

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Онщенко Владислав Андрійович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

**Обґрунтування вибору оптимального складу вітросонячної електростанції з
дизельними та газотурбінними генераторами**
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня **бакалавр**

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Онщенко В. А.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Островерхов Микола Якович

(прізвище, ім'я, по батькові)

**д.т.н., професор кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології**
(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2026

АНОТАЦІЯ

Онiщенко В. А. Обґрунтування вибору оптимального складу вітросонячної електростанції з дизельними та газотурбінними генераторами . Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавр за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2026.

Метою роботи є обґрунтування необхідності використання та вибору оптимального складу вітросонячної електростанції з дизельними та газотурбінними генераторами.

Представлено математичну модель автономної системи електропостачання, що використовує відновлювальні джерела енергії та акумуляторні батареї. Описано принципи розподілу навантаження між агрегатами з визначенням основних експлуатаційних параметрів із заданим кроком дискретизації.

Ключові слова: гібридний енергокомплекс, вітрова енергія, вітродизельна електростанція, вітроенергетична установка

ABSTRACT

Onishchenko V. A. Justification of the choice of the optimal composition of a wind-solar power plant with diesel and gas turbine generators. Qualification work for the degree of bachelor in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics – Polissia National University, Zhytomyr, 2026.

The purpose of the work is to justify the need to use and choose the optimal composition of a wind-solar power plant with diesel and gas turbine generators.

A mathematical model of an autonomous power supply system using renewable energy sources and batteries is presented. The principles of load distribution between units are described with the definition of the main operational parameters with a given discretization step.

Keywords: hybrid energy complex, wind energy, wind-diesel power plant, wind power plant

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ОБГРУНТУВАННЯ СПІЛЬНОГО ВИКОРИСТАННЯ ГІБРИДНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	7
1.1 Для чого потрібні гібридні системи електропостачання	7
1.2 Методи побудови гібридних автономних та резервних систем електропостачання	11
1.2.1 З'єднання елементів енергосистеми на стороні постійного струму	12
1.2.2 З'єднання елементів енергосистеми на стороні змінного струму	14
1.2.3. Порівняння ефективності систем з'єднання постійним та змінним струмом	16
Висновки по розділу 1	21
РОЗДІЛ 2. ОСОБЛИВОСТІ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО СКЛАДУ ВІТРО-СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ДИЗЕЛЬНИМИ ГЕНЕРАТОРАМИ	22
2.1 Методи визначення оптимального складу гібридних комплексів	22
2.2 Математична модель визначення оптимального складу гібридних комплексів	24
Висновки по розділу 2	30
РОЗДІЛ 3. ВИМОГИ ДО РОЗРОБКИ ІМІТАЦІЙНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ СТІЙКОСТІ ЛОКАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ВІТРОДИЗЕЛЬНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ	32
Висновки по розділу 3	36
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	37
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	38

ВСТУП

У сучасному світі енергетична незалежність та стійкість енергопостачання стають ключовими завданнями як для приватних споживачів, так і для промислових об'єктів. Одним з найбільш ефективних рішень у цьому напрямку є гібридні енергосистеми, що поєднують в собі сонячну генерацію, акумуляторні батареї та дизель-генератори. Таке комбіноване рішення дозволяє знизити витрати на паливо, мінімізувати викиди вуглекислого газу та забезпечити стабільне енергопостачання навіть у віддалених районах.

В умовах сьогодення багато ОСББ, приватних будинків та підприємств стикаються з проблемою пікових навантажень на електромережу. Сонячні електростанції (СЕС) дозволяють економити на електроенергії, але під час пікових навантажень або в похмуру погоду їхньої потужності може не вистачати. Комбінування СЕС з дизель-генератором забезпечує безперебійне електропостачання, стабільну роботу ліфтів, освітлення під'їздів та критичних систем, а також підвищує автономність будинку чи підприємства.

Правильне проектування комбінованої системи дозволяє оптимізувати витрати на паливо, забезпечити ефективну роботу акумуляторів та уникнути перевантажень. Неправильна інтеграція дизель-генератора може призвести до простоїв, високих витрат та скорочення терміну служби обладнання.

Гібридні системи, що поєднують сонячну генерацію з акумуляторами та дизель-генераторами, широко застосовуються в різних сферах, де потрібне стабільне та автономне електропостачання. Такі системи використовуються для вирішення проблем із забезпеченням електроенергією у віддалених або важкодоступних районах, а також для підвищення енергоефективності та зниження експлуатаційних витрат. Розглянемо декілька ключових областей застосування:

1. Віддалені населені пункти: У місцях, де немає постійного доступу до централізованих мереж електропостачання, такі системи дозволяють забезпечити енергопостачання. Сонячні панелі та акумулятори забезпечують базове навантаження, а дизель-генератор використовується в періоди пікового

навантаження або коли сонячна генерація недостатня (наприклад, у хмарні дні або взимку).

2. Комерційні та промислові об'єкти: Гібридні системи можуть бути використані для скорочення витрат на електроенергію та підвищення стійкості до перебоїв в електропостачанні. Наприклад, для невеликих підприємств або сільськогосподарських об'єктів, що знаходяться далеко від мережі, такий підхід дозволяє використовувати екологічно чисту сонячну енергію, доповнюючи її резервним дизель-генератором.

3. Туризм та готельний бізнес: У віддалених курортах, на островах або в екотуристичних зонах, де підключення до централізованої мережі неможливе або економічно недоцільне, гібридні системи забезпечують надійне енергопостачання, мінімізуючи залежність від традиційних джерел енергії.

4. Морські та мобільні платформи: Як джерела енергії для морських суден, платформ для буріння або мобільних установок, гібридні системи можуть використовувати сонячну енергію для покриття частини потреб в електроенергії, в той час як дизель-генератори можуть працювати як резервне джерело в умовах змінних потреб.

5. Приватні будинки та дачі: Для заміських будинків і дач, що знаходяться далеко від електромереж, гібридна система є відмінним рішенням для забезпечення автономного енергопостачання з мінімальними експлуатаційними витратами.

Відповідно до вище зазначеного **метою роботи** є обґрунтування необхідності використання та вибору оптимального складу вітросонячної електростанції з дизельними та газотурбінними генераторами.

Представлено математичну модель автономної системи електропостачання, що використовує відновлювальні джерела енергії та акумуляторні батареї. Описано принципи розподілу навантаження між агрегатами з визначенням основних експлуатаційних параметрів із заданим кроком дискретизації. Застосування розробленої моделі демонструється на

прикладі оптимізації складу обладнання реальної автономної системи електропостачання.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Оніщенко В.А., Куш Т.А. ОБГРУНТУВАННЯ МОДЕЛІ ТА СКЛАДУ ГІБРИДНОЇ АВТОНОМНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей» 29 квітня 2026 року. Житомир: Поліський національний університет, 2026.- С 195-198.

Оніщенко В.А. ДЛЯ ЧОГО ПОТРІБНІ ГІБРИДНІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей» 29 квітня 2026 року. Житомир: Поліський національний університет, 2026.- С 195-198.

РОЗДІЛ 1

ОБГРУНТУВАННЯ СПІЛЬНОГО ВИКОРИСТАННЯ ГІБРИДНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

В умовах нестабільності енергосистеми питання резервного живлення більше не є теоретичним. Коли електропостачання припиняється внаслідок аварій або надзвичайних ситуацій, коли за вікном «блекаут», виникає питання як правильно забезпечити ресурс вашої енергонезалежності.

1.1 Для чого потрібні гібридні системи електропостачання

Навіть в епоху активного переходу на відновлювану енергетику важливо залишатися гнучкими. Для багатьох українських підприємств - особливо у віддалених районах або з сезонною активністю — придбати сонячні панелі для виробничих підприємств означає зробити перший, але не єдиний крок до енергонезалежності. Адже бувають моменти, коли сонце зникає, а виробничий процес зупинити не можна.

Саме в таких випадках комбінація сонячних електростанцій з генераторами стає виправданою. Це не конкуренція, а партнерство - як дуєт, де один інструмент доповнює інший у потрібний момент[4, 8].

Переваги гібридної схеми

Для підприємств, які працюють у критично важливих галузях, де простій навіть на годину означає втрати, поєднання джерел енергії - страхівка від форс-мажорів. Генератор підключається лише в періоди, коли сонячна система не покриває потреби.

Ось декілька ситуацій, де гібридна модель виправдана:

- у періоди підвищеного енергоспоживання (наприклад, при запуску важкого обладнання);
- за нестабільної погоди, особливо взимку;
- у віддалених місцях без можливості підключення до загальної мережі.

Така модель особливо ефективна в агросекторі, на будівництвах, а також у виробничих цехах.

Уявіть фабрику в Полтавській області, де сонячні панелі покривають 80% річної потреби. Решту бере на себе резервний дизель-генератор. Це як надійний товариш, який виручає в негоду.

Крім того, перехід на гібридну модель може бути поступовим. Не обов'язково одразу монтувати повноцінну СЕС - спочатку можна почати з базового комплекту, а потім масштабувати систему.

Поєднання СЕС та генератора буде розумним вкладенням, якщо[8]:

- ви живете або працюєте в регіоні з нестабільним електропостачанням;
- маєте критичні до відключень процеси: від охолоджувачів на складі до серверних;
- хочете заощаджувати паливо, використовуючи генератор рідше, лише за потреби.

Все більше українців застосовують гібридні системи навіть для особистих потреб - наприклад, для дач або невеликих майстерень. Тим паче, що сучасні інвертори та панелі стали доступнішими.

Отже, комбіновані системи відновлюваної енергетики відіграють ключову роль у переході до більш стійкої та екологічно чистої енергетичної системи. Вони забезпечують більш надійне, економічно ефективне та екологічно дружнє енергопостачання, розширюючи можливості використання відновлюваних джерел енергії по всьому світу.

Сонячна електростанція та генератор: як забезпечити стабільну енергію в будь-яких умовах.

Сонячна енергетика - чудове рішення для заощадження коштів і зменшення залежності від загальної електромережі. Але є один нюанс: сонце - це природне джерело, і воно не працює за розкладом. У зимовий період, під час тривалих похмурих днів або вночі, вироблення енергії різко падає. Навіть наявність акумуляторів не завжди гарантує повну автономію. Саме тому дедалі частіше до сонячної системи додають резервне джерело живлення - генератор.

Поєднання сонячних панелей з генератором дозволяє гарантувати безперервне енергоживлення незалежно від погоди чи часу доби. Особливо це актуально для будинків за містом, сільських господарств, відпочинкових комплексів або підприємств, де перебої з енергією неприпустимі.

Генератор вмикається автоматично або вручну, коли сонячна система не в змозі покрити поточне навантаження або коли акумулятори розряджені. Він підстраховує у моменти пікових навантажень або аварій. Але важливо правильно організувати його інтеграцію в систему.

Варіанти підключення генератора до СЕС[1]:

Автоматичне підключення через гібридний інвертор

Сучасні гібридні інвертори підтримують підключення генераторів напряду. Вони самостійно визначають, коли потрібно увімкнути резервне джерело. Наприклад, якщо заряд акумуляторів впав нижче 20% або споживання перевищило виробництво — інвертор подає команду на запуск генератора. Це найбільш зручне та безпечне рішення, яке не вимагає втручання користувача.

Через автоматичне введення резерву (АВР)

АВР - це окремий пристрій, який аналізує наявність струму в основній лінії та у разі зникнення - перемикає навантаження на генератор. Така схема часто застосовується в будинках або на об'єктах із кількома джерелами живлення. Вона не залежить від інвертора, а значить — універсальна.

Ручне перемикання живлення

Найбільш бюджетний, але найменш зручний спосіб. Користувач сам підключає генератор через спеціальний роз'єм або перемикач. Підходить лише для тимчасових рішень. Тут потрібна особлива увага, аби уникнути одночасної подачі струму з двох джерел, що може призвести до поломки обладнання.

Гібридна енергосистема об'єднує кілька джерел енергії, що дозволяє максимально ефективно використовувати доступні ресурси. Розглянемо основні елементи системи (Рис.1.1):



Рисунок 1.1 – Основні елементи гібридної системи

1. **Сонячна генерація** – фотоелектричні панелі перетворюють сонячне випромінювання в електрику. Це джерело відрізняється екологічністю та низькими експлуатаційними витратами.

2. **Акумуляторні батареї** – дозволяють накопичувати надлишкову електроенергію, вироблену сонячними панелями протягом дня, і використовувати її в періоди низької сонячної активності або вночі.

3. **Дизель-генератор** – резервне джерело енергії, яке вмикається в разі нестачі потужності від сонячної генерації та батарей. Його використання доцільне в умовах нестабільного енергоспоживання або в регіонах з мінливим кліматом.

Контролер управління координує роботу всіх компонентів системи, забезпечуючи оптимальний розподіл енергії залежно від поточних умов.

Такі гібридні системи сприяють зниженню викидів вуглекислого газу, підвищують стійкість енергопостачання та зменшують потребу в паливі для дизельних генераторів, оскільки сонячна енергія є основним джерелом.

Долевий розподіл генерації показано на рис.1.2.

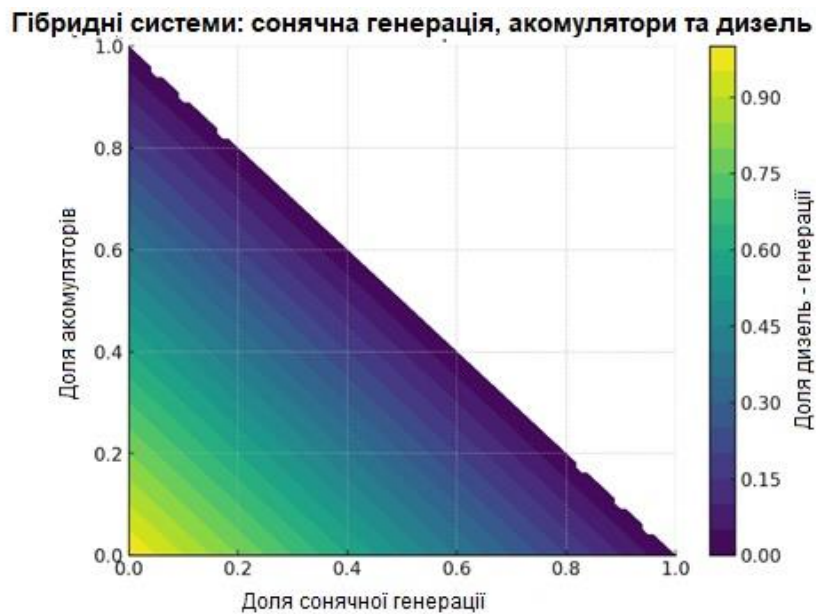


Рисунок 1.2 - Долевий розподіл генерації

1.2 Методи побудови гібридних автономних та резервних систем електропостачання

Доведено, що гібридні системи електропостачання з використанням відновлюваних джерел енергії є економічно обґрунтованим рішенням проблеми електрифікації в сільській місцевості та в інших районах, де точка підключення до мережі централізованого електропостачання знаходиться далеко, або існуюче підключення до мереж ненадійне. Зазвичай будівництво нових ліній електропередачі для малопотужних споживачів економічно не виправдане.

У більшості випадків при побудові малопотужних систем використовується конфігурація зі з'єднанням різних джерел енергії на стороні постійного струму. Однак останнім часом, після появи надійних та відносно дешевих моделей мережних та гібридних інверторів, все більше застосовується з'єднання різних джерел енергії на стороні змінного струму. Це забезпечує не тільки більшу гнучкість, але й високу ефективність використання енергії різних джерел за рахунок зменшення втрат у системі — на перетворення напруг та втрати в акумуляторах[3]. Детальніше різні варіанти описані нижче.

1.2.1 З'єднання елементів енергосистеми на стороні постійного струму

Це найбільш поширений і відомий спосіб. Загальна схема наведена на рис.

1.3.

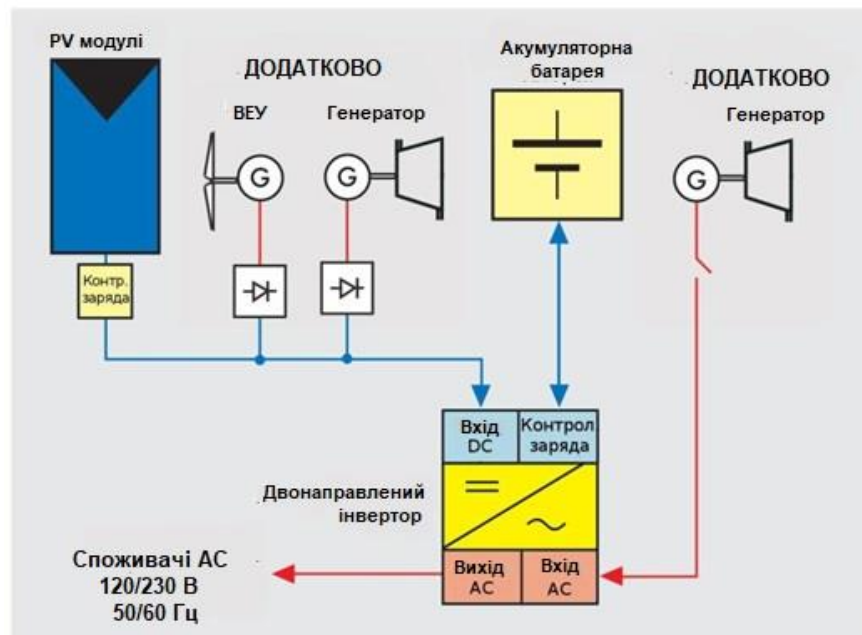


Рисунок 1.3 - З'єднання сонячних батарей та вітроустановки на стороні постійного струму

Тут сонячні батареї через контролер заряду (ШІМ або MPPT) заряджають акумуляторні батареї. Одночасно акумуляторні батареї можуть заряджатися від вітрогенератора. Далі постійний струм від сонячних батарей та акумуляторів перетворюється інвертором на змінний струм напругою 220В (або 380В, якщо вам потрібна трифазна система). Цим струмом живиться навантаження[6].

До недоліків системи можна віднести:

- кілька ступенів перетворення сонячної енергії (контролер, заряд-розряд акумуляторів, інвертор) на стороні низької напруги постійного струму.
- необхідність досить складної організації системи, якщо потрібно надати пріоритет сонячним батареям відносно мережі централізованого електропостачання. А такий пріоритет є дуже бажаним, оскільки без цього

дорогі сонячні батареї працюватимуть вхолосту, якщо у вас є напруга в мережі.

Для того, щоб у першу чергу використовувати енергію від сонячних батарей, потрібно поставити в систему або ДБЖ, який може відключатися від входу змінного струму (від мережі) при напрузі на акумуляторах вище заданого значення (наприклад, ДБЖ Steca Xtender) [6], або включити в систему окремий такий пристрій. Слід зазначити, що функції цього пристрою не такі вже й прості. Щоб робити те саме, що робить ДБЖ Xtender, цей пристрій повинен:

- слідкувати за напругою на акумуляторних батареях, включати мережу, якщо напруга знизилася нижче заданої протягом певного проміжку часу
- після включення мережі по низькій напрузі на акумуляторній батареї забезпечити повний зарядний цикл акумуляторів (як мінімум фази заряду максимальним струмом і насичення)
- відключити мережу після закінчення цих фаз заряду, якщо напруга на акумуляторах піднялася вище заданої
- робити це в залежності від часу доби, тому що немає сенсу відключати мережу після зарядного циклу вночі — все одно вночі заряду від сонячних батарей немає.
- мати контактор на максимальний струм, який може бути в системі. Такий контактор не тільки недешевий, але і споживає від мережі помітний струм.

Сучасні гібридні інвертори можуть надавати пріоритет джерелу постійного струму (тобто акумуляторам), а також допускають підключення джерела змінного струму до виходу. Таку функцію мають як європейські, так і сучасні українські інвертори (наприклад, МАП Гібрид, Домінатор або Титанатор) [9].

Є китайські гібридні інвертори (наприклад, Deye, Sofar Solar, Voltronic Power, Must Power та ін.), які можуть працювати з пріоритетом для сонячних батарей, але у них немає можливості підключення джерела змінного струму

до виходу, тому повноцінну гібридну систему зі з'єднанням на стороні змінного струму (AC coupling) на них побудувати не можна.

Також, останнім часом на ринку з'явилося безліч недорогих комбінованих інверторів, які містять у своєму складі MPPT або ШІМ контролер заряду для сонячних батарей. У старших моделях таких пристроїв є режим пріоритету для сонячних батарей. Комбіновані інвертори першими масово на ринок випустила тайванська фірма Voltronic Power (з виробництвом в Китаї), потім ці інвертори стали клонувати різні китайські виробники. Надійність цих інверторів набагато нижча, ніж у європейських або американських ДБЖ, але ціна суттєво нижча, тому масовий споживач віддає перевагу китайським інверторам.

1.2.2 З'єднання елементів енергосистеми на стороні змінного струму

З'єднання елементів системи на стороні змінного струму має найбільшу гнучкість і можливість зміни та розширення системи в подальшому.

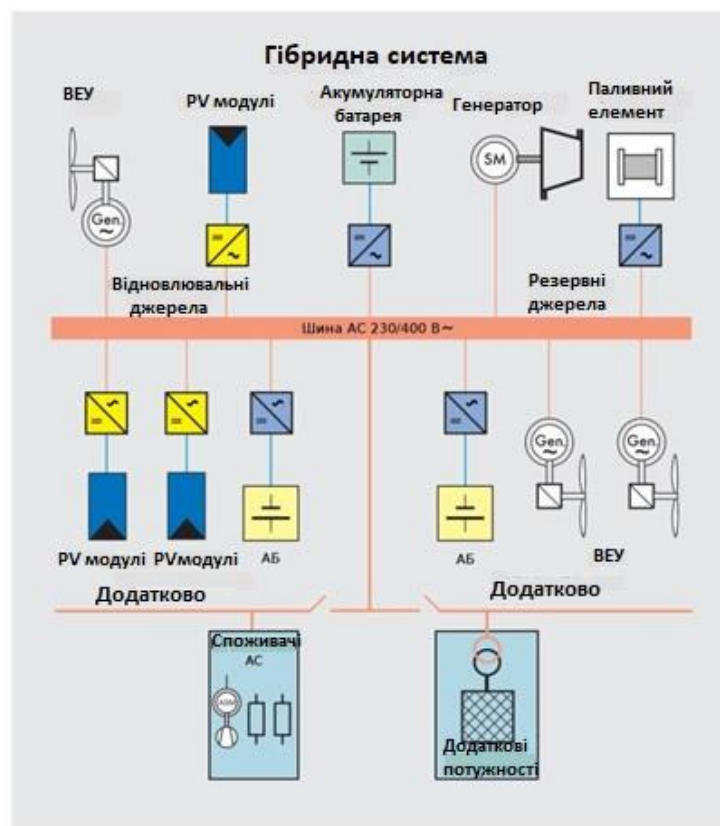


Рисунок 1.4 - З'єднання елементів системи на стороні змінного струму
Основні вимоги до елементів системи.

1. Батарейний інвертор повинен бути двонаправленим, тобто мати можливість приймати енергію з виходу змінного струму.

2. Цей інвертор повинен мати здатність контролювати роботу мережевого інвертора. Просунуті інвертори можуть змінювати частоту вихідної напруги. Якщо такої можливості немає, то в інверторі повинні бути додаткові контакти, які управляються напругою на АБ; ці контакти можуть бути використані для вмикання-вимикання мережевого інвертора.

3. Потужність батарейного інвертора повинна бути рівною або більшою за сумарну потужність мережевих інверторів, підключених до його виходу. За відсутності мережі та навантаження, вся вироблена енергія від мережевих інверторів направляється на заряд АБ. Європейські (Xtedner, Victron Energy) [9] та американські інвертори можуть заряджати АБ повною потужністю мережевого інвертора, підключеного до виходу. МАП Енергія має потужність зарядного пристрою не більше 40% від номінальної потужності інвертора.

4. Стандартний тест мережі, який зазвичай виконує мережевий інвертор, повинен бути більш «розумним», ніж вимірювання імпедансу мережі, що використовувалося раніше. Інакше є ризик такої ситуації, коли мережевий інвертор буде постійно вмикатися-вимикатися. Ще краще, якщо в мережевого інвертора передбачено режим «off-grid».

5. Оптимальним по ефективності буде спільне застосування мережевих інверторів і контролерів заряду постійного струму. Розподіл по потужності залежить від профілю споживання енергії навантаженням. Це також додасть надійності в роботі системи (див. нижче).

Можливість використання стандартних мережевих інверторів для сонячних батарей або вітроустановок в автономних системах може полегшити дизайн системи. Стає можливим розташовувати сонячні батареї далеко від акумуляторних батарей, більше того — можна об'єднувати в одну систему кілька сонячних батарей, розташованих на різних будівлях.

Великою перевагою є можливість з'єднувати різні компоненти системи по звичайній мережі 220В змінного струму. Відомо, що кабелі постійного струму

повинні бути товстими і короткими, тому що зазвичай використовується напруга 12/24/48В. Це є великим обмеженням при створенні системи, якщо відстані між сонячними батареями, вітроустановкою і акумуляторами значні.

Таким чином, основні переваги системи зі з'єднанням по шині змінного струму[10]:

1. Низька ціна і доступність масово вироблених мережевих інверторів
2. Можливі великі відстані між елементами системи
3. При споживанні енергії в денний час — дуже висока ефективність системи.

З'єднання елементів системи на стороні змінного струму стає все більш популярним. Однак, не можна сказати що це однозначно найкраще рішення. До недоліків можна віднести наступне:

1. Можлива менша ефективність, якщо потрібно спочатку зберегти енергію в акумуляторах (див. розрахунки нижче)
2. Установка обладнання в різних місцях іноді представляє незручності — але це також може бути і перевагою (див. вище зауваження по високій напрузі)
3. Ціна мережевого інвертора вища, ніж ціна МРРТ контролера. Сучасні МРРТ контролери дозволяють використовувати дешевші «мережеві» фотоелектричні модулі в автономних системах
4. Залежність роботи мережевого інвертора від роботи батарейного інвертора.

1.2.3. Порівняння ефективності систем з'єднання постійним та змінним струмом

Стандартні конфігурації гібридних систем з кількома джерелами енергії використовують з'єднання на шині постійного струму, на шині змінного струму, або і те, й інше. Мистецтво проектувальника полягає у правильному виборі елементів системи та основної схеми з'єднань.

За ефективністю використання енергії з'єднання по постійному та змінному струму відрізняються. Необхідно дотримуватися наступних простих правил:

- Якщо основне споживання відбувається в темний час доби, то енергія повинна зберігатися в акумуляторних батареях. В цьому випадку з'єднання по постійному струму буде більш виправданим.

- Якщо більша частина енергії споживається вдень, тобто коли й сонячні батареї виробляють електроенергію, то краще застосовувати з'єднання по змінному струму, тому що в цьому випадку буде на одне перетворення енергії менше.

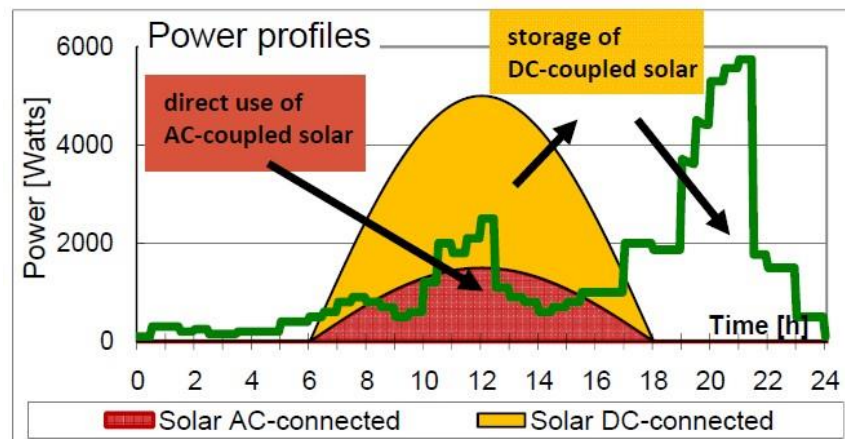


Рисунок 1.5 -Розподіл споживання енергії, виробленої сонячною батареєю

Для порівняння приймемо наступні припущення:

- ККД мережевого інвертора: 0,93-0,98
- ККД батарееного інвертора в режимі інвертування: 0,85-0,94
- ККД батарееного інвертора в режимі заряду акумуляторної батареї (АБ): 0,9-0,95
- ККД контролера заряду: 0,95
- ККД заряду-розряду акумуляторної батареї (АБ): 0,8

Якщо енергія, вироблена мережевим інвертором, буде використовуватися в нічний час, то загальний ККД перетворень дорівнюватиме $0,96 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,8 = 0,662$

Якщо енергія, вироблена мережевим інвертором, буде використовуватися в денний час, то загальний ККД перетворень дорівнюватиме 0,96

Якщо енергія, вироблена сонячними батареями, передається через контролер заряду і буде використовуватися в нічний час, то загальний ККД перетворень дорівнюватиме $0,95 \cdot 0,9 \cdot 0,8 = 0,68$

Якщо енергія, вироблена сонячними батареями, передається через контролер заряду і буде використовуватися в денний час, то загальний ККД перетворень дорівнюватиме $0,95 \cdot 0,9 = 0,855$

Таким чином, при основному споживанні вдень, при використанні мережевих інверторів можна додатково отримати на 10% більше енергії, ніж при використанні контролерів заряду постійного струму. Якщо енергія споживається лише в темну пору доби, то при використанні мережевих інверторів буде втрачатися близько 1,5-2% енергії у порівнянні зі схемою "обв'язки" по постійному струму. Це все вірно лише якщо використовується хороший MPPT контролер заряду постійного струму. Звичайні ШІМ контролери не дозволяють максимально використовувати енергію сонячних батарей і мають ефективність в середньому на 15% нижче — за рахунок неоптимального поєднання напруги на АКБ і в точці максимальної потужності сонячної батареї. Таким чином, якщо порівнювати схеми з мережевими інверторами та з ШІМ контролерами, перші завжди будуть на 13-26% ефективнішими, ніж другі.

Додатковий плюс — при використанні мережевих інверторів зазвичай використовується висока напруга (200-600В), а контролери для АКБ працюють максимум до 150В (зазвичай в 48В системі робоча напруга модулів близько 70-100В) [11]. Внаслідок цього можна зекономити додатково на проводах від сонячних батарей, тому що при менших струмах потрібні менші перетини дроту. Мідь зараз дуже недешева. На зменшенні втрат у проводах можна зекономити ще декілька відсотків енергії.

Ефективність використання енергії від сонячних батарей

ККД системи при використанні					
сонячного контролера заряду АБ				мережевого ФЕ інвертора	
Основний час споживання енергії					
вдень		в темний час доби		вдень	в темний час доби
MPPT	PWM	MPPT	PWM		
85,5%	70%	68%	53%	96%	66,2%

Звісно, найкращим варіантом буде використання гібридної системи з обов'язкою як по змінному, так і по постійному струму. Однак, на практиці, навряд чи має сенс вводити і мережевий інвертор, і контролер заряду лише для того, щоб підвищити виробіток системи на декілька відсотків.

Гібридна «обв'язка» має сенс для підвищення надійності системи. Враховуючи, що ефективність застосування мережевих інверторів вища, основна частина сонячної батареї повинна працювати через мережевий інвертор. Однак, мережевий інвертор має один важливий недолік — якщо немає опорної напруги в мережі, він не працює. Тому батарейний інвертор повинен працювати завжди. Але що, якщо після декількох похмурих днів і відсутності мережі акумулятори розрядилися і інвертор вимкнувся для того, щоб захистити акумулятори від глибокого розряду? Автоматично система з обов'язкою тільки по змінному струму не запуститься. Звичайно, можна, коли з'явиться сонце, відключити навантаження і вручну включити інвертор (багато інверторів мають функцію примусового старту навіть при розряджених АБ), щоб дати мережевим інверторам підзарядити акумулятори. Але краще мати частину сонячних батарей, які працюють через контролер постійного струму і заряджають акумуляторні батареї. В цьому випадку, коли АБ зарядяться від

контролера заряду, інвертор автоматично включиться і запустить решту системи — мережеві інвертори і навантаження.

Тому ми рекомендуємо мати гібридну обв'язку, якщо у вас повністю автономна система електропостачання, або мережа зникає на тривалий (декілька днів і більше) час. Мається на увазі, що резервного генератора немає, тому що якщо він є, можна сміливо зупинитися на «обв'язці» по змінному струму.

Розглянемо випадки з використанням генератора.

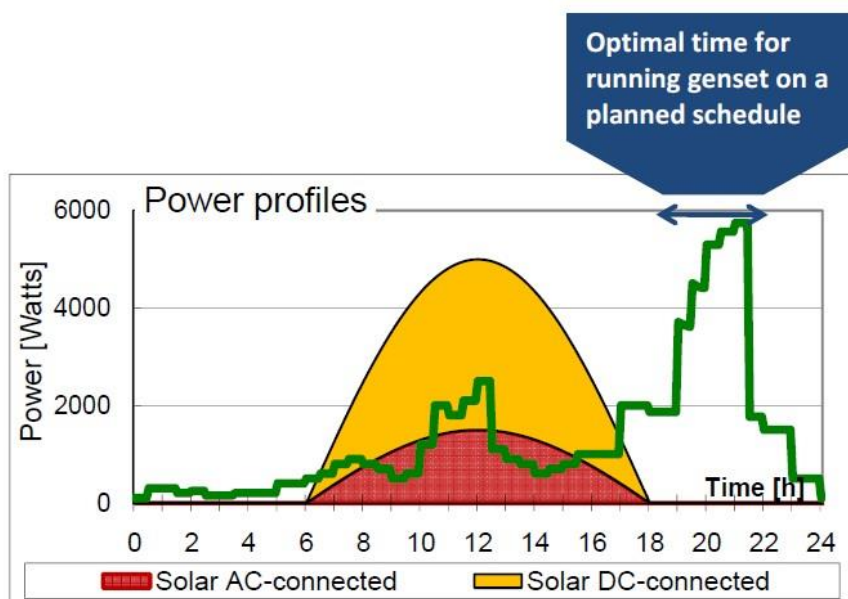


Рисунок 1.6 - Оптимальний час для роботи резервного генератора

Різні генератори мають різну точність підтримання частоти. Зазвичай, частота генератора вища за відсутності навантаження і падає при перевантаженнях. Вплив мережевого інвертора, підключеного до виходу генератора, на його частоту важко передбачити — він відрізнятиметься для різних генераторів.

У разі сумнівів, краще встановити реле, яке відключатиме мережевий інвертор від системи, коли запущено генератор. Генератор живитиме навантаження та заряджатиме акумулятори. Це легко зробити шляхом програмування додаткових керуючих контактів інверторів (Xtender, SMA).

Алгоритм роботи гібридної системи з резервним генератором зазвичай передбачає періодичну роботу генератора. Це може бути зроблено двома способами:

- генератор використовується від випадку до випадку і запускається при зниженні напруги на АКБ
- генератор запускається щодня. В цьому випадку краще запланувати час роботи генератора, а запуск при зниженні напруги на АКБ використовувати тільки за потреби.

Найкращий час для планового запуску генератора — коли немає сонця і навантаження максимальне. Зазвичай це вечірні години (див. графік рис. 1.6)). Краще для живлення піку навантаження запускати генератор, ніж спочатку використовувати енергію, накопичену в акумуляторах, а потім заряджати їх від того ж генератора. При правильному плануванні роботи генератора, можна виключити непотрібне циклювання акумуляторів, підвищити ефективність роботи системи та продовжити термін служби АКБ.

Висновки по першому розділу

В умовах нестабільності енергосистеми питання резервного живлення більше не є теоретичним. Коли електропостачання припиняється внаслідок аварій або надзвичайних ситуацій, коли за вікном «блекаут», виникає питання як правильно забезпечити ресурс вашої енергонезалежності. Для цього потрібні гібридні системи

РОЗДІЛ 2

ОСОБЛИВОСТІ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО СКЛАДУ ВІТРО-СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ДИЗЕЛЬНИМИ ГЕНЕРАТОРАМИ

У світі все більшого поширення набувають гібридні електростанції, що включають в себе два або більше відновлюваних джерела, як правило – сонячну (СЕС) та вітрову (ВЕС) електростанції. Незважаючи на специфіку становлення відновлюваної енергетики в Україні, такі гібридні комплекси актуальні й для нашої країни. Насамперед, їх застосування доцільно розглядати в випадках частих перебоїв в електропостачанні [3, 5] та ін.

Важливим напрямом досліджень гібридних комплексів на базі двох і більше ВДЕ є вивчення питань вибору їх оптимального складу. Даній тематиці присвячено ряд робіт іноземних авторів [15-18], а також вітчизняні роботи [4,5, 10]. Разом з тим, складність задачі оптимізації пояснює велику кількість нерозглянутих або невирішених питань, зокрема – вплив врахування різних критеріїв на результат вирішення задачі.

2.1 Методи визначення оптимального складу гібридних комплексів

На даний час відома велика кількість методів визначення оптимального складу гібридних комплексів [11]: класичні (ітераційні, аналітичні, графічні, лінійні), сучасні (штучні та гібридні), комп'ютерні (генетичні алгоритми). Частина з них передбачає широке використання усереднених статистичних даних про рівень інсоляції, швидкість вітру, добовий графік навантаження і т.д.

Деякі методи, наприклад, комп'ютерні, дозволяють збільшити деталізацію розрахунків. Вони передбачають використання ретроспективних даних про інсоляцію та швидкість вітру через малі проміжки часу (аж до кожної години року), а також набір усереднених добових графіків навантаження [11]. Техніко-економічні параметри розраховуються для кожного проміжку часу протягом усього періоду експлуатації гібридної електростанції [6]. До недоліків такого підходу можна віднести необхідність наявності великої деталізованої бази метеорологічних даних за попередні роки, а до переваг –

можливість моделювання роботи комплексу на будь-якому етапі експлуатації, що дозволяє оптимізувати режими його роботи. Відмову від використання великої кількості середніх значень можна оцінювати по-різному: з одного боку, з'являється відхилення від статистично вивіреного типового опису метеоумов, з іншого – можуть бути враховані зміни клімату і в цілому знижена ймовірність використання застарілої та неактуальної статистичної інформації.

Більшість класичних методів використовують однокритеріальну оптимізацію, в той час як більш сучасні методи дозволяють визначити оптимальний склад комплексу на основі декількох критеріїв. Як правило, головним критерієм обирається собівартість електроенергії, проте оптимізація може вестися і з урахуванням інших критеріїв – вартості життєвого циклу, суми капітальних витрат, емісії CO₂, ймовірності втрати джерела живлення, кількості надлишкової енергії (енергії дамбу) і т.д.

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) відіграють помітну роль в електроенергетиці різних країн.

За різними оцінками, в найближчі 5–10 років очікується введення нових генеруючих потужностей на базі ВДЕ до 6–10 ГВт [3].

Сьогодні одним із найактуальніших є завдання оптимізації автономної системи електропостачання (АСЕП), що використовує ВДЕ та накопичувачі енергії. Досвід вітчизняних та закордонних дослідницьких колективів показує, що комбіноване застосування ВДЕ та накопичувачів енергії в АСЕП є економічно ефективним способом енергозабезпечення споживачів. У порівнянні з дизельними електростанціями комбіноване застосування ВДЕ та накопичувачів енергії в декілька разів зменшує викиди вуглекислого газу, значно скорочує залежність від привізного палива, покращує екологічну обстановку [7, 9]. Питанням моделювання та оптимізації АСЕП, що використовують ВДЕ та накопичувачі енергії, присвячено значну кількість робіт, виконаних як в нашій країні, так і за кордоном. В першу чергу слід відзначити роботи [6–9], на базі яких створено програмні комплекси, що дозволяють вирішувати задачі оптимізації АСЕП. Найбільш поширені

наступні оптимізаційні комплекси: HOGA – Hybrid optimization by genesis algorithm (Іспанія), HOMER – Hybrid optimization modeling software (США), HYPORA – Hybrid power optimized for rural/remote areas (США). Серед переваг зазначених оптимізаційних комплексів слід відзначити, що вони вирішують задачу оптимізації АСЕП з вибором оптимального співвідношення генеруючих потужностей. Також представлені оптимізаційні комплекси мають зручний інтерфейс для користувача, що робить роботу більш комфортною. Крім того, є відкриті бета-версії для ознайомлення користувача з можливостями оптимізаційних комплексів, що в свою чергу дозволяє найбільш ефективно підібрати програму для розв’язуваної задачі.

2.2 Математична модель визначення оптимального складу гібридних комплексів

Актуальність розробки подібної моделі полягає в тому, що ще на стадії проєктування реальної АСЕП стає можливим не тільки вирішити задачу вибору оптимального співвідношення генеруючих потужностей, але й виконати перевірку працездатності АСЕП. Розглянемо модель АСЕП, яка використовує ВДЕ та накопичувачі енергії (НЕ). Реалізовано модель у середовищі імітаційного моделювання Matlab/Simulink, оскільки це найбільш відповідне графічне середовище, що дозволяє за допомогою блок-діаграм у вигляді направлених графів будувати моделі елементів АСЕП.

У математичній моделі АСЕП реалізовано моделі пристроїв генерації, розподілу, перетворення та передачі електроенергії.

До моделі генеруючих пристроїв включено фотоелектричні перетворювачі (ФЕП), вітроенергетичні установки (ВЕУ), дизельні електростанції (ДЕС), акумуляторні батареї (АБ).

При моделюванні основних генеруючих пристроїв використовуються моделі, розроблені як українськими, так і закордонними колективами. Модель ФЕП, описана в [10], дозволяє враховувати вплив зовнішніх погодних умов на ВАХ ФЕП. Моделювання ВЕУ базується на роботах [11, 12]. Модель дозволяє за миттєвими характеристиками швидкості вітру, параметрами

навколишнього середовища та конструктивними характеристиками ВЕУ визначити її моментальну генеровану потужність. Опис робочих параметрів АБ з урахуванням миттєвих режимів та електричних втрат виконується за моделями, представленими в [13,14], а ДЕС за методикою, викладеною в [11].

Оскільки не завжди є можливість розміщувати ВЕУ та ФЕП поблизу споживача, то в розрахунковій моделі передбачено об'єкти перетворення та передачі електроенергії. Використовувані моделі елементів перетворення та передачі електроенергії виконані на основі наступних робіт: трансформатори (ТР), повітряні лінії (ПЛ) [6], силові інвертори (СІН), випрямлячі (ВП) [11].

В рамках розрахункового комплексу розроблено програму з визначення астрономічних параметрів Сонця, виходячи з координат місцевості, місяця, числа та години розрахункового періоду [12]. В роботі для врахування випадкового характеру кліматичних даних та динаміки їх зміни використовуються результати замірів практично повсюдно розташованих автоматичних метеостанцій. З використанням результатів вказаних замірів кліматичних даних, представлених в роботі [12], створюється масив, що описує з кроком одна година наступні параметри навколишнього середовища: температура зовнішнього повітря, °С; тиск повітря, кПа; хмарність, %; швидкість вітру на висоті 10 метрів, м/с. Як правило, число років метеоспостережень для віддалених населених пунктів знаходиться в інтервалі від 5 до 12. На рис. 2.1 представлено загальний вигляд моделі АСЕП, яка використовує ВДЕ та АБ.

Принципи розподілу навантаження між агрегатами

Однією з основних задач, які вирішуються для кожної години розрахункового періоду, є розподіл навантажень між генеруючими потужностями. У даній роботі для вирішення цього завдання використовується наступний підхід.

1. Визначається (виходячи з кліматичних умов і астрономічних параметрів Сонця) потенційно можливе виробництво електроенергії ФЕС та ВЕС (за їхньої заданої встановленої потужності).

2. Визначаються втрати активної потужності при передачі потенційно можливого виробництва ФЕС та ВЕС до споживача.

3. Якщо сумарна потужність ФЕС та ВЕС, що надходить до споживача, не менша за навантаження споживача, то вся вона покривається за рахунок ВДЕ.

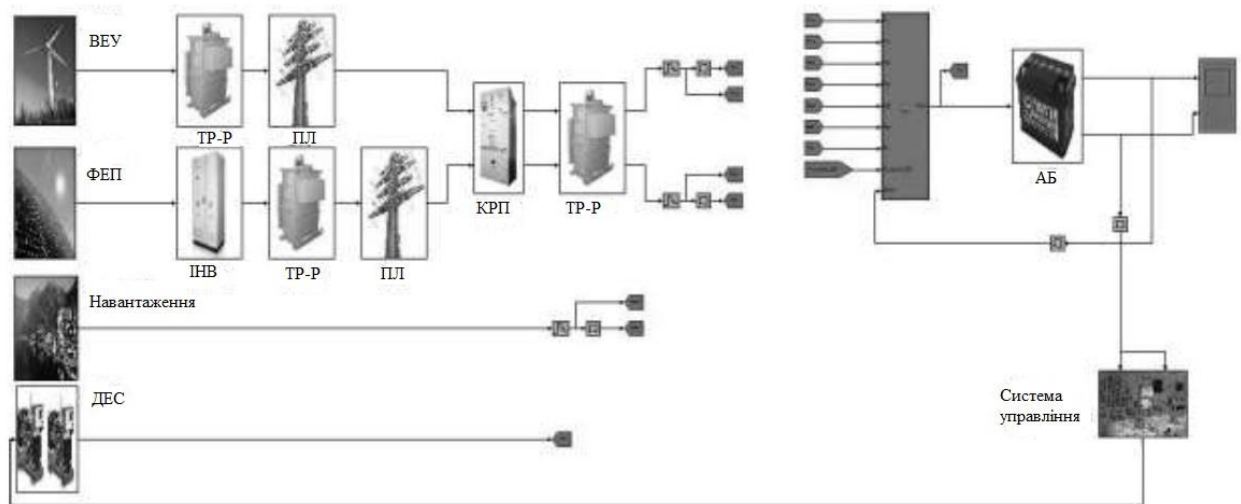


Рисунок 2.1. Загальний вигляд моделі АСЕП, що використовує ВДЕ та АБ*
 *ВЕУ, ФЕП, НАВАНТАЖЕННЯ, ДЕС, ТР-Р, ПЛ, КРУ, АБ, СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ – блок розрахунку вітроенергетичних установок, фотоелектричних перетворювачів, навантаження, дизельної електростанції, трансформаторів, повітряних ліній, комплектних розподільчих пристроїв, акумуляторних батарей, системи управління.

4. Якщо спостерігається надлишок потужності, то він надходить на зарядку накопичувачів. У випадку, коли накопичувачі вже заряджені повністю, то на відповідну величину скорочується потужність ВДЕ. Причому спочатку регулюються ВЕС (як такі, що найбільше зношуються), а потім ФЕС.

5. Якщо сумарна потужність ВДЕ менша за навантаження споживачів, то нестача потужності покривається за рахунок накопичувачів.

6. Якщо накопичувачі розряджені (заряд 30% від номінального), то вмикається ДЕС. Вона вмикається на повну потужність і вимикається при досягненні зарядом накопичувача деякого порогового значення (50% від номінального).

7. Якщо потужність ДЕС спільно з ВДЕ при розрядженому накопичувачі менша за навантаження споживача, то має місце недовідпуск електроенергії.

Математичний опис представленого принципу розподілу навантажень по елементах АСЕС має наступний вигляд.

Максимально можливе вироблення електроенергії ВЕУ та ФЕП[13]:

$$P_{BEV}(t) = \frac{\rho(t)}{2} \cdot F(t) \cdot V_{\epsilon}^3 \cdot C_p, \quad (2.1)$$

де $\rho(t)$ – густина повітря, кг/м³; $V_{\epsilon}(t)$ – швидкість вітру на висоті установки вітроколеса, м/с; F_{BEV} – площа, що омивається вітротурбіною, м²; C_p – коефіцієнт потужності ВЕУ, в.о.; (t) – поточний момент часу.

$$P_{ФЕП}^{\max}(t) = I_c(t) \cdot S \cdot k_p \cdot \eta, \quad (2.2)$$

де $I_c(t)$ – інтенсивність сонячного випромінювання, Вт/м²; S – площа фотоелемента, м²; k_p – коефіцієнт, що враховує вплив температури на потужність, в.о.; η – номінальний ККД сонячного елемента, в.о.; (t) – поточний момент часу.

Функція потужності визначається як:

$$P_{\Sigma}(t) = P_{ФЕП}^{\max}(t) + P_{BEV}^{\max}(t) - \Sigma \Delta P(t) - P_n(t), \quad (2.3)$$

де $P_n(t)$ – навантаження споживача, кВт. $\Sigma \Delta P(t)$ – сумарні електричні втрати СЕП,

$$\begin{aligned} \Sigma \Delta P(t) = & \Delta P_{ТР-ФЕП}(t) + \Delta P_{ТР-ВЕУ}(t) + \Delta P_{ИНВ}(t) + \Delta P_{ПЛ-ФЕП} + \Delta P_{ПЛ-ВЕУ}(t) + \\ & + \Delta P_{ТР-заг}(t) + \Delta P_{АБ}(t) + \Delta P_{СН}(t) + \Delta P_{ИНВ1}(t), \end{aligned} \quad (2.4)$$

де $\Delta P_{ТР-ФЕП}$, $\Delta P_{ТР-ВЕУ}(t)$, $\Delta P_{ТР-заг}(t)$ – електричні втрати в трансформаторах, кВт; $\Delta P_{ПЛ-ФЕП}$, $\Delta P_{ПЛ-ВЕУ}$ – електричні втрати в повітряних лініях, кВт; $\Delta P_{ИНВ}(t)$, $\Delta P_{ИНВ1}(t)$ – електричні втрати в інверторах, кВт; $\Delta P_{АБ}(t)$ – електричні втрати в акумуляторних батареях, кВт; $\Delta P_{СН}(t)$ – електричні втрати в стабілізаторі напруги, кВт.

Функція потужності $P_{\Sigma}(t)$ є знакозмінною функцією. Якщо $P_{\Sigma}(t)$ має позитивний знак, отже, генерованої потужності від джерел, що використовують ВДЕ, достатньо для прямого забезпечення споживача та заряду АБ.

$$P_{\Sigma}(t)^+ = \begin{cases} P_{\Sigma}(t); (P_{\Sigma}(t) \geq 0) \wedge (Q_{AB}^{\max} - Q_{AB}^{TM}(t)) \geq \eta_{AB} \cdot \eta_{\text{вук}} \cdot P_{\Sigma}(t) \cdot \Delta t \\ \frac{Q_{AB}^{\max} - Q_{AB}^{TM}(t)}{\Delta t}; (P_{\Sigma}(t) \geq 0) \wedge (Q_{AB}^{\max} - Q_{AB}^{TM}(t)) \leq \eta_{AB} \cdot P_{\Sigma}(t) \cdot \Delta t, \\ 0; (P_{\Sigma}(t) \leq 0). \end{cases} \quad (2.5)$$

Якщо ж $P_{\Sigma}(t)$ має негативний знак, то генерованої потужності недостатньо для споживача, і залишок потужності, якої не вистачає, вилучається з АБ.

$$P_{\Sigma}(t)^- = \begin{cases} P_{\Sigma}(t); (P_{\Sigma}(t) \geq 0) \wedge (Q_{AB}^{\max} - Q_{AB}^{TM}(t)) \geq \frac{P_{\Sigma}(t) \cdot \Delta t}{\eta_{IHB}} \\ \frac{Q_{AB}^{\max} - Q_{AB}^{TM}(t)}{\Delta t}; (P_{\Sigma}(t) \geq 0) \wedge (Q_{AB}^{\max} - Q_{AB}^{TM}(t)) \leq \frac{P_{\Sigma}(t) \cdot \Delta t}{\eta_{IHB}}, \\ 0; (P_{\Sigma}(t) \leq 0), \end{cases} \quad (2.6)$$

де вираз фактичної ємності АБ:

$$Q_{AB}(t) = Q_{AB}(t-1) + (P_{\Sigma}(t)^+ + P_{\Sigma}(t)^-) \Delta t. \quad (2.7)$$

Вихідна потужність ДЕС при виконанні (2.8) і (2.9) дорівнює максимальній потужності ДЕС до тих пір, поки (2.5) і (2.9) не виконуються.

Вихідна потужність ВЕУ та ФЕП з урахуванням регулювання потужності.

У випадку нестачі потужності від джерел, що використовують ВДЕ, та АБ, в роботу включається ДЕС. Для визначення моменту включення ДЕС та регулювання вихідної потужності ВЕУ та ФЕП вводиться поняття «балансової потужності системи (БПС)».

$$P_{БПС}(t) = P_n(t) + \sum \Delta P(t) - P_{ВЕУ}^{\max}(t) - P_{ФЕП}^{\max}(t) - (P_{\Sigma}(t)^+ + P_{\Sigma}(t)^-). \quad (2.8)$$

В залежності від «балансової потужності системи» генеровані потужності ВЕУ, ФЕП та ДЕС визначаються з виразів:

$$P_{ДЕС}(t) = \begin{cases} P_{БПС}(t); (P_{БПС}(t) \geq 0) \wedge (P_{БПС}(t) \leq P_{ДЕС}^{УСТ}) \\ P_{ДЕС}^{УСТ}; (P_{БПС}(t) \geq 0) \wedge (P_{БПС}(t) \geq P_{ДЕС}^{УСТ}) \\ 0; (P_{\Sigma}(t) \leq 0), \end{cases} \quad (2.9)$$

$$P_{BEY}(t) = \begin{cases} P_{BEY}^{\max}(t) + P_{БПС}(t); (P_{БПС}(t) \leq 0) \wedge (P_{BEY}^{\max}(t) + P_{БПС}(t) \geq 0) \\ 0; (P_{БПС}(t) \leq 0) \wedge (P_{BEY}^{\max}(t) + P_{БПС}(t) \leq 0) \\ P_{BEY}^{\max}(t); (P_{БПС}(t) \geq 0), \end{cases} \quad (2.10)$$

$$P_{ФЕП}(t) = \begin{cases} P_{ФЕП}^{\max}(t); (P_{BEY}(t) \geq 0) \\ (-P_{БПС}(t) - P_{BEY}^{\max}(t)); (P_{BEY}^{\max}(t) = 0) \end{cases} \quad (2.11)$$

За генерованою потужністю ДЕС визначається її погодинна витрата палива. Представлені розрахунки проводяться для кожної години розрахункового періоду, для якого наявні виміри автоматичними метеостанціями. Потім визначаються середньорічні показники (витрата палива, виробництво електроенергії ДЕС, БЕУ та ФЕП). На їх основі проводяться розрахунки критерію економічної ефективності.

Визначення складу обладнання АСЕП

Мета – знаходження оптимального співвідношення генеруючих потужностей та допоміжного обладнання при мінімальній вартості кВт·год. Для порівняння варіантів застосовується методика збалансованої вартості електроенергії (Levelized cost of electricity; LCOE) [15, 17]. LCOE – це вартість електроенергії, що відпускається безпосередньо з електростанції, яка використовує ВДЕ.

Цільова функція має вигляд:

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{K_i + M_i + F_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}},$$

де K_i – капіталовкладення; M_i – експлуатаційні витрати; F_i – паливні витрати; E_i – виробництво електроенергії, кВт*год; r – коефіцієнт дисконтування; n – число років розрахункового періоду, i – підрядковим індек-

сом i позначені величини, що відносяться до i року розрахункового періоду.

Капіталовкладення по елементах АСЕП мають наступний вигляд:

$$K_i = K_{\text{ФЕП}i} + K_{\text{ВЕУ}i} + K_{\text{ДГ}i} + K_{\text{АБ}i} + K_{\text{СІН}i} + K_{\text{ТР-ФЕП}i} + K_{\text{ПЛ-ФЕП}i} + K_{\text{ТР-ВЕУ}i} + K_{\text{ПЛ-ВЕУ}i} + K_{\text{ТР-ЗАГ}i} + K_{\text{ВП}i} + K_{\text{ІН}i},$$

де $K_{\text{ФЕП}i}$, $K_{\text{ВЕУ}i}$, $K_{\text{ДГ}i}$, $K_{\text{АБ}i}$, $K_{\text{СІН}i}$, $K_{\text{ТР}i}$, $K_{\text{ПЛ}i}$, $K_{\text{ВП}i}$, $K_{\text{ІН}i}$ – відповідно капіталовкладення в фотоелектричні перетворювачі, вітроенергетичні установки, дизель-генератори, акумуляторні батареї, силові інвертори, трансформатори, повітряні лінії, випрямлячі, інвертори.

Експлуатаційні витрати по елементах АСЕП мають наступний вигляд:

$$M_i = M_{\text{ФЕП}i} + M_{\text{ВЕУ}i} + M_{\text{ДГ}i} + M_{\text{АБ}i} + M_{\text{СІН}i} + M_{\text{ТР-ФЕП}i} + M_{\text{ПЛ-ФЕП}i} + M_{\text{ТР-ВЕУ}i} + M_{\text{ПЛ-ВЕУ}i} + M_{\text{ТР-ЗАГ}i} + M_{\text{ВП}i} + M_{\text{ІН}i},$$

де $M_{\text{ФЕП}i}$, $M_{\text{ВЕУ}i}$, $M_{\text{ДГ}i}$, $M_{\text{АБ}i}$, $M_{\text{СІН}i}$, $M_{\text{ВП}i}$, $M_{\text{ІН}i}$ – відповідно експлуатаційні витрати на фотоелектричні перетворювачі, вітроенергетичні установки, дизель-генератори, акумуляторні батареї, силові інвертори, трансформатори, повітряні лінії, випрямлячі, інвертори.

Виробництво електроенергії по елементах АСЕП має наступний вигляд:

$$E_i = E_{\text{ФЕП}i} + E_{\text{ВЕУ}i} + E_{\text{ДГ}i} + E_{\text{АБ}i},$$

де $E_{\text{ФЕП}i}$, $E_{\text{ВЕУ}i}$, $E_{\text{ДГ}i}$, $E_{\text{АБ}i}$ – виробництво електроенергії фотоелектричними перетворювачами, кВт*год; вітроенергетичними установками, кВт*год; дизель-генераторами, кВт*год; акумуляторними батареями, кВт*год.

Висновки по другому розділу

Представлено методику оптимізації АСЕП, що використовує ВДЕ та АБ. На основі описаної методики реалізовано математичну модель АСЕС. Розроблена модель дозволяє вирішувати задачі оптимізації, а саме, знаходження оптимального співвідношення генеруючих потужностей, вибору оптимального одиничного типорозміру обладнання та встановлених потужностей допоміжного обладнання.

РОЗДІЛ 3

ВИМОГИ ДО РОЗРОБКИ ІМІТАЦІЙНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ СТІЙКОСТІ ЛОКАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ВІТРОДИЗЕЛЬНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

Ефективність використання ресурсів відновлюваної енергії при створенні систем енергопостачання, що об'єднують установки на органічному паливі та відновлюваній енергії, визначається часткою енергії з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), яка замінює виробництво енергії в результаті спалювання органічного палива та заощаджує дороге паливо[5].

Важливою та обов'язковою умовою існування та нормального функціонування будь-якої електроенергетичної системи, в тому числі і локальної системи електропостачання з вітродизельною електростанцією (ЛСЕС) з ВДЕС, є вирішення на стадії проектування питань забезпечення надійності та якості електропостачання, що значною мірою визначаються стійкістю системи.

Стосовно ЛСЕС проводилися дослідження в напрямку контролю та підвищення стійкості роботи двигунів різних типів і дизельних генераторів [8, 9], які можна вважати елементами таких систем (підсистеми генерування та навантаження). У низці наукових досліджень вирішуються питання забезпечення стійкості при паралельній роботі дизельного генератора та вітроенергетичної установки (ВЕУ) [10, 11]. Однак задачі в галузі забезпечення стійкості локальних систем з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ), зокрема з вітроустановками, повністю вирішеними вважати не можна. Відсутній детальний опис і методика визначення кількісних показників, які б дозволили оцінити стійкість. Не розглянуті питання, пов'язані із забезпеченням статичної та динамічної стійкості навантаження та впливу вітроустановки на стійкість енергосистеми. Це свідчить про актуальність розробки методичних вказівок з розрахунку та рекомендацій щодо підвищення стійкості ЛСЕС з ВДЕ.

Необхідність окремих досліджень для ЛСЕС з ВДЕУ пов'язана з відмінними особливостями таких систем:

1) нестабільність графіка видачі потужності ВЕУ внаслідок стохастичного характеру зміни швидкості та щільності вітру [12];

2) нестабільність графіка навантаження при порівняних потужностях генеруючих енергоустановок та споживачів [13].

Дані особливості не дозволяють коректно використовувати для оцінки стійкості ЛСЕС з ВДЕУ існуючі класичні методи. Зокрема, застосування практичних критеріїв оцінки передбачає введення ряду допущень (напруга приймальної системи постійна; частота системи постійна; швидкість обертання ротора синхронної машини змінюється в малих межах від синхронної швидкості), які не є правомірними для ЛСЕС з ВДЕУ. При математичній оцінці виникають проблеми, пов'язані з неможливістю введення кількісних показників для оцінки стійкості та необхідністю розробки великої кількості математичних моделей для окремих компонентів схеми.

Тому дослідження стійкості ЛСЕС з ВДЕУ бажано проводити на основі імітаційного моделювання. В якості об'єкта моделювання можна використовувати ЛСЕС з ВДЕУ, в якій джерела енергії підключені через шини постійного струму (рис. 3.1).

Схема сполучення джерел енергії через шини постійного струму є найбільш поширеною та перспективною. Електроенергія від вітротурбіни та дизельної електростанції після перетворення надходить на шини постійного струму, до якої підключені споживачі, акумуляторна батарея та баластне навантаження. У схемі основні функції управління потоками енергії реалізує система накопичення (акумуляторна батарея та зарядно/розрядний пристрій), яка здійснює відбір потужності в моменти надлишку та віддає її при нестачі в системі. Згідно з принципами імітаційного моделювання процесів в електроенергетичних системах, побудова моделі базується на методі ітераційних послідовних ускладнень. Тобто на кожному етапі буде

відбуватися оцінка цільових властивостей моделі, її верифікація та калібрування – корекція імітаційної моделі з метою приведення у відповідність до вимог, що пред'являються, та ускладнення.

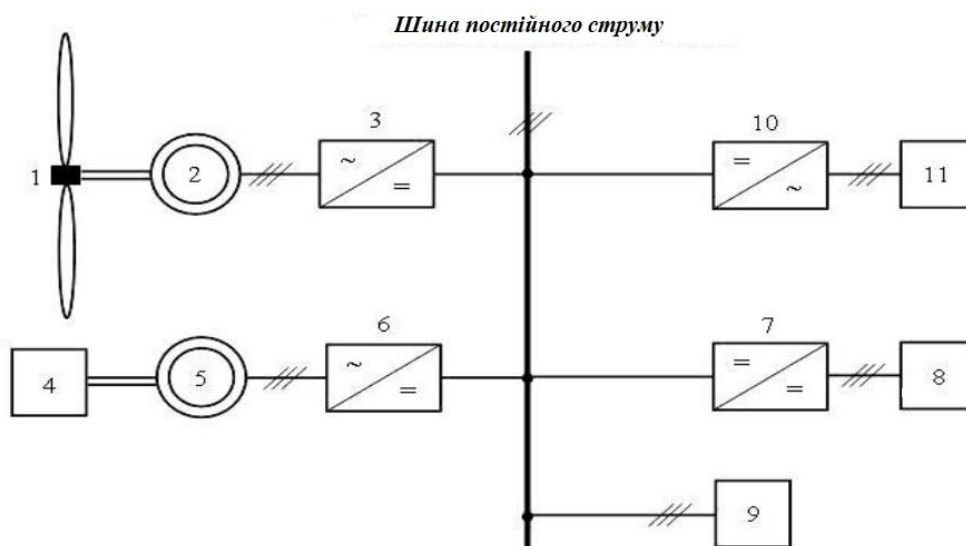


Рисунок 3.1 – Структурна схема ЛСЕС з ВДЕУ з проміжною шиною постійного струму: 1 – віротурбіна; 2 – синхронний генератор на постійних магнітах; 3, 6 – випрямлячі; 4 – дизельний двигун; 5 – синхронний генератор; 7 – зарядно-розрядний пристрій; 8 – акумуляторна батарея; 9 – баластне навантаження; 10 – інвертор; 11 – споживачі 220/380В

Процес розробки моделі включає наступні етапи:

1. Визначення меж моделі.
2. Розробка концептуальної моделі та підготовка вихідних даних.
3. Трансляція моделі.
4. Оцінка адекватності моделі.
5. Проведення експерименту.
6. Аналіз результатів.

Межі моделі визначають область охоплення компонентів, від взаємодії яких залежать важливі сторони її поведінки. Для МДЕС з ВЕС основні причини порушення статичної стійкості – незначні зміни генерованої

потужності вітроустановки та/або навантаження, а порушення динамічної стійкості пов'язані з аналогічними змінами, але стрибкоподібного характеру. Тому для забезпечення дослідження статичної та динамічної стійкості в імітаційній моделі передбачені можливості зміни швидкості вітрового потоку від 0 до 10 м/с та потужності навантаження від 0 до 50 кВт, що дозволить провести аналіз всіх можливих режимів роботи МДЕС. Другий етап моделювання передбачає формалізацію досліджуваної системи – побудову та опис загальної схеми процесів, що підлягають дослідженню.

Складовими частинами імітаційної моделі є: ВЕУ, що складається з вітротурбіни та синхронного генератора на постійних магнітах потужністю 30 кВт; дизельна електростанція, що складається з дизельного двигуна та синхронного генератора потужністю 10 кВт; блок комплексного навантаження (регульоване активно-індуктивне навантаження та асинхронний генератор зі змінним навантаженням на валу), а також блоки системи пуску та вимірювальних пристроїв.

Складові частини моделі забезпечують збереження цілісності системи, з одного боку, а з іншого – досягнення поставлених цілей моделювання. В подальшому при дослідженнях отримана схема може уточнюватися та доповнюватися відповідно до рівня деталізації, який буде потрібен для вирішення поставленого завдання.

На етапі трансляції моделі здійснюється перетворення концепції в окрему комп'ютерну програму. Імітаційна модель ЛСЕС з ВДЕС розробляється в пакеті Matlab Simulink.

Оцінка адекватності розроблюваної моделі повинна здійснюватися шляхом її експертизи на тестових даних. Вона перевіряється на коректність, за результатами перевірки будуть внесені виправлення та коригування до прийнятного рівня.

Для дослідження статичної та динамічної стійкості модель повинна імітувати можливі режими роботи ВДЕС, як нормальні, так і за наявності несправностей.

Основні режими роботи ВДЕС, які повинні моделюватися:

- 1) режим роботи від основного джерела живлення – ВЕУ ($S_{\text{НАВАНТАЖ}} \leq S_{\text{ВЕУ}}$);
- 2) режим роботи зі збільшеним навантаженням – паралельна робота ВЕУ та дизельної електростанції ($S_{\text{НАВАНТАЖ}} > S_{\text{ВЕУ}}$);
- 3) режим роботи від резервного джерела живлення – дизельної електростанції (вітер відсутній). Інші режими, що моделюються, будуть похідними від перелічених.

Висновки по третьому розділу

Дослідження електричних параметрів локальної системи електропостачання за допомогою моделі дозволить встановити закономірності функціонування та оцінити: взаємозв'язок між причинами та наслідками порушення стійкості; кількісні показники стійкості; стійкість системи при переході від одного режиму роботи до іншого. Слід зазначити, що імітаційне моделювання має ряд недоліків. Найбільш значний недолік в тому, що відсутність строгої математичної моделі призводить до часткового виду результату моделювання (як і при будь-якому чисельному методі). Тому придатність імітаційної моделі для вирішення завдання буде визначатися її цільовими властивостями, основні з яких – адекватність, стійкість, чутливість.

ВИСНОВКИ

В умовах нестабільності енергосистеми питання резервного живлення більше не є теоретичним. Коли електропостачання припиняється внаслідок аварій або надзвичайних ситуацій, коли за вікном «блекаут», виникає питання як правильно забезпечити ресурс вашої енергонезалежності. Для цього потрібні гібридні системи

Гібридні системи, що поєднують сонячну генерацію з акумуляторами та дизель-генераторами, широко застосовуються в різних сферах, де потрібне стабільне та автономне електропостачання. Такі системи використовуються для вирішення проблем із забезпеченням електроенергією у віддалених або важкодоступних районах, а також для підвищення енергоефективності та зниження експлуатаційних витрат.

Визначення оптимального складу гібридного комплексу ВЕС-СЕР відповідно до обраних критеріїв є необхідною умовою ефективності його роботи. Одним із найпоширеніших критеріїв оптимізації є собівартість виробленої комплексом електроенергії, оскільки цей параметр враховує як капітальні, так і експлуатаційні витрати (тобто і вартість життєвого циклу). Разом з тим, у реальній практиці потрібне врахування додаткових критеріїв: встановлюється верхня межа капітальних витрат, або інших економічних критеріїв (наприклад, нижня межа окупності інвестицій).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Трач І.В. Проблеми інтеграції відновлюваних джерел електроенергії в слабкі електричні мережі. – Технічна електродинаміка. 2012, - №3, с. 25-26.
2. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України / Інститут відновлюваної енергетики НАН України. – К. : ВІОЛ-Принт, 2012. – 55 с.
3. Кудря С.О., Пепелов А.В. Відновлювана енергетика у 2015 році: Стан та перспективи розвитку в Україні / С.О. Кудря, А.В. Пепелов // Відновлювана енергетика та енергоефективність ХХІ століття : міжнар. конф., 29 – 30 вер. 2016. : тези доп. – Київ, 2016. – С. 25 – 32.
4. Масштаби шкоди енергосистемі України, завданої війною, та розвиток альтернативних джерел енергії [Online]. Access: <https://www.ukrinform.ua/rubric-presshall/3457272-masstabi-skodi-energosissemi-ukraini-zavdanoi-vijnou-tarozvitok-alternativnih-dzerel-energii.html>
5. 8 кроків для відмови України від російського газу | Економічна правда. [Online]. Access: <https://www.epravda.com.ua/columns/2022/04/5/685222/>
6. М. П. Кузнецов, О. В. Лисенко, О. А. Мельник, “Задача оптимізації гібридної енергосистеми за рівнем дисперсії генерованої потужності”, Відновлювана енергетика, № 1 (68), 2022, [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\).839](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68).839)
7. <https://eco-volt.com.ua/ru/blog/gibridnyye-sistemy-kombinatsiya-solnechnoy-generatsii-s-akkumulyatorami-i-dizel-generatorami>
8. О. А. Мельник РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УМОВАХ ВОЄННОГО СТАНУ/ Матеріали ХХІІІ міжнародної науково-практичної онлайн-конференції 19–20 травня 2022 "Відновлювана енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті".// КПІ імені Ігоря Сікорського. С. 24-26
9. Про гібридні енергетичні рішення// <https://avenston.com/articles/about-hybrid-power-supply/>

10. Кузнєцов М. П. Особливості комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії: монографія / М. П. Кузнєцов. — Київ: ІВЕ, 2024. — 152 с
11. Дерев'янюк Д.Г., Кізім О.Ю., Стародуб А.Е., Пишний Р.В. АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ПОБУДОВИ ГІБРИДНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ З ВДЕ ДЛЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЛОКАЛЬНИХ ОБ'ЄКТІВ. Київ : Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», 2024.-3с
12. 2. Лежнюк П.Д. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія / П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, О.В. Нікіторович, В.В. Кулик - Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с
13. Відновлювані джерела енергії / За ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392
- 14.Рязанова Н.О. Стратегічні напрямки розвитку відновлюваної енергетики в Україні / Н. О. Рязанова // Сталий розвиток — XXI століття: управління, технології, моделі. Дискусії 2018: колективна монографія / Національний університет «КиєвоМогилянська академія» /за ред. проф. Хлобистова Є.В. - Київ, 2018. - С. 319 – 327.
15. Manwell J.F., Rogers A., Hayman G., Avelar C.T., McGowan J.G., Abdulwahid U., Wu K. Hybrid2 — a hybrid system simulation model : theory manual. Massachusetts : University of Massachusetts, 2006. 267 p. URL: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.466.731&rep=rep1&type=pdf>
16. Strauss P., Vandenbergh M., Jahn J. Management strategies and advanced inverter control in microgrids. Integration of Renewable and Distributed Energy Resources : Proceeding of 2nd International Conference (Napa, USA, 4–8 December 2006).
17. Zelazo D., Dai R., Mesbahi M. An energy management system for off-grid power systems. Energy Systems. 2012. Vol. 3. Issue 2. Pp. 153–179. DOI: 10.1007/s12667-012-0050-4

18. Lopes L.A.C., Katiraei F., Mauch K., Vandenberg M., Arribas L. PV Hybrid mini-grids : applicable control methods for various situations. IEA-PVPS. Photovoltaic Power Systems Programme. T11-07:2012, Subtask 20, Activity 2, Report IEA-PVPS T11-07:2012, March 2012. URL: http://www.iea-pvps.org/index.php?id=366&eID=dam_frontend_push&docID=1127