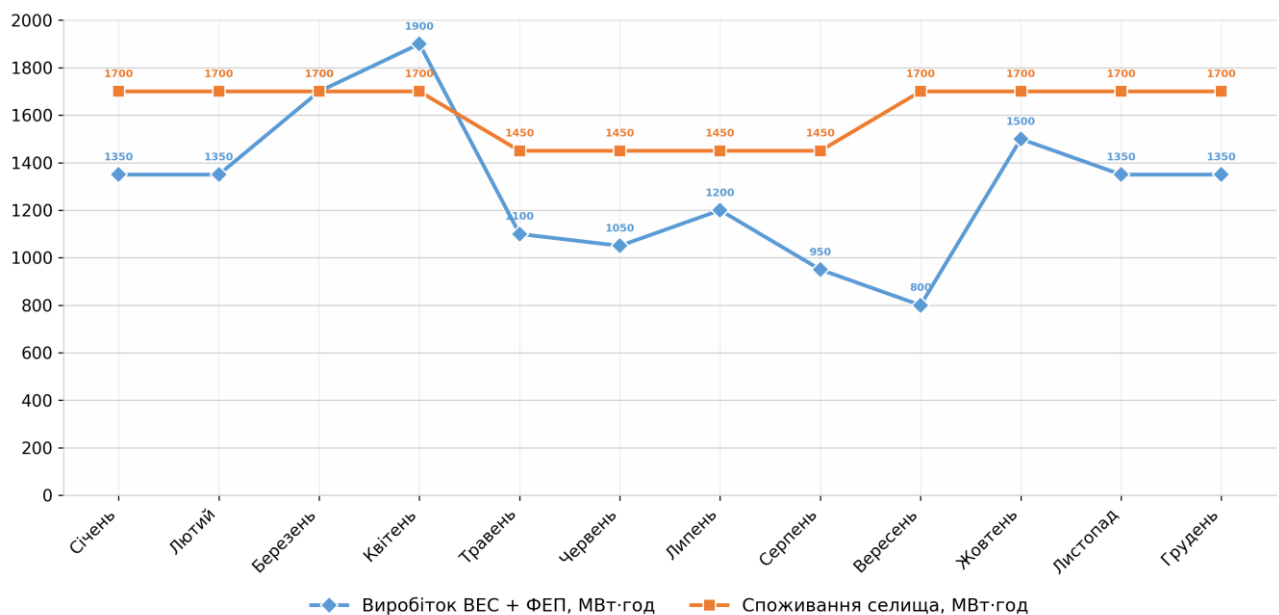


Рисунок 3.1 - Середньомісячне виробництво ВДЕ та споживання селища

Аналізуючи отриманий графік, можна спостерігати можливість електропостачання, проте простежується явна нерівномірність вироблення та дефіцит згенерованої електроенергії. Нерівномірність вироблення виникає внаслідок сезонного ослаблення генерації ВЕУ. Однак зростаюча генерація за допомогою сонячних панелей не може компенсувати дефіцит у повному обсязі, створюючи лише незначні сплески на графіку. І хоча в березні та квітні генерований обсяг перевищує споживання, виробництво енергії протягом року залишається нерівномірним і недостатнім.

Для компенсації дефіциту виробленої електроенергії до роботи комбінованої електростанції підключаються дизель-генератори. Завдяки застосуванню в системі пристроїв моніторингу можлива робота дизель-генератора як у компенсаційному, так і в резервному режимі. Тим самим збільшуючи надійність системи, а також забезпечуючи достатність і енергоефективність усього комплексу в цілому. Для розрахунку необхідних обсягів компенсаційної потужності, обчислимо щомісячний дефіцит енергії.

$$\begin{aligned} \Delta_{d.січень} &= W_{\text{cons}} - W_{\text{gen}} = 1723,5 - 1168,4 = 555,1 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \\ \Delta_{d.лютий} &= W_{\text{cons}} - W_{\text{gen}} = 1723,5 - 1355,2 = 368,3 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \\ \Delta_{d.березень} &= W_{\text{cons}} - W_{\text{gen}} = 1723,5 - 1710,4 = 13,1 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \\ \Delta_{d.квітень} &= W_{\text{cons}} - W_{\text{gen}} = 1723,5 - 1856,1 = -132,5 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \\ \Delta_{d.травень} &= W_{\text{cons}} - W_{\text{gen}} = 1432,1 - 1070,4 = 361,7 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \\ \Delta_{d.червень} &= W_{\text{cons}} - W_{\text{gen}} = 1432,1 - 1030 = 402,1 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \\ \Delta_{d.липень} &= W_{\text{cons}} - W_{\text{gen}} = 1432,1 - 1168,4 = 263,7 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \\ \Delta_{d.серпень} &= W_{\text{cons}} - W_{\text{gen}} = 1432,1 - 939,2 = 492,9 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \\ \Delta_{d.вересень} &= W_{\text{cons}} - W_{\text{gen}} = 1723,5 - 784 = 939,5 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \\ \Delta_{d.жовтень} &= W_{\text{cons}} - W_{\text{gen}} = 1723,5 - 1478,4 = 245,1 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \\ \Delta_{d.листопад} &= W_{\text{cons}} - W_{\text{gen}} = 1723,5 - 1332 = 391,5 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \\ \Delta_{d.грудень} &= W_{\text{cons}} - W_{\text{gen}} = 1723,5 - 1334,4 = 389,1 \text{ МВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

де Δ_d - дефіцит електроенергії;

W_{cons} - споживання (consumption);

W_{gen} - виробіток (generation).

До отриманих значень, з метою підвищення надійності системи, необхідно додати коефіцієнт запасу потужності. Емпірично встановлено, що цей коефіцієнт повинен становити 20 %.

За результатами розрахунків обираємо місяць з найбільшим дефіцитом потужності. Таким місяцем є вересень з дефіцитом 939,5 МВт·год. Обраний дизель-генератор, при найбільш ефективному навантаженні в 75% дозволяє виробляти потужність 750 кВт·год. Добовий максимум споживання спостерігається з 8.00 до 22.00 годин, отже, увімкнення ДГУ буде виправданим у цьому проміжку часу. Проведемо розрахунок компенсаційної потужності, що виробляється 3 ДГУ:

$$\Sigma W = W_{gen} \cdot n \cdot t = 0,75 \cdot 3 \cdot 518,5 = 1166,6 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

де W_{gen} - потужність, що виробляється одним ДГУ, МВт·год;

n - кількість ДГУ;

t - час роботи ДГУ на місяць, год.

Далі, за таким самим принципом, проведемо розрахунок для кожного місяця. Отримані значення наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Щомісячні розрахункові дані компенсаційної потужності

Місяць	Дефіцит електроенергії, МВт·год	Необхідний обсяг компенсації з урахуванням запасу, МВт·год	Кількість ДГУ, шт	Час роботи ДГУ, год	Вироблена компенсаційна потужність, МВт·год
Січень	551.1	661.2	2	457.5	686.2
Лютий	368.3	441.9	2	305	457.5
Березень	13.1	15.7	1	30.5	22.8
Квітень	-132.5	0	0	0	0
Травень	361.7	434	2	274.5	411.7
Червень	402.1	482.5	2	335.5	503.2
Липень	263.7	316.4	2	213.5	320.2
Серпень	492.9	591.4	2	396.5	594.7
Вересень	939.5	1127.4	3	518.5	1166.6
Жовтень	245.1	294.1	2	213.5	320.2
Листопад	391.5	469.8	2	335.5	503.2
Грудень	389.5	466.9	2	335.5	503.2
Всього за рік	4285.6	5301.3	0	3416	5490

З урахуванням отриманих значень побудуємо графік із компенсаційною складовою (рисунок 3.2).

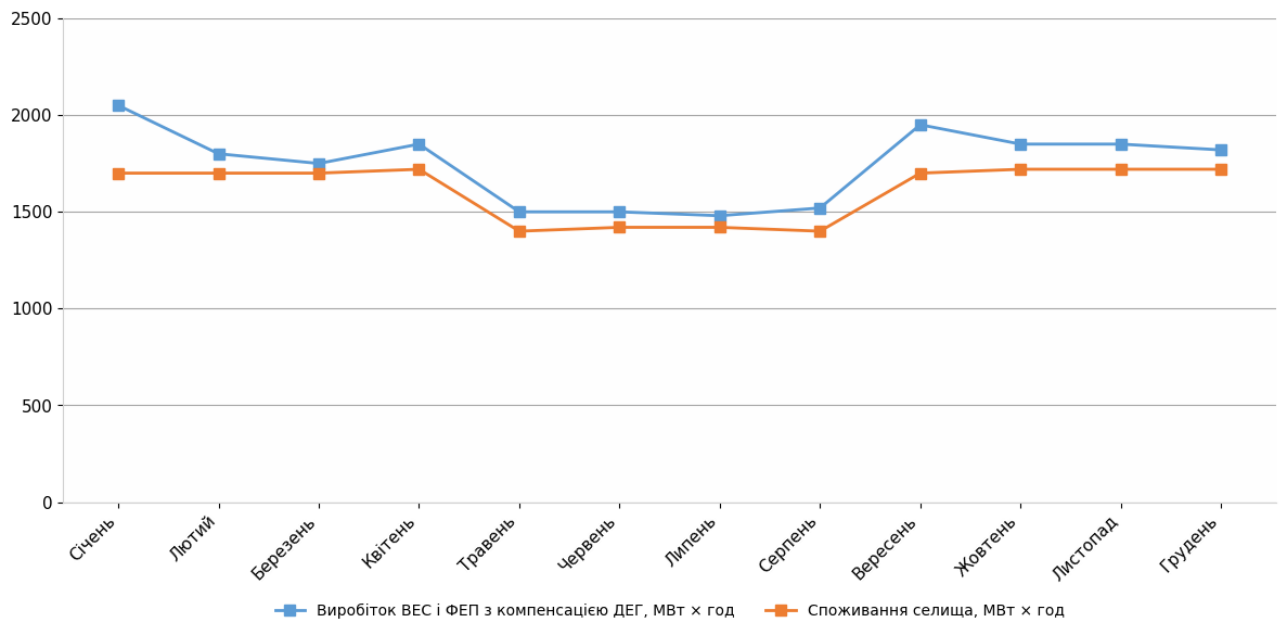


Рисунок 3.2 - Середньомісячна вироблення ВДЕ з урахуванням ДГУ та річне споживання селища

На підставі отриманих даних розрахуємо споживання палива дизель-генератором за один місяць.

Кількість палива на місяць становитиме:

$$G_{\text{ДГУ}} = n \cdot T_{\text{ДГУ}} \cdot g = 3 \cdot 518,5 \cdot 166 = 258\,213 \text{ л}$$

де n - кількість ДГУ;

$G_{\text{ДГУ}}$ - кількість мото-годин на місяць;

g - витрата палива, л/год.

Встановлену потужність ВЕУ та ФЕП будемо змінювати для зниження собівартості електроенергії дискретно.

3.3 Розрахунок собівартості генерованої електроенергії

Одним із найважливіших критеріїв в оцінці енергетичної ефективності є вартість 1 кВт·год виробленої електроенергії. Даний критерій можна обчислити, використовуючи формулу (3.1):

$$C_{\text{ел}} = \frac{k_p(C_{\text{ДГУ}} + C_{\text{обл}} + C_{\text{топл}} + C_e)}{W_{\text{год}}} \quad (3.1)$$

де k_p - коефіцієнт рентабельності;
 $C_{\text{ДГУ}}$ - загальні капіталовкладення для дизель-генераторів;
 $C_{\text{обл}}$ - собівартість комплекту обладнання;
 $C_{\text{топл}}$ - витрати на придбання та доставку ПММ за 1 рік;
 C_e - сума всіх експлуатаційних витрат за 1 рік, тис. євро.;
 $W_{\text{год}}$ - сумарний обсяг вироблення електроенергії на рік, МВт·год

Розрахунок капіталовкладень ДГУ

Для розрахунку капіталовкладень та оцінки їх ефективності, в першу чергу, необхідно визначити ресурсні показники ДГУ. Такі як економічний термін служби та напрацювання до капітального ремонту. Як правило, дизель-генератори придатні до ремонту і можуть за життєвий цикл пройти 4-5 капітальних ремонтів. Однак інші великі вузли, що входять до складу ДГУ, менш придатні для ремонту і їх економічний термін служби коротший.

У середньому, життєвий цикл даних компонентів становить 15-20 років, тоді як ДГУ, при своєчасному обслуговуванні, може пропрацювати і 30-40 років, після чого життєвий цикл завершується і пристрій підлягає утилізації. Для усунення зазначених вище складнощів розрахунку необхідно привести кожен компонент системи до єдиної розмірності з використанням коефіцієнтів масштабування.

Як правило, підприємство-виробник вказує гарантовану кількість мотогодин до проведення ремонтних робіт, але вона також залежить від типорозміру, конструкції та своєчасності якісного технічного обслуговування.

При техніко-економічних розрахунках можна визначити термін служби за

допомогою формули (3.2):

$$T_{\text{служби}} = \frac{4 \cdot T_{\text{кап.рем}}}{T_{\text{роб}}} \quad (3.2)$$

де $T_{\text{роб}}$ - річний набіг ДГУ (кількість мотогодин на рік);

З урахуванням вищесказаного, загальні капіталовкладення можна виразити наступною формулою (3.3):

$$C_{\text{ДЕС}} = C_{\text{ДГУ}} \cdot m_{\text{ДГУ}} + C_{\text{ДОП}} \quad (3.3)$$

де $C_{\text{ДЕС}}$ - масштабований коефіцієнт вирівнювання;

$C_{\text{ДОП}}$ - приймається рівним $0,2 \cdot C_{\text{уст}}$

Підрахувавши вартість усіх складових загальні капітальні вкладення в будівництво електростанції становитимуть 7 808 095 євро.

Згідно з паспортними даними, термін експлуатації дизель-генератора становить 25 років. Отже, нормативний коефіцієнт рентабельності становить:

$$k_p = \frac{1}{25} = 0,04$$

Масштабований коефіцієнт вирівнювання терміну служби (3.4):

$$m_{\text{ДГУ1}} = m_{\text{ДГУ2}} = m_{\text{ДГУ3}} = m_{\text{ДГУ4}} = m_{\text{ДГУ5}} = 1 \quad (3.4)$$

Економічний термін служби:

$$T_{\text{сл.ДГУ1}} = T_{\text{сл.ДГУ2}} = T_{\text{сл.ДГУ3}} = T_{\text{сл.ДГУ4}} = T_{\text{сл.ДГУ5}} = \frac{80000}{6832} = 11,7 \text{ років}$$

Сумарна вартість комплексу обладнання з урахуванням монтажних робіт становить 9 369 714 євро.

Кількість споживаного ДГУ дизельного палива на місяць складе:

$$G_{\text{ДГУ}} = n \cdot T_{\text{ДГУ}} \cdot g = 3 \cdot 518,5 \cdot 166 = 258 213 \text{ л}$$

де n - кількість ДГУ;

$T_{\text{ДГУ}}$ - усереднена кількість мотогодин на місяць;

g - витрата палива, л/год (за паспортом).

Вартість річного запасу палива з урахуванням доставки:

$$V_{\text{нал}} = G_{\text{ДГУ}} \cdot 12 \text{ міс.} \cdot V_{\text{дизналь}} = 258213 \cdot 12 \cdot 2,00 = 6\,197\,112,$$

де $V_{\text{дизнал}}$ - ціна 1 л дизельного палива з урахуванням доставки, (євро).

Експлуатаційні витрати на обслуговування комбінованої сонячно-вітро-дизельної електростанції можна розділити на поточні та регламентні. Поточні експлуатаційні витрати включають в себе заробітну плату співробітників. Регламентні витрати включають у себе всі необхідні сервісні рідини та мастила (масла, мастила, антифризи), витратні частини (фільтруючі елементи, гумотехнічні вироби). А також запчастини, що підлягають заміні (сальники, високонавантажені електричні вузли та механізми, що підлягають заміні за регламентом).

Для обслуговування всієї електростанції з урахуванням 12-годинного позмінного графіка роботи та норм охорони праці, необхідно 8 співробітників для проведення основних робіт, пов'язаних з діяльністю електростанції, 2 ІТП, 2 особи для адміністративно-господарських робіт, 2 особи для виконання адміністративно-управлінської роботи.

Для проведення регламентних робіт знадобиться комплект запасних частин і сервісних рідин.. Вартість кожного обслуговування обчислимо за формулою (3.5).

$$V_{\text{обсл1}} = V_{\text{обсл2}} = V_{\text{обсл3}} = V_{\text{зап. ч.}} + V_{\text{сервГСМ}} \quad (3.5)$$

$$V_{1,2,3} = 535 + 452 = 987 \text{ євро,}$$

де $V_{\text{зап.ч.}}$ - вартість запасних частин, що підлягають заміні згідно з регламентом заводу-виробника;

$V_{\text{сервГСМ}}$ - вартість сервісних рідин (антифризів, масел).

Таким чином, загальні експлуатаційні витрати в річному вираженні обчислимо за допомогою формули (3.6):

$$V_{\text{експл}} = V_{\text{обсл 1}} + V_{\text{обсл 2}} + V_{\text{обсл 3}} + V_{\text{ЗП}} \quad (3.6)$$

$$V_{\text{експл}} = 131\,535 \text{ євро.}$$

Таким чином, отримуємо таку собівартість електроенергії:

$$B_{\text{ел}} = \frac{(k_p \cdot B_{\text{обор}}) + B_{\text{пал}} + B_e}{W_{\text{год}}} = 0,16 \text{ євро/кВт} \cdot \text{год}$$

Енергобаланс решти варіантів комбінованої сонячно-вітро-дизельної електростанції представлений у таблиці 3.4 та таблиці 3.5.

Таблиця 3.4 - Порівняльні дані конфігурацій

Місяць	W _{спож} , МВт·год	Конфігурація обладнання					
		50 ВЕУ, 40000 ФЕП			70 ВЕУ, 10000 ФЕП		
		W _{вид} , МВт·год	W _{дг} , МВт·год	G _{дг} , літрів	W _{вид} , МВт·год	W _{дг} , МВт·год	G _{дг} , літрів
Січень	1723.5	1332.4	457.5	413.340	1488.1	274.5	248.004
Лютий	1723.5	1635.2	91.5	82.668	1645.2	91.5	498
Березень	1723.5	2230.4	0	0	1926.5	0	0
Квітень	1723.5	2560.0	0	0	1964.8	0	0
Травень	1432.1	1694.4	0	0	936.9	549.0	496.008
Червень	1432.1	1790.0	0	0	758.0	732.0	661.344
Липень	1432.1	2076.4	0	0	818.5	732.0	661.344
Серпень	1432.1	1655.2	0	0	670.4	823.5	744.012
Вересень	1723.5	1280.0	457.5	413.340	651.2	1098.3	992.016
Жовтень	1723.5	1766.4	91.5	82.668	1810.5	91.5	82.668
Листопад	1723.5	1512.0	274.5	247.506	1702.8	91.5	82.668
Грудень	1723.5	1478.4	274.1	247.506	1738.5	91.0	82.668

Таблиця 3.5 - Економічні дані щодо конфігурацій комбінованої електростанції

Конфігурація	Вартість обладнання, євро.	Експлуатаційні витрати, євро.	Вартість палива, євро.	Виробіток на рік, МВт·год	Вартість 1 кВт·год, євро.
5 ДГУ, 50 ВЕУ, 20 000 ФЕП	9 369 714	131 536	2 766 568	20 917,10	0,156
5 ДГУ, 50 ВЕУ, 40 000 ФЕП	11 890 476	137 488	1 328 148	21 010,80	0,092
5 ДГУ, 70 ВЕУ, 10 000 ФЕП	6 804 167	122 262	4 206 618	16 111,90	0,285

Термін окупності обладнання станції становитиме 11,8 років. При цьому електростанція приносить прибуток з моменту запуску.

3.4 Висновки до розділу

1. Проведено порівняльний аналіз трьох конфігурацій гібридної сонячно-вітро-дизельної електростанції (5 ДГУ + 50 ВЕУ + 20 000 ФЕП; 5 ДГУ + 50 ВЕУ + 40 000 ФЕП; 5 ДГУ + 70 ВЕУ + 10 000 ФЕП) з метою визначення оптимального співвідношення компонентів за критеріями енергетичної та економічної ефективності.

2. Проведено техніко-економічний розрахунок собівартості генерованої електроенергії для кожної конфігурації з урахуванням капіталовкладень, вартості паливно-мастильних матеріалів, експлуатаційних витрат та нормативного коефіцієнта рентабельності.

3. За результатами порівняльного аналізу визначено, що найнижча собівартість електроенергії — 0,092 євро/кВт·год — досягається в конфігурації з 50 ВЕУ та 40 000 фотоелектричних модулів при річному виробництві 21010,8 МВт·год. Ця конфігурація характеризується також найменшими річними витратами на паливо (1 328 148 євро) та зниженим навантаженням на дизельну складову завдяки збільшеній сонячній генерації. Найвища собівартість — 0,285 євро/кВт·год — зафіксована в конфігурації з 70 ВЕУ та 10 000 ФЕП через недостатній обсяг сонячної генерації в літній період та підвищене споживання дизельного палива (4 206 618 євро/рік).

4. Розраховано загальні капіталовкладення для кожної конфігурації: 9 369 714 євро (50 ВЕУ, 20 000 ФЕП), 11 890 476 євро (50 ВЕУ, 40 000 ФЕП) та 6 804 167 євро (70 ВЕУ, 10 000 ФЕП). Визначено, що термін окупності обладнання електростанції становить 11,8 років, при цьому станція залишається прибутковою з моменту запуску. Оптимальним техніко-економічним рішенням визнано конфігурацію з 5 ДГУ, 50 ВЕУ та 40 000 ФЕП, яка забезпечує

найкраще співвідношення між вартістю обладнання, експлуатаційними витратами та ціною кіловат-години.

5. Отримані результати свідчать про доцільність використання саме гібридної схеми електропостачання в даному кліматичному регіоні.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Основні вимоги безпеки до улаштування та експлуатації технологічного обладнання

Загальні вимоги безпеки до конструкції виробничого обладнання встановлені ДНАОП.

Безпека виробничого обладнання забезпечується [30]:

- при проектуванні - дотриманням принципів технологічності і ергономічності конструкції, застосуванням раціональних кінематичних схем, принципу безперервності процесу, дистанційного або автоматичного управління, забезпеченням запобіжними та захисними системами;
- при виготовленні - застосуванням сучасних технологій машинобудування, дотриманням передбачених допусків та посадок;
- при збірці та монтажі - точним дотриманням технології;
- при експлуатації - своєчасним обслуговуванням та профілактичними оглядами, дотриманням експлуатації, тощо.

Виробниче обладнання має бути пожежо- і вибухобезпечним. Воно не повинно створювати небезпеки в результаті дії вологості, сонячної радіації, механічних коливань, високих і низьких тисків і температур, агресивних речовин і мікроорганізмів.

Важливою умовою безпечної експлуатації обладнання є дотримання вимог санітарних норм і правил, галузевих стандартів і правил техніки безпеки щодо розмірів виробничих приміщень, галерей і тунелів, мінімальної висоти до низу виступаючих будівельних конструкцій, ширини проходів.

Рухомі частини обладнання, що є джерелом небезпеки, повинні бути огорожені, за виключенням частин, огороження яких не допускається за їх функціональним призначенням. У цих випадках передбачається сигналізація, що попереджує про пуск машин в роботу, засоби зупинки і відключення джерел енергії. При наявності машин значної довжини (наприклад, транспортерів)

засоби зупинки повинні розміщуватись не рідше як через кожні 10 м їх довжини.

Елементи конструкцій виробничого обладнання не повинні мати гострих кутів, кромок і поверхонь з нерівностями, що становлять собою джерело небезпеки, якщо їх наявність не визначається функціональним призначенням обладнання.

Конструкція обладнання повинна виключати можливість випадкового дотику працюючих до гарячих і переохолоджених частин. Виділення і поглинання обладнанням тепла, а також виділення їм вологи у виробничих приміщеннях не повинно перевищувати гранично допустимі! рівні (концентрації) в межах робочої зони.

4.2 Заходи безпеки при монтажі енергоустановок

Роботи в електроустановках, що стосується заходів безпеки, діляться на три категорії [30]: 1) зі зняттям напруги; 2) без зняття напруги на струмовідних частинах і поблизу них; 3) без зняття напруги не на струмовідних частинах, що знаходяться під напругою.

У випадку одночасної роботи в електроустановках напругою до і понад 1000 В категорії робіт визначаються як для установок більше 1000 В.

До робіт, які виконуються зі зняттям напруги, належать роботи, які здійснюються в електроустановці (або її частини), в якій з струмопровідних частин знято напругу і доступ в електроустановки (або їх частини), що знаходяться під напругою, стало неможливим.

До робіт, які виконуються без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них, належать роботи, що проводяться безпосередньо на цих частинах. Роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них слід виконувати не менше як двом працівникам, з яких керівник робіт повинен мати групу IV, інші - групу III.

В електроустановках напругою понад 1000 В роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них слід виконувати із застосуванням засобів захисту для ізоляції працівника від струмопровідних частин або від землі. У випадку ізоляції працівника від землі роботи слід виконувати згідно спеціальних інструкцій або технологічними картами, в яких передбачені необхідні заходи безпеки.

Під час роботи в електроустановках напругою до 1000 В без зняття напруги на струмопровідних частинах або поблизу від них необхідно:

- захистити розташовані поблизу робочого місця інші струмопровідні частини, які знаходяться під напругою, і до яких можливо випадковий дотик;
- працювати в діелектричній взуття, стоячи або на ізолювальних підставці або на діелектричному килимі;
- застосовувати інструмент з ізолювальними рукавами (у викруток, крім того, повинен бути ізольований стрижень); за відсутності такого інструменту слід користуватися діелектричними рукавичками.

Під час виконання робіт без зняття напруги на струмопровідних частинах за допомогою ізолювальних засобів захисту необхідно:

- Тримати ізолювальні частини засобів захисту за рукави до обмежувального кільця;
- Розміщувати ізолювальні частини засобів захисту так, щоб не виникла небезпека перекриття по поверхні ізоляції між струмопровідними частинами двох фаз чи замикання на землю;
- Користуватися тільки сухими і чистими ізолювальними частинами засобів захисту з непошкодженим лаковим покриттям.

У разі виявлення порушень лакового покриття чи інших несправностей ізолювальних частин засобів захисту користування ними забороняється.

У процесі роботи із застосуванням електрозахисних засобів (ізолювальні штанги та кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги) допускається наближення працівника до струмопровідних частин на відстань, яка визначається довжиною ізолювальної частини цих коштів.

Всі працівники, які знаходяться у приміщеннях з чинним електрообладнанням електростанцій і підстанцій (за винятком щитів керування релейних та їм подібних приміщень), в ЗРУ, ВРУ, в колодязях, тунелях і траншеях зобов'язані користуватися захисними касками.

4.3 Організація оповіщення персоналу об'єктів та населення про НС техногенного і природного характеру

Залежно від причин походження подій, що зумовили або можуть зумовити виникнення надзвичайних ситуацій на території України, розрізняють надзвичайні ситуації техногенного, природного, соціального та воєнного характеру, а в залежності від обсягів заподіяних наслідків, кількості постраждалих і загиблих, обсягів технічних і матеріальних ресурсів, необхідних для їх ліквідації, надзвичайні ситуації класифікуються як державного, регіонального, місцевого та об'єктового рівня.

До надзвичайних ситуацій техногенного характеру зараховуються транспортні аварії (катастрофи), пожежі, неспровоковані вибухи чи їх загроза, аварії з викидом (загрозою викиду) небезпечних хімічних, радіоактивних, біологічних речовин, раптове руйнування споруд та будівель, аварії на інженерних мережах і спорудах життєзабезпечення, електроенергетичних системах, аварії в системах нафтогазового промислового комплексу, на очисних спорудах, гідродинамічні аварії на греблях, дамбах.

До надзвичайних ситуацій природного характеру зараховуються небезпечні геологічні, метеорологічні, гідрологічні явища, деградація ґрунтів чи надр, пожежі в природних екосистемах, зміни стану повітряного басейну, інфекційна захворюваність та масове отруєння людей, інфекційні захворювання сільськогосподарських тварин, масова загибель диких тварин, ураження сільськогосподарських рослин хворобами та шкідниками.

Оповіщення населення про загрозу та виникнення НС, своєчасне та достовірне інформування про фактичну обстановку і вжиті заходи.

З метою виконання завдання у всіх ланках міських і позаміських пунктів на основі автоматизованих систем централізованого оповіщення, мережі зв'язку і радіомовлення, а також спеціальних засобів, створюється система оповіщення та інформаційного забезпечення. Вона являє собою комплекс організаційно-технічних засобів для передачі відповідних сигналів і розпоряджень органам державної виконавчої влади, адміністрації підприємств, установ і організацій, силам ЦЗ і населенню.

Автоматизована система оповіщення та інформаційного забезпечення створюється на базі загальнодержавної мережі зв'язку та радіомовлення і поділяється на державну і регіональну. Система має забезпечити циркулярне оповіщення посадових осіб із застосуванням для цього міської телефонної мережі, засобів радіомовлення і телебачення.

Система оповіщення та інформаційного забезпечення використовується централізовано.

Сповіщення підлеглих штабів ЦЗ і НС, сил ЦЗ і населення організує вищестоящий штаб ЦЗ і НС.

Здійснюється опрацювання інформації про НС, видання інформаційних матеріалів з питань захисту населення і територій від наслідків НС

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Проаналізовано досвід Фінляндії та Норвегії у сфері використання відновлюваних джерел енергії для електрозабезпечення сільських територій. Розглянуто метеорологічні умови регіону. Визначено ключові проблеми електропостачання: високе енергоспоживання на опалення, сезонні коливання навантаження, віддаленість від централізованих мереж.

2. Проведено аналіз енергоспоживання: встановлено середнє денне навантаження 69,9 кВт, середнє вечірнє — 195,7 кВт. Середньомісячне споживання в зимовий період (вересень-травень) становить 1673,8 МВт*год/міс, у літній період (червень-серпень) — 1124,2 МВт*год/міс. Основними споживачами є житлові будинки, медичні та освітні заклади.

3. Розроблено функціональну схему гібридної сонячно-вітро-дизельної електростанції, що передбачає комбіноване включення п'яти дизель-генераторних установок, п'ятдесяти вітроелектричних установок, сорока тисяч фотоелектричних модулів та системи накопичення енергії. Реалізація схеми забезпечує перехресне резервування джерел електроенергії, підвищення надійності та якості енергопостачання, а також збільшення ресурсу дизельних агрегатів завдяки їхньому частковому розвантаженню.

4. Обґрунтовано та підібрано основне обладнання гібридної системи. Обрано горизонтальний вітрогенератор ENERSUN-30K E-YAWNING з номінальною потужністю 30 кВт та стартовою швидкістю вітру 3 м/с; фотоелектричні модулі Risen RSM40-8-400M на основі монокристалів з номінальною потужністю 400 Вт; трифазний інвертор Sandi SDP-750 потужністю 750 кВт з ККД 93 %; п'ять дизель-генераторів SDMO Diesel 10000 E AVR Silence потужністю по 1 МВт кожен; акумуляторний модуль на базі залізофосфатних (LiFePO₄) батарей загальною ємністю 3696 кВт*год при номінальній напрузі 450 В.

5. Проведено розрахунок енергобалансу трьох конфігурацій гібридної системи: 5 ДГУ + 50 ВЕУ + 20 000 ФЕП; 5 ДГУ + 50 ВЕУ + 40 000 ФЕП; 5 ДГУ

+ 70 ВЕУ + 10 000 ФЕП. За результатами порівняльного аналізу визначено оптимальну конфігурацію з 5 ДГУ, 50 ВЕУ та 40 000 ФЕП, яка забезпечує найнижчу собівартість електроенергії — 0,092 євро/кВт*год при річному виробництві 21010,8 МВт*год. Дана конфігурація характеризується найменшими річними витратами на паливо та зниженим навантаженням на дизельну установку.

6. Розраховано техніко-економічні показники оптимальної конфігурації: загальні капіталовкладення становлять 11 890 476 євро, річні експлуатаційні витрати — 137 488 євро, вартість палива — 1 328 148 євро/рік. Визначено, що термін окупності обладнання становить 11,8 років.

7. Отримані результати свідчать про доцільність використання гібридної схеми електропостачання, оскільки це суттєво знижує залежність системи від дизельного палива.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Тарасенко М.Г., Коваль В.П., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для здобувачів першого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 50 с.
2. Share of energy consumption from renewable sources in Europe // European Environment Agency (EEA). 2024. URL: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/share-of-energy-consumption-from>.
3. Norway – Ember Energy. 2024. URL: <https://ember-energy.org/countries-and-regions/norway/>.
4. Робота фотоелектричної станції на основі гібридного інвертора з різною ємністю системи накопичення електроенергії. Коваль, В., Оробчук, Б., Буняк, О., Гетманюк, В. Вісник Хмельницького національного університету. Серія: технічні науки. 343(6(1), (2024). С. 208-214. Галузь науки: технічні (17.03.2020)
5. Коваль В.П. Вплив ємності акумулятора на ефективність роботи фотоелектричної станції//В.П.Коваль / Інноваційні технології в світлотехніці та електроенергетиці : матеріали Міжнар. наук.-практ. конф., Харків, 16–17 трав. 2024 р. / Нац. акад. наук вищ. освіти України, Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова, Нац. наук. центр «Ін-т метрології» [та ін.]. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2024. – С. 75-77.
6. Akhtari, M., & Karlström, O. (2025). Role of wind speed and solar irradiation on the cost of medium-sized off-grid hybrid renewable energy systems under challenging weather conditions. *Energy Conversion and Management*: X, 101163.
7. Amount of solar radiation in Finland // Motiva. 2024. URL: <https://www.motiva.fi/en/databank/amount-of-solar-radiation-in-finland/>
8. Wind energy in Europe 2024 // WindEurope. 2025. URL: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2024-statistics-and-the-outlook-for-2025-2030>

9. Market and Industry Trends | Wind Power // REN21. 2024. URL: <https://www.ren21.net/gsr->

2024/modules/energy_supply/02_market_and_industry_trends/09_windpower/

10. Dahlioui, D., Øgaard, M. B., & Imenes, A. G. (2025). Snow impact on PV performance: Assessing the zero-output challenge in cold areas. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 213, 115468.

11. Mahesar, S., Baloch, M. H., Kaloi, G. S., Kumar, M., Soomro, A. M., Solangi, A. A., & Memon, Y. A. (2018). Power management of a stand-alone hybrid (Wind/Solar/Battery) energy system: An experimental investigation. *International Journal of Advanced Computer Science and Applications*, 9(6).

12. Коваль В. П. Вітроенергетика України: проблеми та перспективи будівництва нових вітрових електростанцій / В. П. Коваль, О. І. Похилий // Матеріали XIV МНТКМУС „Актуальні задачі сучасних технологій“, 11-12 грудня 2025. — Т. : ФОП Паляниця В.А., 2025. — С. 399–401. — (Електротехніка та енергозбереження).

13. Білевич В.Р. Вплив кількості лопатей на енергоефективність вітротурбіни // В.Р. Білевич; А.М.Яковчук; В.П.Коваль / Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій: Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції "Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій", присвячена 180-річчю з дня народження Івана Пулюя та 65-річчю з дня заснування Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя, 28-29 травня 2025 року – Тернопіль. ТНТУ ім.І.Пулюя, 2025. – С. 11-12.

14. Рудик А.І. Енергоефективність двороторної вітроенергетичної установки // А.І.Рудик, В.П.Коваль /Актуальні задачі сучасних технологій : зб. тез доповідей XI міжнар. наук.-практ. конф. Молодих учених та студентів, (Тернопіль, 7–8 груд. 2022.) / М-во освіти і науки України, Терн. націон.техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін.]. – Тернопіль: ФОП Паляниця В. А., 2022. – С. 70.

15. Коваль В. П. Підвищення ефективності використання вітрового потоку у вітрових енергоустановках / В. П. Коваль // Матеріали Міжнародної

науково-технічної конференції „Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій“ до 60-річчя з дня заснування Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя та 175-річчя з дня народження Івана Пулюя, 14-15 травня 2020 року. — Т. : ТНТУ, 2020. — С. 204.

16. ENERSUN-30K E-YAWNING <https://enersun.com.ua/ua/vitrogenerator-enersun-30k-e-yawing/>

17. Tito, M. S. R., Lie, T. T., & Anderson, T. (2013, September). A simple sizing optimization method for wind-photovoltaic-battery hybrid renewable energy systems. In Proceedings of the 20th Electronics New Zealand Conference, Massey University, Albany Campus, Auckland, New Zealand (pp. 5-6).

18. Коваль В.П. Фотоелектрична станція для забезпечення власних потреб // В.П. Коваль, Д.Ф.Паловці, Abul Kalam Azad / Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми, перспективи: матеріали VII Міжнародної науково-технічної конференції, (Тернопіль, 29-31 травня 2024) / М-во освіти і науки України, Терн. націон. техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін.]. – Тернопіль: ФОП Паляниця В. А., 2024. – С .

19. Понтус О.В. Особливості проектування та введення в експлуатацію промислової сонячної електростанції // О.В. Понтус, Р.А. Карпишин, В.П.Коваль / Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми, перспективи: матеріали VII Міжнародної науково-технічної конференції, (Тернопіль, 29-31 травня 2024) / М-во освіти і науки України, Терн. націон. техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін.]. – Тернопіль: ФОП Паляниця В. А., 2024. – С 19-21.

20. Measuring device for photovoltaic modules electrical characteristics testing / Vadym Koval, Bogdan Orobchuk, Nataliia Kuzemko, Gao Lijin // ICAAEIT 2021, 15-17 December 2021. — Tern.: TNTU, Zhytomyr «Publishing house „Book-Druk“» LLC, 2021. — P. 14–19.

21. Коваль В.П. Автоматизована вимірювальна установка для дослідження електричних характеристик фотоелектричних модулів / В.П. Коваль, Б.Я. Оробчук, Я.М. Осадца, Л.М. Костик // Вісник Хмельницького національного університету – 2022. - №5. – С.168–173

22. Іме А.Н. Підвищення ефективності сонячних панелей шляхом використання водяного охолодження/Аях Нсікак Іме, В.П. Коваль//Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій —, 25-26 листопада 2020 року.— Т.: ТНТУ, 2020.—Том 2.— С. 80–81

23. Герега С. Збільшення ефективності використання сонячних панелей / Степан Герега, Вадим Коваль, Ярослав Філюк // Матеріали ІІІ Всеукраїнської науково-технічної конференції „Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки і приладобудування“, 8-9 червня 2017 року. — Т. : ТНТУ, 2017. — С. 202.

24. Коваль В. П. Енергоефективність системи позиціонування фотоелектричних батарей / В. П. Коваль, Р. Р. Івасечко, Ю. О. Пилипчук // Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 16-17 листопада 2017 року. — Т. : ТНТУ, 2017. — Том 3. — С. 139.

25. Коваль В. П. Актуальні аспекти розвитку відновлюваної енергетики / Вадим Петрович Коваль, А. З. Стасів, П. М. Зінь // Матеріали XIV МНТКМУС „Актуальні задачі сучасних технологій“, 11-12 грудня 2025. — Т. : ФОП Паляниця В.А., 2025. — С. 401–403. — (Електротехніка та енергозбереження).

26. Коваль В. П. Суміщене електропостачання від поновлювальних джерел енергії / Вадим Коваль // Матеріали IV Міжнародної науково технічної конференції „Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій— присвячена 80-ти річчю з дня народження професора Я.І. Проця, 20-21 червня 2019 року. — Т. : ФОП Паляниця В. А., 2019. — С. 294.

27. Коваль В. П. Енергетична ефективність систем позиціонування плоских сонячних панелей / В. П. Коваль, Р. Р. Івасечко, К. М. Козак // Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. – 2015. – № 3. – С. 2-10

28. Гнатюк В.В. Роль систем зберігання електроенергії для енергосистеми // В.В. Гнатюк; В.І. Кузьмич; В.П.Коваль / Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій: Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції "Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій", присвячена 180-

річчю з дня народження Івана Пулюя та 65-річчю з дня заснування Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя, 28-29 травня 2025 року – Тернопіль. ТНТУ ім.І.Пулюя, 2025. – С. 21-22.

29. Керя Ю.Б. Роль системи накопичення енергії у електроенергетичній системі //Ю.Б.Керя, В.П.Коваль /Актуальні задачі сучасних технологій : зб. тез доповідей XI міжнар. наук.-практ. конф. Молодих учених та студентів, (Тернопіль, 7–8 груд. 2022.) / М-во освіти і науки України, Терн. націон.техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін.]. – Тернопіль: ФОП Паляниця В. А., 2022. – С. 68.

30. Гандзюк, М. П. Основи охорони праці [Текст] : підручник / М. П. Гандзюк, Є. П. Желібо, М. О. Халімовський ; за ред. М. П. Гандзюка ; МОН України. – 4-е видання. – К. : Каравела, 2008. – 384 с.