

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

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“__” “_____” 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої освіти
на тему:
**«Оптимізація комбінованих систем електропостачання
на основі відновлювальних джерел енергії»**

Виконав здобувач вищої освіти
__II__ курсу, групи ЕЕ-24 М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Богдан ДАНУЦА
«__» _____ 2025 р.

Керівник роботи к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
«__» _____ 2025 р.

Рецензент

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва транспорту та енергетики
Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту
Освітній ступінь магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Завідувач кафедри
Плешков П.Г.
« » 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Дануці Богдану Олександровичу

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Оптимізація комбінованих систем
електропостачання на основі відновлювальних джерел енергії
Optimization of combined power supply systems based on renewable energy
sources

2. Керівник роботи (проекту) Плешков Петро Григорович, к.т.н., професор

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 15.12.2025 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Вступ; Використання відновлювальних джерел енергії для
енергозабезпечення підприємств малої потужності Кіровоградської
області; Поточний стан енергозабезпечення малопотужних підприємств
Кіровоградської області; Оптимізація комплексних електроенергетичних
систем з використанням моделювання; Розробка автоматизованої системи
контролю та управління енергопроцесами в комбінованих системах
електропостачання; Оцінка економічної ефективності впровадження
систем енергопостачання на основі ВДЕ; Розробка заходів по охороні праці;
Висновки.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>06.10.25</i>	
2	<i>Використання відновлювальних джерел енергії для енергозабезпечення підприємств малої потужності Кіровоградської області</i>	<i>13.10.25</i>	
3	<i>Поточний стан енергозабезпечення малопотужних підприємств Кіровоградської області</i>	<i>20.10.25</i>	
4	<i>Оптимізація комплексних електроенергетичних систем з використанням моделювання</i>	<i>27.10.25</i>	
	<i>Розробка автоматизованої системи контролю та управління енергопроцесами в комбінованих системах електропостачання</i>	<i>03.11.25</i>	
5	<i>Оцінка економічної ефективності впровадження систем енергопостачання на основі ВДЕ</i>	<i>10.11.25</i>	
6	<i>Розробка заходів по охороні праці</i>	<i>17.11.25</i>	
7	<i>Висновки</i>	<i>24.11.25</i>	
8	<i>Оформлення пояснювальної записки МР</i>	<i>28.11.25</i>	
9	<i>Оформлення презентаційної частини МР</i>	<i>01.12.25</i>	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис керівника _____

Петро ПЛЄШКОВ

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис здобувача _____

Богдан ДАНУЦА

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота: 119 с.; 22 рис.; 20 табл.; 14 джерел.

Дануца Б.О. Оптимізація комбінованих систем електропостачання на основі відновлювальних джерел енергії. – Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2025 рік.

Мета роботи полягає у оптимізації використання відновлювальних джерел енергії для енергозабезпечення підприємств малої потужності. Актуальність теми зумовлена необхідністю підвищення енергоефективності та зменшення залежності від традиційних джерел електроенергії в умовах зростання цін на енергоресурси.

В роботі проаналізовано та порівняно ефективність сонячних, вітрових та дизельних установок. На основі аналізу запропоновано створення комплексних систем електропостачання з використанням ВДЕ.

За допомогою математичного моделювання проведено оптимізацію систем, визначено критерії оптимальності та побудовано модель, що дозволяє зменшити витрати й підвищити надійність електропостачання. Розроблено автоматизовану систему контролю та управління енергоспоживанням (АСКУЕ), описано її архітектуру, апаратне забезпечення й принципи роботи в режимі тарифів реального часу.

Економічна оцінка ефективності впровадження АСКУЕ та комбінованих систем енергопостачання підтверджують доцільність інтеграції відновлюваних джерел енергії та АСУ для підприємств малої потужності.

Ключові слова: відновлювальні джерела енергії, енергозабезпечення, сонячні установки, вітроустановки, комплексні енергосистеми, аскуе, математичне моделювання, енергоефективність.

ABSTRACT

Qualification work: 119 p.; 22 fig.; 20 tables; 14 sources.

Danutsa B.O. Optimization of combined power supply systems based on renewable energy sources. – Manuscript.

Master's thesis in specialty 141 "Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Electrical engineering systems of electricity consumption". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

The purpose of the work is to optimize the use of renewable energy sources for energy supply of small enterprises. The relevance of the topic is due to the need to increase energy efficiency and reduce dependence on traditional sources of electricity in the face of rising energy prices.

The paper analyzes and compares the efficiency of solar, wind and diesel installations. Based on the analysis, the creation of complex power supply systems using renewable energy sources is proposed.

Using mathematical modeling, the optimization of systems was carried out, optimality criteria were determined, and a model was built that allows reducing costs and increasing the reliability of power supply. An automated energy consumption control and management system (AECMS) was developed, its architecture, hardware, and principles of operation in real-time tariff mode were described.

Economic assessment of the effectiveness of implementing AECMS and combined power supply systems confirm the feasibility of integrating renewable energy sources and ACS for small-capacity enterprises.

Keywords: renewable energy sources, energy supply, solar installations, wind installations, integrated power systems, AECMS, mathematical modeling, energy efficiency.

Зміст

Вступ	8
Розділ 1. Використання відновлювальних джерел енергії для енергозабезпечення підприємств малої потужності Кіровоградської області.....	10
1.1 Ефективність функціонування електроенергетики в Україні та світі.....	10
1.2 Загальна характеристика відновлювальних джерел енергії...	15
1.3 Перспективні напрями відновлювальної енергетики.....	18
Розділ 2. Поточний стан енергозабезпечення малопотужних підприємств Кіровоградської області.....	21
2.1. Механізм тарифоутворення на електроенергію централізованого постачання.....	23
2.2. Використання сонячних установок.....	26
2.3 Вітроелектрогенеруючі установки.....	34
2.4 Дизельні енергогенерувальні комплекси.....	40
2.5 Комплексні електроенергетичні системи для підприємств малої потужності.....	44
Розділ 3. Оптимізація комплексних електроенергетичних систем з використанням моделювання.....	54
3.1 Етапи аналізу проєкту енергопостачання.....	54
3.2 Критерії оптимальності та обмеження при проектуванні комплексних електроенергетичних систем.....	57
3.3 Розробка математичної моделі комплексної електроенергетичної системи з відновлювальними джерелами...	58
Розділ 4. Розробка автоматизованої системи контролю та управління енергопроцесами в комбінованих системах електропостачання.....	74
4.1 Архітектура автоматизованої системи контролю та	

управління електроспоживанням.....	74
4.2 Структура та апаратне забезпечення програмно-технічного комплексу АСКУЕ.....	81
4.3 Контроль та керування електроспоживанням за тарифами реального часу.....	89
4.4 Інтерфейси між рівнями АСКУЕ.....	92
Розділ 5. Оцінка економічної ефективності впровадження систем енергопостачання на основі ВДЕ.....	98
5.1 Розрахунок економічної ефективності впровадження АСКУЕ на підприємствах малої потужності.....	98
5.2 Розрахунок економічної ефективності впровадження системи АСКУЕ для комбінованих систем на основі ВДЕ.....	104
Розділ 6. Розробка заходів по охороні праці.....	109
6.1 Заходи по охороні праці та техніці безпеки.....	109
6.2 Система захисту вітроустановок від перенапруг.....	111
6.3 Визначення зон захисту вітроенергетичної установки.....	112
6.4 Правила безпеки при експлуатації сонячних електросистем..	113
Висновки.....	116
Список використаних джерел.....	118

Вступ

Рівень розвитку енергетичної галузі є ключовим чинником, що впливає на економічну стабільність країни, ефективне функціонування соціальної інфраструктури. Без стабільного енергозабезпечення неможливо забезпечити сталий розвиток ні промисловості, ні аграрного сектору, ні сфери послуг.

На сьогодні електроенергетична система України стикається з низкою серйозних викликів. Відбуваються регулярні перебої, які можуть сягати до 10% тривалості виробничих процесів на рік.

Крім того, напруга в електромережі часто відхиляється від нормативних значень у кілька разів, що призводить до зношування техніки, збоїв у виробничих ланцюгах і додаткових фінансових втрат. Наприклад, у сільській місцевості та в аграрному секторі споживачі змушені використовувати неякісну електроенергію близько 45% робочого часу. Це створює значні труднощі для розвитку фермерських господарств, особливо в умовах необхідності підвищення продуктивності у галузях тваринництва та рослинництва.

Раніше передбачалося, що зростаючі енергетичні потреби аграрних споживачів будуть покриватися за рахунок спалювання органічного палива, проте сьогодні такий підхід є екологічно та економічно неефективним. З огляду на сучасні виклики, актуальності набувають альтернативні джерела енергії та децентралізовані енергетичні системи, які можуть забезпечити більшу гнучкість, надійність і відповідність сучасним стандартам якості.

В Україні склалася ситуація при якій ріст споживання перевищив ріст видобутку палива. В свою чергу, на зміну дешевим джерелам викопного палива, надходять родовища із складними геологічними умовами. Це, звичайно, сприяє підвищенню величини загальних витрат. Пропорційно ростуть і оптові ціни на дані види палива.

Отже, сучасний стан електроенергетичного сектору зумовлює необхідність пошуку інноваційних рішень у сфері електропостачання та

енергозбереження, особливо для об'єктів із невеликою потужністю споживання. В умовах зростаючих вимог до якості та надійності енергозабезпечення, актуальним є завдання ефективної інтеграції відновлюваних джерел енергії з традиційними енергетичними технологіями. Такий підхід дозволяє підвищити енергетичну автономність підприємств, зменшити залежність від централізованих мереж, а також забезпечити екологічну сталість енергопостачання.

Метою даного дослідження є розв'язання комплексу теоретичних та прикладних питань, пов'язаних із розробкою та впровадженням ефективних систем енергопостачання для об'єктів малої потужності на основі використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ).

У межах дослідження передбачається виконання таких основних завдань:

- 1) Провести системний аналіз сучасного стану електроенергетики України та визначити перспективні напрями її розвитку з урахуванням тенденцій глобального енергетичного переходу;

- 2) Дослідити можливості практичного застосування альтернативних джерел енергії, зокрема вітроенергетичних установок, фотоелектричних систем, а також технологій, що використовують енергію навколишнього середовища (теплові насоси, геотермальні системи тощо);

- 3) Розробити математичну модель функціонування комбінованої електроенергетичної системи з використанням ВДЕ, здійснити її комп'ютерне моделювання та оцінити технічні характеристики за різних режимів роботи;

- 4) Провести економічну оцінку ефективності впровадження децентралізованої системи електропостачання з ВДЕ, включно з аналізом інвестиційних витрат, експлуатаційних витрат, терміну окупності та потенційних економічних переваг.

Розділ 1. Використання відновлювальних джерел енергії для енергозабезпечення підприємств малої потужності Кіровоградської області

1.1 Ефективність функціонування електроенергетики в Україні та світі

У структурі споживання первинних енергетичних ресурсів в Україні протягом останніх років найбільшу частку традиційно займає природний газ — близько 41%. Для порівняння, середньосвітовий показник питомої ваги споживання цього ресурсу становить лише 21%, що свідчить про значну газозалежність української економіки. Обсяги використання нафти та вугілля в Україні є однаковими — по 19%, тоді як частка ядерної енергії (уранового палива) становить близько 17%. Використання гідроенергії та інших відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) залишається на порівняно низькому рівні — не перевищує 4% від загального енергобалансу країни.

Висока частка природного газу у структурі енергоспоживання створює стратегічні ризики для енергетичної безпеки держави, особливо в умовах геополітичної нестабільності та обмеженого доступу до альтернативних джерел постачання. Крім того, недостатній рівень розвитку ВДЕ порівняно з країнами Європейського Союзу свідчить про значний потенціал до диверсифікації паливно-енергетичного балансу.

Ключову роль у забезпеченні національної економіки енергетичними та паливними ресурсами відіграє паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) України. До його функцій належить не лише постачання електричної та теплової енергії, а й забезпечення транспортного сектору моторними паливами, промисловості — котельно-пічним паливом, а також поставки сировини для хімічної, нафтопереробної, газохімічної та металургійної галузей. Зокрема, ПЕК відповідає за стабільне забезпечення підприємств

коксівним вугіллям, продуктами нафтопереробки, зрідженими газами, технічним вуглеводнем тощо.

Таким чином, ефективне функціонування паливно-енергетичного комплексу є основоположним фактором для економічної стабільності країни, її промислової безпеки та сталого розвитку енергетичної інфраструктури.

Таблиця 1.1 - Світові запаси енергоресурсів

Тип палива	Розвідані запаси, млрд. т. у.п.	Загальний потенціал (розвідані + прогнози)	Орієнтовний строк використання розвіданих запасів, років	Орієнтовний строк використання потенційних запасів, років
Вугілля	867,0	4862,0	200,0	1120,0
Нафта	196,0	286,0	36,0	53,0
Природний газ	155,0	315,0	36,0	73,0
Ядерне паливо	53,0	239,0	40,0	210,0
Разом	1271,0	5702,0		

На сучасному етапі розвитку світової енергетики ключове значення має аналіз структури та обсягів доступних паливно-енергетичних ресурсів. Як видно з таблиці, найбільшу частку серед розвіданих запасів займає вугілля, обсяг якого становить 867 млрд тонн у.п., що свідчить про високий рівень доступності цього ресурсу.

Поряд із цим, ресурси нафти та природного газу мають значно обмеженіший горизонт використання. Поточні розвідані запаси нафти й газу дозволяють забезпечувати потреби людства лише протягом близько трьох з половиною десятиліть, а навіть за умови освоєння прогнозованих родовищ – не більше 5–7 десятиліть. Така динаміка свідчить про вичерпність викопних вуглеводнів та потребу в енергетичній трансформації.

У порівнянні з органічним паливом, ядерна енергетика демонструє більш стабільний потенціал: термін експлуатації запасів урану та інших видів

ядерного палива сягає 40 років за розвіданими ресурсами та понад 200 років із врахуванням прогнозних. Слід зазначити, що розвиток технологій замкненого паливного циклу здатен суттєво продовжити ці строки.

Загальний обсяг усіх відомих та потенційних запасів традиційних енергоносіїв у світі становить близько 5700 млрд т у.п., з яких близько 1272 млрд т у.п. уже розвідано. Однак варто враховувати, що нерівномірний розподіл цих ресурсів по країнах, а також екологічні наслідки їх використання, значно ускладнюють довгострокове планування у енергетичній політиці.

Ці дані підтверджують доцільність і необхідність поступового переходу до відновлюваних джерел енергії та комплексного підходу до енергозбереження, зокрема для країн з високим рівнем імпортозалежності та недостатнім власним видобутком енергоносіїв, таких як Україна.

У країнах світу активне впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є результатом комплексу стратегічних, економічних та екологічних чинників. Насамперед, це зумовлено потребою у посиленні енергетичної незалежності шляхом зменшення залежності від імпорту традиційних паливно-енергетичних ресурсів. Іншим ключовим мотивом є мінімізація негативного впливу на довкілля, оскільки традиційні електростанції — вугільні, газові та нафтові — є джерелами значних обсягів викидів парникових газів та шкідливих речовин.

Також важливим аспектом є прагнення держав розширити власну присутність на глобальному ринку обладнання для альтернативної енергетики, оскільки виробництво сонячних панелей, вітротурбін, систем зберігання енергії тощо набуває все більшого значення у структурі експорту високотехнологічної продукції. Крім того, перехід до ВДЕ дозволяє зберігати власні викопні ресурси, використовуючи їх більш раціонально або спрямовуючи на переробку для хімічної, фармацевтичної чи інших галузей промисловості, не пов'язаних безпосередньо з енергетикою.

Варто зазначити, що всі згадані фактори актуальні і для України, яка, з огляду на сучасні геополітичні виклики та потребу в декарбонізації, також визначила розвиток відновлюваної енергетики як стратегічний напрям своєї енергетичної політики.

Однак, у порівнянні з державами Європейського Союзу, частка ВДЕ в енергетичному балансі України залишається нижчою. У країнах ЄС на відновлювану енергію припадає значна частина споживання первинної енергії — у деяких випадках понад 30–50%, а в Україні цей показник є нижчим. Як ілюстрація цього дисбалансу, на рис. 1.2 представлено порівняльну діаграму частки ВДЕ в енергобалансі країн ЄС та України.

На світових енергетичних ринках позицію України можна описати наступним чином.

Слабкі сторони: обмеженість запасів власного природного газу, нафти та відсутність достатніх обсягів виробництва ядерного палива; низький рівень диверсифікації джерел імпорту енергоносіїв; майже повне використання гідроенергетичних ресурсів; значне техногенне навантаження на екосистему; зношеність частини енергетичної інфраструктури, зокрема транспортних систем постачання.

Сильні сторони: значні поклади вугілля, а також урану й цирконію, які можуть використовуватися у ядерній енергетиці; наявність розгалуженої мережі газо- й нафтопроводів та можливість експорту електроенергії; вигідне географічне та геополітичне розташування; розвинена енергетична інфраструктура; кваліфіковані спеціалісти з великим досвідом роботи. Додатковою перевагою є те, що Україна вже має напрацьовані контакти з європейськими енергетичними структурами, що полегшує інтеграцію у міжнародні ринки.

Враховуючи актуальні виклики, була сформована Енергетична стратегія України до 2030 року.

Її ключові цілі:

- забезпечення стабільного й якісного задоволення попиту на енергоносії;
- створення умов для безпечного, надійного й сталого розвитку енергетичного сектору;
- підвищення рівня енергетичної безпеки держави;
- мінімізація техногенного впливу за рахунок модернізації технологій;
- приєднання Об'єднаної енергосистеми України до європейської мережі з поступовим нарощуванням експорту електроенергії та посиленням ролі України як транзитної країни;
- зменшення витрат на виробництво й використання енергопродуктів шляхом енергоефективного споживання, застосування сучасного обладнання та оптимізації структури економіки.

Реалізація цих завдань дозволить не лише стимулювати розвиток економіки, а й підвищити якість життя населення.

Серед першочергових завдань стратегії — підвищення ефективності видобутку власних ресурсів з урахуванням глобальної цінової кон'юнктури та політичної ситуації, а також розширення виробництва енергії з відновлюваних і нетрадиційних джерел.

Підсумовуючи, можна сказати, що Енергетична стратегія України до 2030 року робить акцент на широке застосування нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії (НВДЕ), серед яких: вітрові та сонячні електростанції, малі гідроелектростанції, використання альтернативних видів палива. Важливо, що така політика відповідає сучасним тенденціям декарбонізації світової економіки й дозволяє Україні зменшити залежність від імпорту енергоносіїв.

Таблиця 1.2 - Розвиток використання нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) в Україні.

Напрями НВДЕ	Розвиток використання НВДЕ по роках, млн. т у.п./рік			
	2005 р.	2010 р.	2020 р.	2030 р.
Інші джерела енергії, разом	13,95	16,06	18,6	22,3
в т.ч. шахтний метан	0,15	1,06	2,9	5,9
ВДЕ, разом, у т.ч.	1,761	3,942	12,154	35,63
Розвиток біоенергетики	1,4	2,8	6,4	9,3
Розвиток сонячної енергетики	0,103	0,132	0,384	1,2
Розвиток малої гідроенергетики	0,22	0,62	0,95	1,23
Розвиток геотермальної енергетики	0,12	0,18	0,29	0,8
Розвиток вітроенергетики	0,118	0,31	0,63	0,8
Розвиток енергії доквілля	0,3	0,4	4	22,8
Разом	15,61	19,93	30,65	57,83

1.2 Загальна характеристика відновлювальних джерел енергії

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) – це потоки енергії, що постійно існують або періодично відновлюються в природному середовищі. Нетрадиційні джерела – це запаси речовин чи матеріалів, які можна застосовувати для виробництва енергії, але вони раніше не мали широкого промислового використання.

У навколишньому середовищі завжди є потоки відновлюваної енергії, і головне завдання енергетики на їх основі полягає не у створенні нових ресурсів, а у максимально ефективному використанні тих, що вже існують. Перед впровадженням таких технологій потрібно ретельно оцінити реальний потенціал джерел, що потребує довготривалих вимірювань і наукового аналізу.

Споживання енергії в суспільстві є непостійним. Наприклад, попит на електроенергію різко зростає у ранкові та вечірні години й суттєво зменшується вночі. Традиційні теплоелектростанції здатні регулювати

виробництво шляхом зміни кількості палива, проте у випадку з ВДЕ ситуація складніша: змінюється не лише попит, а й сама продуктивність джерел (сонце, вітер, вода тощо). Це створює подвійний виклик для енергосистеми, адже генерація може не збігатися з реальними потребами.

Щоб оцінити ефективність відновлюваних джерел, використовують поняття якості енергії – тобто тієї частини енергетичного потоку, яку реально можна перетворити в механічну роботу.

Відповідно до цього критерію ВДЕ умовно поділяються на три групи:

1. Джерела механічної енергії – гідроенергія, вітер, хвильова та припливна енергія. Їхня ефективність різниться: для вітрових ресурсів вона складає близько 30%, для гідроенергії – до 60%, а хвильові та припливні установки можуть досягати 75%.

2. Теплові ресурси – біопаливо і тепла енергія Сонця. Лише половину теплової енергії можна перетворити в механічну. Для парових турбін коефіцієнт корисної дії становить приблизно 35%.

3. Фотонні джерела – енергія, що базується на фотосинтезі або фотоелектричних процесах. Для сонячних фотоелементів ефективність перетворення сягає 15%, що вже вважається хорошим показником.

Слід додати, що подальший розвиток ВДЕ тісно пов'язаний із зростанням ролі систем зберігання енергії (акумуляторів, водневих технологій, теплових сховищ), які допомагають компенсувати нестабільність генерації. Крім того, важливим напрямом є цифрові системи прогнозування погодних умов та управління енергопотоками, що дозволяє підвищити ефективність використання таких джерел у загальній енергетичній системі.

Відмінності між відновлюваними та традиційними джерелами енергії

Відновлювані та невідновлювані джерела енергії суттєво різняться за початковою густиною потоків енергії. Для ВДЕ ця величина становить приблизно 1 кВт/м², тоді як для традиційних ресурсів (вугілля, газ, нафта, ядерне паливо) вона у декілька порядків вища. Саме тому відновлювані джерела є доцільними у випадках створення установок великої одиничної

потужності, хоча їхнє розподілення серед споживачів вимагає значних витрат на інфраструктуру. Навпаки, традиційні ресурси ефективні при менших масштабах окремих установок, але збільшення потужності потребує інтеграції у великі енергетичні системи.

Важливо зазначити, що жодне з відновлюваних джерел не може розглядатися як універсальне. Для успішного планування енергетики необхідні два основні етапи:

- Систематичне вивчення природного середовища, щоб оцінити наявний потенціал ресурсів;
- Дослідження реальних енергетичних потреб конкретного регіону (промисловість, сільське господарство, комунальний сектор).

Особливе значення має аналіз структури споживачів. Наприклад, у промислових районах можуть бути доцільними комбіновані системи з біоенергетикою, тоді як у прибережних регіонах ефективніше використовувати вітрові чи хвильові установки. Це означає, що універсальної схеми розвитку енергетики на основі ВДЕ не існує ні на рівні держави, ні в міжнародному масштабі.

Основою для прийняття рішень є довготривалий моніторинг довкілля. Отримані дані мають включати широкий спектр параметрів – від кліматичних і географічних до соціально-економічних. Частково корисною є інформація метеорологічних станцій, проте вона не завжди відповідає потребам енергетики: розташування метеостанцій часто не збігається з потенційними майданчиками для енергоустановок, а традиційні методи обробки даних не дозволяють врахувати специфіку генерації з ВДЕ.

Тому необхідні спеціалізовані методи вимірювання – наприклад, прямі вимірювання швидкості та стабільності вітру на конкретній території, аналіз сонячної інсоляції з урахуванням сезонності, дослідження температурних градієнтів для геотермальної енергетики. Це потребує створення мережі

спеціальних моніторингових пунктів, значних інвестицій у вимірювальну техніку та залучення кваліфікованих фахівців.

Планування енергетики на основі відновлюваних ресурсів має опиратися не лише на природні умови, а й на економічну доцільність, соціальні потреби та технологічні можливості. Лише поєднання цих факторів забезпечить ефективний розвиток ВДЕ у довгостроковій перспективі.

Потреба у розвитку відновлюваної енергетики

Розширення використання нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) в Україні обумовлюється низкою ключових факторів.

До основних стимулів належать:

- постійне подорожчання традиційних енергоносіїв, що зменшує їхню економічну привабливість;
- посилення екологічних норм і стандартів, які вимагають скорочення викидів парникових газів та зниження техногенного навантаження;
- можливості міжнародного фінансування, зокрема через механізми Кіотського протоколу та сучасні «зелені» інвестиційні інструменти;
- поглиблення співпраці з Європейським Союзом, де відновлювана енергетика є одним із пріоритетів;
- зношеність енергетичних фондів, що потребує їхньої масштабної модернізації.

1.3 Перспективні напрями відновлювальної енергетики

У сучасних умовах в Україні вже успішно можуть розвиватися такі види ВДЕ:

- біоенергетика, яка базується на використанні біомаси та біогазу;
- вітрова енергетика, особливо у південних і прибережних регіонах;
- малі гідроелектростанції, ефективні в гірських районах;
- сонячна енергетика, що має найбільший потенціал у степових областях;

– геотермальні ресурси, які можуть бути освоєні у регіонах із відповідними геологічними умовами.

Окрему увагу привертає низькопотенційна енергія довкілля (тепло землі, води чи повітря), яку можна перетворювати у високопотенційне тепло за допомогою теплових насосів. Це дає змогу значно знизити споживання традиційних видів палива у комунальному господарстві.

Перспективи водневої енергетики

У більш віддаленому майбутньому ключову роль може відігравати воднева енергетика. Світові експерти вважають її основою нової технологічної революції. Для України цей напрям особливо перспективний, оскільки науковці вже мають напрацювання у галузі водневих технологій. Важливо, щоб дослідження та інноваційні проекти в цій сфері почали реалізовуватися ще сьогодні, адже саме вони можуть визначити конкурентоспроможність держави на міжнародному енергетичному ринку.

Соціально-економічні вигоди

Перехід на ВДЕ сприятиме не лише екологічній безпеці, а й економічному та соціальному розвитку. Зокрема, це забезпечить:

- створення нових робочих місць, особливо у регіонах;
- зменшення залежності від імпорتنих ресурсів;
- підвищення національної енергетичної безпеки;
- стимулювання інновацій та розвиток «зеленої» економіки.

Проведений аналіз свідчить, що традиційна енергетика України залишається малоефективною, а рівень залежності від зовнішніх джерел енергії хоч і відповідає середньоєвропейському, однак поступово зменшується завдяки певним структурним змінам у секторі.

Розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) стає нагальною потребою через дефіцит традиційних паливно-енергетичних ресурсів і

дисбаланс енергетичного комплексу, що проявляється у надмірній централізації теплопостачання та високій частці атомної генерації. Передбачається, що нетрадиційні джерела зможуть покривати близько 10% потреб у первинних енергоносіях, що сприятиме диверсифікації енергобалансу.

ВДЕ мають як переваги, так і певні обмеження. Їхнє використання впливає не лише на економіку та екологію, а й на соціальні процеси: сприяє розвитку регіонів, стимулює наукові дослідження й освітні ініціативи, але водночас потребує врахування довгострокових наслідків, пов'язаних із трансформацією енергетичної інфраструктури.

Масове впровадження НВДЕ дозволить Україні зробити якісний прорив у зменшенні енергетичної залежності, знизити викиди парникових газів, покращити стан довкілля та створити умови для глибшої інтеграції до європейської енергетичної спільноти.

Попри значний технічний і природний потенціал, розвинуту науково-виробничу базу та наявність правової підтримки, практична реалізація проєктів ВДЕ в Україні ще потребує вдосконалення механізмів фінансування, підвищення інвестиційної привабливості та забезпечення стабільності законодавчої бази. Лише за таких умов можна забезпечити системний і довготривалий розвиток цього напрямку.

Розділ 2. Поточний стан енергозабезпечення малопотужних підприємств Кіровоградської області

Енергетичне забезпечення малих підприємств Кіровоградської області залишається складним і багатофакторним питанням, яке значною мірою залежить від доступності паливно-енергетичних ресурсів, вартості електроенергії та рівня технічного оснащення.

Більшість підприємств функціонує, використовуючи централізоване електропостачання, що у багатьох випадках обмежує їхню енергетичну автономність. Тарифна політика, залежність від єдиної мережі та періодичні перебої з постачанням створюють ризики для стабільної роботи малого бізнесу. Особливо це стосується виробництв, для яких важливий безперервний технологічний процес (харчова промисловість, агропереробка, машинобудівні майстерні).

Разом із тим, в останні роки спостерігається поступове впровадження альтернативних джерел енергії на базі малих підприємств. Найчастіше застосовуються:

- сонячні панелі, які забезпечують часткове покриття потреб у денний час;
- твердопаливні котли та біомаса, що використовуються як альтернатива природному газу;
- енергоефективні технології освітлення й опалення, які дають змогу зменшити навантаження на електромережу.

Додатковим фактором є географічне розташування області: Кіровоградщина має сприятливий клімат для розвитку сонячної генерації та достатню кількість аграрних відходів, придатних для біоенергетики. Водночас рівень використання цих можливостей ще далекий від потенційного.

Серед проблем, які обмежують розвиток сучасних систем енергозабезпечення малих підприємств, можна виділити:

- застаріле обладнання та недостатній рівень модернізації;
- високу вартість підключення до альтернативних джерел;
- обмежений доступ до кредитних ресурсів для впровадження енергозберігаючих технологій;
- брак кваліфікованих кадрів для експлуатації та обслуговування енергоустановок.

З позитивних тенденцій варто відзначити зростаючий інтерес підприємців до програм підтримки енергоефективності, які частково фінансуються міжнародними фондами та місцевими органами влади. Наявність таких ініціатив створює основу для поступового переходу до більш незалежних та екологічних систем енергозабезпечення.

Отже, сучасний стан систем енергопостачання малих підприємств Кіровоградської області можна охарактеризувати як перехідний: з одного боку, ще зберігається сильна залежність від традиційних джерел, з іншого – відбувається поступове впровадження енергоощадних та відновлюваних технологій, що відкриває перспективи підвищення енергетичної безпеки та конкурентоспроможності бізнесу.

Електричні мережі загального користування, через які передається та розподіляється приблизно 98% виробленої електроенергії, об'єднують електростанції та споживачів у єдині електричні системи та з'єднують їх між собою за допомогою повітряних і кабельних ліній електропередачі (ЛЕП). Такі мережі забезпечують стабільне централізоване електропостачання розосереджених споживачів із дотриманням необхідних показників якості електроенергії та економічної ефективності. Окрім того, існують автономні мережі, які не підключені до ЛЕП: літакові, суднові, автомобільні та інші.

Попри широке застосування традиційних джерел, вони мають суттєві обмеження:

- вичерпність викопних ресурсів, що обмежує тривалість їх використання;
- негативний вплив на довкілля, включаючи викиди парникових газів, пилу та утворення радіоактивних відходів

На сьогодні близько 80% світової енергії виробляється шляхом спалювання вугілля, нафти та нафтопродуктів, природного газу, торфу та інших традиційних видів палива. Якщо орієнтуватися на розвідані запаси та зберегти поточні темпи споживання, їх вистачить приблизно на 80 років, а з урахуванням потенційних резервів цей термін може зрости до 200 років. Водночас вже зараз виникає нагальна потреба шукати нові способи генерації енергії.

2.1. Механізм тарифоутворення на електроенергію централізованого постачання

В енергетичній сфері України Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики (НКРЕ), запровадила систему тарифів на електроенергію. Вона визначає вартість електроенергії, що надходить через централізовані мережі, з урахуванням витрат на виробництво, транспортування та розподіл.

Тарифи на електроенергію значно впливають на діяльність малих підприємств. Вартість електроенергії безпосередньо визначає економічну ефективність виробництва та можливості впровадження енергоощадних технологій. Підприємства, які користуються регульованими тарифами, отримують стабільні умови постачання, але за вищою ціною порівняно з нерегульованими тарифами.

Нерегульовані тарифи, як правило, нижчі, проте укласти відповідний договір можуть не всі підприємства через обмежену кількість постачальників

у регіоні. Крім того, для переходу на нерегульований тариф необхідно встановити систему автоматизованого комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) та виконати інші технічні вимоги, що підвищує початкові інвестиційні витрати.

Таким чином, для малих підприємств вибір тарифної системи визначає не лише витрати на енергопостачання, а й можливості впровадження енергоефективних заходів і довгострокового планування виробництва.

Тарифи на електроенергію для споживачів, крім населення, поділяються на два класи: тариф першого класу та тариф другого класу.

Тариф першого класу застосовується для обчислення вартості електроенергії у точках продажу, що знаходяться:

- на лініях із напругою 27,5 кВ і вище;
- на промислових підприємствах, які протягом попереднього року споживали 150 млн кВт·год і більше для технологічних потреб;
- на шинах електростанцій та підстанцій магістральних мереж з напругою 220 кВ і вище.

Тариф другого класу застосовується для всіх інших точок продажу електроенергії.

Крім того, тарифи для споживачів, що не входять до категорії населення, можуть бути однозонними, двозонними або тризонними, залежно від режиму обліку споживання електроенергії.

Для малих підприємств тарифи на електроенергію визначаються з урахуванням класу напруги та режиму споживання. Переважно застосовуються тарифи другого класу, оскільки більшість таких підприємств споживає електроенергію на середньому або низькому рівні напруги та не досягає обсягів, які підпадають під перший клас.

Тарифи можуть бути однозонними, двозонними або тризонними, що дозволяє враховувати різні рівні споживання в різний час доби. Використання зонних тарифів дає підприємствам можливість оптимізувати

витрати на електроенергію, перенаправляючи частину виробничих процесів на години з нижчою ставкою.

Таким чином, вибір тарифу та його класу безпосередньо впливає на економічну ефективність роботи малих підприємств та можливість впровадження енергоощадних заходів.

Однотарифний тариф являє собою стандартну ставку відповідного класу напруги. При застосуванні двотарифного або тритарифного тарифу вартість електроенергії у різні періоди доби визначається як добуток базового тарифу та спеціального коефіцієнта для конкретного часу споживання.

Системи електропостачання малопотужних підприємств мають свої особливості порівняно з промисловими: головним чином через необхідність забезпечення електроенергією великої кількості розосереджених споживачів по всій території району.

Електропостачання в районній місцевості здійснюється через мережі високої, середньої та низької напруги. Основу електромереж для підприємств малої потужності складають лінії електропередач напругою 35, 10 та 0,38 кВ.

Добовий графік навантаження об'єднаної енергосистеми України характеризується чітко вираженими піками у ранкові та вечірні години, невеликим зниженням навантаження на 2–3 години в середині дня та значним спадом протягом 6–7 годин уночі. В нічні години навантаження становить лише 50–60% від максимальних значень.

Вирівнювання графіків споживання електроенергії промисловими та малими підприємствами дозволяє значно згладити коливання навантаження. У випадку повного вирівнювання добового графіка, навантаження енергосистеми у будь-яку годину доби відповідало б її середньому значенню.

Таке регулювання споживання зменшило б потребу у встановленій потужності електростанцій і скоротило капітальні витрати на розвиток енергетичної системи України. Практично управління електроспоживанням обходиться дешевше, чим будівництво нових енергоблоків, і дозволяє знизити необхідні генеруючі потужності приблизно на 10–15%.

Це дозволить значно зекономити капітальні витрати на розвиток енергосистеми України, оскільки зменшиться потреба у введенні нових потужностей на електростанціях. Крім того, вирівнювання графіка навантаження сприяє зниженню питомих витрат палива та подовженню строку служби основного обладнання електростанцій.

2.2. Використання сонячних установок

В останні роки у світі зросла увага до установок, які безпосередньо перетворюють сонячну енергію в електричну за допомогою фотоелектричних елементів. Сучасні фотоелектричні перетворювачі мають коефіцієнт корисної дії (ККД) на рівні 15–20%, а при спеціальних схемах підключення ККД може підвищуватися до 27–30%. За останній час різниця між вартістю електроенергії, виробленої традиційними джерелами, і енергії, отриманої від сонячних елементів, значно зменшилася.

Малі сонячні електричні установки зараз ефективно застосовуються в сільському господарстві для живлення водопідйомних насосів, електричних загородок та систем зрошення.

Сонячне випромінювання складається приблизно з 7% ультрафіолетового світла, 47,3% видимого спектра та 45,7% інфрачервоного і теплового випромінювання. Основні напрями використання сонячної енергії включають:

- виробництво теплової енергії для опалення, кондиціонування та сушіння;
- виробництво механічної енергії з подальшим перетворенням у електричну;
- безпосереднє отримання електроенергії за допомогою фото- та термоелектричних перетворень;
- синтез органічних речовин та водню за рахунок фотосинтезу.

2.2.1 Сонячні системи теплопостачання

Сучасне застосування сонячної енергії здебільшого спрямоване на отримання низькопотенційного джерела тепла, яке може використовуватися для опалення та охолодження житлових і громадських будівель, а також для гарячого водопостачання. Зокрема:

- нагрів води до 28°C для басейнів чи водних акумуляторів;
- нагрів води до 60–65°C для побутових потреб, зокрема опалення будівель;
- нагрів води понад 60°C для технологічних та виробничих процесів.

Сонячне теплопостачання є найбільш відпрацьованим методом використання сонячної енергії для отримання тепла. Системи, які перетворюють сонячну енергію в теплову, поділяються на дві групи:

- пасивні, де приймачем сонячного випромінювання є сама будівля;
- активні, у яких енергія збирається та перетворюється спеціальними пристроями.

Пасивні системи застосовуються переважно для опалення будівель і реалізуються через архітектурні та конструктивні рішення, наприклад, підвісні сонячні стіни, прибудовані оранжереї, скляні лоджії або внутрішні дворики. Вони є нерухомими пристроями, орієнтованими на південь під певним кутом до горизонту (стіни та дахи будівель), і забезпечують низькотемпературне тепло для обігріву, вентиляції або підігріву води.

Принцип роботи пасивних систем сонячного теплопостачання базується на зборі сонячного випромінювання на освітлених поверхнях, їх нагріванні та подальшій передачі тепла до обігріваемого приміщення за допомогою теплопровідності та природної конвекції.

Отримання тепла у сонячних системах здійснюється за допомогою плоских або вакуумних (трубчастих) колекторів, що працюють за принципом тепличного ефекту. Суть цього явища полягає в тому, що сонячне випромінювання проходить через прозору поверхню колектора майже без втрат, потрапляє на теплоприймач і нагріває його, при цьому теплові втрати

всередині колектора мінімальні завдяки обмеженій конвекції і випромінюванню.

Основна частина сонячного світла на земній поверхні лежить у спектральному діапазоні 0,4–1,8 мкм, тому для верхнього шару колектора зазвичай використовується скло з високим коефіцієнтом пропускання (до 95%). Теплоприймач розташовується в нижній частині плоского колектора або всередині трубки вакуумного колектора і має спеціальне абсорбуюче покриття з коефіцієнтом поглинання 82–92%.

Поглинаючи сонячну радіацію, покриття нагрівається залежно від інтенсивності сонячного світла до 50–90°C. Нагріте тіло випромінює теплову енергію переважно в інфрачервоному діапазоні, що дозволяє ефективно передавати тепло в теплоносій колектора. Для підвищення ККД системи застосовують додаткові методи, наприклад, вакуумування трубок, селективні покриття з низькою емісійністю та оптимізацію кута нахилу колекторів під географічну широту регіону. Це дозволяє зменшити теплові втрати та збільшити ефективність перетворення сонячної енергії у теплову, особливо у похмурі дні або в холодний період року.

Дослідження показують, що в перехідні та літні місяці завдяки сонячній енергії можна забезпечити до 85% потреб у гарячій воді. Розрахунки ефективності сонячних колекторів свідчать, що для забезпечення гарячою водою однієї людини площа геліоприймача повинна становити приблизно 1,5–2 м². Для опалення приміщення площею 15 м² необхідна площа колектора від 4,5 до 9 м², залежно від інсоляції, кута нахилу колектора та коефіцієнта тепловтрат будівлі.

Крім того, ефективність використання колекторів підвищується при застосуванні теплоізолюваних водяних баків-акумуляторів, регуляторів потоку теплоносія та оптимізації орієнтації колекторів під сонячне випромінювання. Такий підхід дозволяє максимально використовувати сонячну енергію, зменшуючи потребу в додаткових джерелах тепла та економлячи витрати на енергоресурси.

Табл. 2.1 містить основні характеристики геліоприймачів із мокрою трубкою, які застосовуються для перетворення сонячної енергії в теплову. У ній наведено моделі колекторів, число трубок у кожній конструкції, обсяг накопичувального бака та орієнтовну ціну в умовних одиницях.

Таблиця 2.1 - Техніко-економічні характеристики геліоприймачів (із мокрими трубками).

Тип	Число трубок	Об'єм бака,л	Вартість, у.о.
Модель PROGRESS-21	12,0		626,93
Модель МТ-ІБ	15,0	84-122	421-530
Модель GE58/1800	15,0	150	530-580
Модель МТ-ІБ	18,0	100-151	480-620
Модель GE58/1800	18,0	180	620-810
Модель PROGRESS-21	18,0		889,89
Модель PROGRESS-21	18,0		819,1
Модель GE58/1800	20,0	200	690-850
Модель МТ-ІБ	20,0	110-162	550-700
Модель PROGRESS-21	20,0		1961,95
Модель PROGRESS-21 I	20,0		930,34
Модель PROGRESS-21 HP	20,0		930,34
Модель МТ-ІБ	24,0	131-200	620-800
Модель PROGRESS-21	24,0		1116,44
Модель GE58/1800	24,0	240	800-935
Модель МТ-ІБ	30,0	163-250	760-920
Модель PROGRESS-21 I	30,0		1537,18
Модель PROGRESS-21 HP	30,0		1359,17
Модель GE58/1800	30,0	300	1100-1210

Геліоприймачі з більшою кількістю труб забезпечують вищу площу абсорбуючої поверхні, що підвищує ефективність перетворення сонячної енергії на теплову, особливо в умовах низької інсоляції. Обсяг бака визначає можливість акумулювання теплоти для подальшого використання у системах опалення та гарячого водопостачання. Вартість колекторів залежить від конструктивних особливостей, кількості трубок та об'єму бака, що враховує і матеріали виготовлення, і технології термоізоляції.

Таблиця 2.2 - Геліоприймачі (із сухою трубкою)

Тип	Число трубок	Об'єм бака,л	Вартість, у.о.
Модель СТ-ІБ	8,0	65,0	825
Модель СТ-ІБ	10,0	81,0	985
Модель СТ-ІБ	12,0	100,0	1135
Модель СТ-ІБ	15,0	122,0	1265
Модель СТ-ІБ	16,0	141,0	1325
Модель СТ-ІБ	18,0	151,0	1450
Модель GE58/1800	20,0	200,0	1325
Модель СТ-ІБ	20,0	152,0	1575
Модель GE58/1800	24,0	240,0	1475
Модель СТ-ІБ	24,0	200,0	1875
Модель GE58/1800	30,0	300,0	1690
Модель СТ-ІБ	30,0	250,0	2330

2.2.2 Сонячне електропостачання

Для виробництва електроенергії шляхом використання сонячного випромінювання застосовуються сонячні електричні станції. На сьогодні існують два основні методи перетворення сонячної енергії у електричну:

- термодинамічний, який працює за принципом традиційних теплових електростанцій;
- фотоелектричний, при якому сонячна енергія безпосередньо перетворюється на електричну.

Принцип роботи термодинамічного способу полягає в наступному: робоче тіло (наприклад, вода) нагрівається у сонячному котлі або парогенераторі, встановленому на високій башті. Пара, що утворюється, спрямовується в турбіну, яка приводить у рух електрогенератор, виробляючи електроенергію. Джерелом теплової енергії є система дзеркал (геліостанцій), розташованих навколо башти та автоматично орієнтованих на сонце протягом дня для максимального збору випромінювання.

Застосування термодинамічних систем дозволяє акумулювати енергію у теплоносії та використовувати її навіть у періоди низької інсоляції або при хмарній погоді, що підвищує надійність і стабільність електропостачання.

Сонячні баштові електростанції формуються п'ятьма основними підсистемами:

- оптичною підсистемою для фокусування сонячного випромінювання на теплоакумулюючому елементі;
- автоматизованою підсистемою керування, яка координує рух дзеркал і загальну роботу станції;
- блоком парогенерації, де нагрівається робочий носій;
- баштовою конструкцією, що підтримує геліоприймач — паровий або газовий котел;
- енергетичною підсистемою, що включає теплообмінники, накопичувачі теплової енергії та турбогенератори для виробництва електрики.

Використання теплових акумуляторів дозволяє зберігати енергію для подальшого застосування у похмурі або нічні години, що забезпечує стабільність і підвищує ефективність функціонування станції

Принцип функціонування баштової сонячної електростанції полягає в наступному: сонячне випромінювання потрапляє на поле геліостатів, розташованих так, щоб відбивати та спрямовувати енергію на геліоприймач (паровий або газовий котел), встановлений на верхівці башти. Сконцентрована сонячна енергія нагріває теплоносій у парогенераторі, який надалі подає тепло до турбіни, приводячи її в обертання та виробляючи електроенергію. Оскільки ефективність термодинамічного циклу зростає зі збільшенням температури робочого тіла, для підвищення ККД застосовують концентратори сонячного світла, що збільшують інтенсивність випромінювання на приймачі.

У фотоелектричних системах сонячна енергія перетворюється безпосередньо на електричну в сонячних фотоелементах. Цей метод є єдиним практичним способом виробництва електроенергії для космічних апаратів, де неможливо застосовувати наземні генератори.

Основним елементом фотоелектричних перетворювачів є напівпровідникові пластини, у яких під дією сонячного світла виникає фотоелектричний ефект — генерація електричного струму. Фотоелектричний ефект відбувається у

поверхневому шарі напівпровідника товщиною 2–3 мкм: сонячне випромінювання вивільняє електрони, створюючи різницю потенціалів між освітленою та затемненою стороною елемента. Цей ефект досягається завдяки легуванню напівпровідника спеціальними домішками: один тип домішок створює надлишок електронів, інший — їх дефіцит, формуючи позитивний заряд та електричне поле.

Використання таких напівпровідникових матеріалів дозволяє ефективно конвертувати сонячну енергію у постійний електричний струм, а сучасні фотоелементи досягають ККД 15–22%, що може збільшуватися до 25–30% у багат шарових конструкціях та при оптимальному орієнтуванні щодо сонця.

Більшість напівпровідникових фотоелементів виготовляють із кремнію, оскільки цей матеріал є відносно дешевим і доступним. Для виробництва використовують кварцові кристали. Коефіцієнт корисної дії кремнієвих елементів може досягати 40%. Основною перевагою кремнієвих фотоелементів є низька вартість, проте їх ефективність знижується при підвищенні температури.

Також застосовують фотоелементи з сульфїду калію, які мають дещо нижчий ККД — близько 8–10%, але характеризуються високою термостійкістю та зберігають стабільність при нагріванні до 90°C. Фотоелементи з арсенату галію демонструють стабільний ККД до 27% навіть при температурах до 100°C, проте їх використання обмежене через високу вартість та дефіцит сировини.

Монокристалічні фотоелементи є найефективнішими (ККД 14–20%), але одночасно найдорожчими через складність виготовлення з кристалічного кремнію. Полікристалічні або мультикристалічні елементи дешевші, але менш продуктивні. Тонкоплівкові фотоелементи створюють із тонких шарів розплавленого кремнію; вони мають найнижчий ККД, однак їх перевагою є невелика вага та можливість інтеграції в різні конструкції.

Завдяки різноманіттю матеріалів і конструкцій, сучасні сонячні фотоелементи можуть бути адаптовані для різних кліматичних умов та потреб — від малих автономних систем до великих сонячних електростанцій.

У космічних апаратах застосовуються багатошарові сонячні елементи або гетерофотоелементи, які дозволяють досягати максимальної ефективності перетворення сонячного світла — до 35%. Через високу складність технології виготовлення такі пристрої рідко використовуються на Землі.

Для підвищення продуктивності фотоелементів також застосовують оптичні концентратори, що фокусують сонячне випромінювання на активній поверхні елементів.

Сучасні наукові дослідження спрямовані на створення гнучких плівкових сонячних елементів, а також розробку напівпровідникових фарб і використання органічних напівпровідників. Такі технології можуть знизити вартість виробництва, дозволити інтеграцію сонячних елементів у різні поверхні та розширити можливості використання сонячної енергії у малопотужних автономних системах.

Таблиця. 2.3 - Вкладення у фотоелементи (перетворювачі, сонячні елементи)

Модель	Потужність P _н , Вт	Вартість, у.о.
Тип KV	20,0	213,05
Тип KV	50,0	346,11
Тип KV	70,0	451,15
Тип KV	100,0	605,21
Тип KV	140,0	724,26
Тип KV	150,0	808,29
Тип KV	160,0	850,31
Тип KV	170,0	976,36
Тип KV	180,0	1025,38

Стандартними умовами для сертифікації сонячних батарей у світі прийнято вважати:

- інсоляцію 1000 Вт/м²;

- температуру 25°C;
- спектральний склад АМ 1,5, що відповідає сонячному спектру на широті близько 45°.

У серпні 2009 року дослідники Університету Нового Південного Уельсу досягли рекордного показника ефективності сонячних батарей — 43%, тобто майже половина сонячної енергії перетворювалася на електричну. Проте цей результат було отримано у лабораторних умовах із використанням спеціальних лінз для концентрації світла. Вартість обладнання та технологія виробництва поки що роблять промислове масштабування економічно недоцільним. На практиці рекорд ефективності для окремої сонячної батареї у звичайних умовах складає приблизно 25%.

Слід також зазначити, що ефективність фотоелементів у реальних умовах залежить від багатьох факторів: кута падіння сонячних променів, температури навколишнього середовища, забруднення поверхні панелей та тривалості експлуатації, що зумовлює зниження ККД порівняно з лабораторними показниками.

2.3 Вітроелектрогенеруючі установки

Енергія вітру характеризується низкою особливостей: невисокою щільністю, що припадає на одиницю потоку повітря, а також нерегулярністю швидкісних змін. Проте її повсюдне поширення, широкий діапазон потужностей вітроустановок та відносно висока економічна віддача роблять цей ресурс перспективним доповненням до централізованої енергетики, особливо в аграрному секторі.

Вітрові потоки формуються через неоднакове прогрівання земної поверхні сонячним випромінюванням. Повітря переміщується від зон з підвищеним тиском у напрямку областей зі зниженим, що зумовлюється відмінностями у нагріванні різних регіонів. На утворення вітру також

впливають обертання Землі, рельєф місцевості та сезонні кліматичні коливання, які визначають стабільність і силу повітряних потоків.

Морський бриз формується через різницю у прогріванні суші та води. Сонячні промені проникають у товщу води значно глибше, тому вона нагрівається повільніше, ніж поверхня землі. Вдень повітря над сушею швидше розігрівається, стає легшим і піднімається вгору, а на його місце надходять холодніші маси з моря, де тиск повітря залишається вищим. У нічний час ситуація змінюється на протилежну: суходіл віддає тепло швидше, охолоджується інтенсивніше, і вже звідти повітряні потоки спрямовуються у бік моря.

Коливання сили вітру в короткі проміжки часу мають хаотичний характер, але середні значення за рік або сезон залишаються доволі сталими. Саме цей показник є визначальним для оцінки придатності території до будівництва вітроелектростанцій. Додатково враховують структуру вітрового режиму: скільки днів на рік спостерігаються слабкі, середні чи сильні пориви.

В Україні умовно виділяють чотири вітрові райони, де швидкість повітряних потоків традиційно вимірюють на висоті 10 м. Проте сучасні проекти орієнтуються на дані, отримані зі щогл висотою 50–100 м, оскільки зі збільшенням висоти над поверхнею землі швидкість вітру помітно зростає. Наприклад, на рівні 70 м вона може бути на третину вищою, ніж поблизу поверхні, що істотно впливає на виробничу ефективність вітротурбін.

Середньорічну багаторічну швидкість вітру обчислюють як середнє арифметичне значення швидкостей за тривалий період спостережень (не менше 10 років). Формула має вигляд:

$$\bar{V} = \frac{\left(\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^L V_{ijkl} \right)}{I \cdot J \cdot K \cdot L} \quad (2.1)$$

де V_{ijkl} - значення швидкості вітру при і-му році, j-му місяці, k-му дні та l-му замірі, м/с;

I - число років спостереження;

J - число місяців протягом сезону;

K - число днів місяця;

L - число замірів швидкості вітру за добу.

Якщо середньорічна швидкість вітру дає лише загальне уявлення про потенціал вітроенергетики, то для точного вибору місця встановлення вітротурбіни та визначення її продуктивності необхідно мати детальну інформацію про розподіл швидкостей повітряних потоків. Для цього враховують такі показники, як повторюваність швидкостей, напрямок та векторні характеристики руху, а також тривалість безперервних вітрових періодів.

На обсяг енергії вітру суттєво впливають різні фактори:

- щільність повітря та його температура — чим вище над рівнем моря і нижча щільність атмосфери, тим більший енергетичний потенціал повітряного потоку;
- рельєф місцевості — рівнинні простори, пагорби чи гористі райони створюють різні умови для формування швидкості вітру;
- вплив водних об'єктів — над морями й озерами швидкість руху повітря зазвичай вища, ніж над сушею, через менше тертя;
- добові коливання швидкості — за спостереженнями, вдень вітер на висоті 100–200 м посилюється після полудня, а вночі слабшає; у гірських районах, навпаки, сильніші нічні потоки.

Таким чином, оцінюючи вітроенергетичні ресурси конкретного регіону, слід розглядати не лише середні значення швидкостей, а й детальну структуру їх змін у часі та просторі.

З усього викладеного можна зробити висновок, що перед будівництвом вітроелектрогенеруючої установки (ВЕУ) необхідно виконати

детальні метеорологічні дослідження прилеглої території, оскільки саме вони визначають доцільність та ефективність використання вітрових ресурсів.

Сучасну вітроенергетику можна умовно поділити на *два* основні напрями. *Перший* передбачає застосування великих вітроелектростанцій, які розташовуються у регіонах із стабільними та високими швидкостями вітру. Такі об'єкти здебільшого функціонують у складі єдиних енергосистем, забезпечуючи додаткову генерацію електроенергії. *Другий* напрям пов'язаний із використанням вітроелектрогенеруючих установок для автономного живлення окремих споживачів — приватних господарств, ферм чи малих підприємств.

Усі ВЕУ класифікують на *три* основні групи залежно від принципу роботи.

До *першого* класу відносяться ВЕУ, які використовують прямий тиск вітрового потоку. У таких установках робочі поверхні рухаються за напрямком вітру, а неробочі — назустріч йому. Зазвичай вони обертаються повільно, а коефіцієнт перетворення енергії вітру не перевищує 1–13 %.

ВЕУ *другого* класу застосовують швидкісні характеристики вітру, завдяки чому їх оберти значно вищі порівняно з установками першого класу.

До *третього* класу відносять комбіновані ВЕУ, що одночасно використовують і силові, і швидкісні властивості повітряного потоку.

Основними компонентами будь-якої ВЕУ є: вітроприймач (ВПП), редуктор для передачі крутного моменту, електрогенератор та вежа. Тип і конструкція ВПП визначають загальний вид установки.

Сучасні ВПП бувають трьох видів: обертові, поступальні та вібруючі.

– Обертові ВПП встановлюються на традиційних вітряках і можуть мати різну конструкцію: лопатеві, барабанні, роторні тощо. Вони поділяються на моделі з горизонтальною та вертикальною віссю обертання.

– Поступальні ВПП характерні для установок типу вітрильного судна: рухаються по замкненому колу на колесах, механічно з'єднаних з генератором.

- Вібруючі ВПП поки застосовуються значно рідше.

Найбільш розповсюдженими є ВЕУ з обертовими ВПП, де для перетворення енергії вітру використовують як силу опору, так і підйомну силу або їх комбінацію. Системи, що працюють на підйомній силі, демонструють більшу ефективність.

Вартість вітрогенераторів з горизонтальною віссю обертання наведена у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Технічні характеристики вітрогенераторів з горизонтальною віссю обертання

Тип	Потужність, Вт	Діапазон швидкості вітру, м/с	Вартість, у.о.
Модель W2	300,0	дані відсутні	9120,36
Модель GE S-500	500,0	старт 2, номінальна 8, макс. 35	960–1200
Модель W3-500	500,0	дані відсутні	1410
Модель GE S-1000	1000,0	старт 2, номінальна 9, макс. 35	1360–1600
Модель WG-1000	1000,0	старт 2, номінальна 9, макс. 35	920
Модель GE S-2000	2000,0	старт 2, номінальна 9, макс. 35	2400–2650
Модель WG-2000	2000,0	старт 2, номінальна 9, макс. 35	1656
Модель W-4	2000,0	дані відсутні	3330
Модель BEY-4400	4400,0	дані відсутні	9217,6
Модель GE S-5000	5000,0	старт 2,5, номінальна 10, макс. 45	7800–9350
Модель WG-5000	5000,0	старт 2, номінальна 12, макс. 60	6294
Модель GE S-10000	10000,0	старт 2,5, номінальна 10, макс. 45	11700–13200
Модель W8	10000,0	дані відсутні	14287
Модель GE S-20000	20000,0	старт 2,5, номінальна 12, макс. 45	19700–22200
Модель BEY-20M	20000,0	дані відсутні	65090
Модель GE S-30000	30000,0	старт 2,5, номінальна 12,5, макс. 45	34000–36000

Переваги вітроприймачів з вертикальною віссю обертання у порівнянні з класичними вітровими колесами полягають у наступному:

- відпадає потреба в системах для слідування за напрямком вітру;
- спрощується конструкція, зменшуються навантаження на лопаті, редуктор та інші елементи механізму передачі.

Таблиця 2.5 - Технічні характеристики вітрогенераторів серій VGE C та GE S

Тип	Потужність, Вт	Швидкість вітру, м/с		Вартість, у.о.
		стартова	робоча (номінальна)	
VGE C-300	300,0	2	7–8	2255
VGE C-600	600,0	2	7–8	3260
VGE C-1000	1000,0	2	7–8	5090
VGE C-2000	2000,0	2	7–8	8455
VGE C-3000	3000,0	3	7–8	14185
VGE C-5000	5000,0	3	8	22090
VGE C-10000	10000,0	3	11	49400
GE S-5000 (1)	5000,0	2,5	10,5	22700
GE S-5000 (2)	5000,0	2,5	10,5	2800
GE S-10000 (1)	10000,0	2,5	12,5	28100
GE S-10000 (2)	10000,0	2,5	12,5	34100
GE S-20000 (1)	20000,0	2,5	12,5	45100
GE S-20000 (2)	20000,0	2,5	12,5	49900
GE S-30000	30000,0	2,5	12,5	63500
GE S-50000	50000,0	2,5	13,5	89100

Вітроприймальні механізми можуть додатково комплектуватися наступними пристроями:

- система орієнтації вітроколеса по напрямку вітру;
- механізм регулювання швидкості обертання лопат вітроколеса;

- «буревий захист» – пристрій, що виводить колесо з повітряного потоку при перевищенні допустимої швидкості вітру;
- грозозахисний пристрій;
- система керування, яка контролює вироблену електроенергію та процес зарядки акумуляторів;
- гальмівна система вітроколеса.

Для промислового виробництва електроенергії з використанням вітру застосовують потужні вітроелектростанції (ВЕС), що складаються з десятків індивідуальних генераторів, об'єднаних у єдину мережу.

В Україні на даний момент пріоритетним є розвиток малопотужних і середньопотужних ВЕУ, які працюють разом із традиційними установками для електропостачання житлових та виробничих комплексів, використання на гідроакумулювальних станціях та як резервні електростанції, що дозволяє економити паливо.

Вартість інверторів для вітрових систем наведена в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6. Характеристики інверторів для вітрових систем

Потужність, кВт	Напруга, В	Вартість, у.о.
0,5	24,0	55–175
1,0	48,0	280–32
2,0	120,0	570–620
5,0	240,0	1350–1500
10,0	240,0	2600–2800
20,0	360,0	4600–4800
30,0	360,0	7550–7900

2.4 Дизельні енергогенерувальні комплекси

Останніми роками через енергетичну нестабільність в Україні та високі тарифи на електроенергію для малих підприємств дедалі частіше застосовуються дизельні електричні станції (ДЕС). Вони використовуються

як основні або резервні джерела живлення для виробничих і побутових потреб.

У дизельних агрегатах, що працюють на підприємствах малої потужності, найчастіше застосовуються чотиритактні двигуни внутрішнього згоряння з кількістю циліндрів від двох до дванадцяти. Системи охолодження таких двигунів можуть бути повітряними або комбінованими — водоповітряними. ДЕС зазвичай укомплектовуються трифазними синхронними генераторами з робочою напругою 0,23; 0,4; 6,3 або 10,5 кВ.

Для підвищення ефективності і стабільності роботи дизель-генераторів широко застосовується автоматизоване керування. Виділяють три рівні автоматизації таких енергоустановок:

Початковий рівень — ручний режим, за якого пуск, зупинка та контроль виконуються оператором. Перший рівень автоматизації передбачає автоматичне регулювання частоти обертання двигуна, контроль температури системи охолодження та мастила, а також подачу сигналу про відхилення параметрів і автоматичне вимкнення установки у разі несправності.

Проміжний рівень — часткова автоматизація, при якій запуск і стабілізація параметрів відбуваються автоматично, а регулювання навантаження здійснюється вручну. Другий рівень, окрім зазначених функцій, дозволяє здійснювати пуск двигуна в автоматичному або дистанційному режимі за сигналом іззовні, готує станцію до підключення навантаження та забезпечує розподіл електричного навантаження між кількома одночасно працюючими агрегатами.

Повна автоматизація — система самостійно запускає агрегат при зниженні напруги, підключає споживачів, підтримує потрібні параметри електричного струму та вимикає станцію після відновлення основного живлення. Третій рівень автоматизації доповнює попередні функції системами автоматичного дозаправлення паливних, мастильних і водяних емностей, підкачування повітря в балони, заряджання акумуляторів, а також управління допоміжними технологічними процесами та операціями.

Застосування таких систем керування забезпечує стабільне енергопостачання, знижує витрати дизельного палива та збільшує термін служби обладнання. Сучасні ДЕС оснащуються мікропроцесорними модулями моніторингу, які відстежують основні параметри роботи двигуна — температуру, тиск, частоту обертання та навантаження, що підвищує надійність і безпеку експлуатації.

Аварійним або допоміжним джерелом електропостачання можуть служити генераторні установки. Такий агрегат складається з двигуна та електрогенератора, з'єднаних на одній осі та закріплених через амортизатори на металевій рамі (у переносних моделях) або на станині (в стаціонарних системах).

Запуск двигуна може виконуватись кількома способами: вручну за допомогою шнура, електростартером шляхом повороту ключа або повністю автоматично — коли при зникненні напруги в основній мережі станція самостійно запускається.

Тривалість експлуатації генераторної установки визначається насамперед надійністю її силового двигуна. Вартість дизельних генераторів подана в таблиці 2.7.

Одним із найпоширеніших типів теплових установок є двигун внутрішнього згоряння (ДВЗ) — агрегат, в якому хімічна енергія пального (зазвичай рідкого або газоподібного вуглеводневого) безпосередньо перетворюється на механічну роботу. Такі двигуни широко застосовуються на транспортних засобах, зокрема в автомобілях та іншій мобільній техніці.

Таблиця 2.7 - Системи дизель-генераторів

Найменування моделі	Потужність, кВт/кВА		Витрата палива, л/год	Степінь автоматизації	
	осн.	резерв.		1-а (ручний запуск), у.о.	2-а (ручний запуск), у.о.
Тип ADV-60	64,0	70,0	15,71	20836	36545
Тип ADV-80	80,0	88,0	19,62	22585	4853
Тип ADV-100	104,0	114,0	25,5	23698	5012

Найменування моделі	Потужність, кВт/кВА		Витрата палива, л/год	Степінь автоматизації	
	осн.	резерв.		1-а (ручний запуск), у.о.	2-а (ручний запуск), у.о.
Тип ADV-120	120,0	132,0	31,0	26878	44177
Тип ADV-150	150,0	165,0	38,0	31966	49264
Тип ADV-160	160,0	176,0	41,0	33238	50536
Тип ADV-200	200,0	220,0	46,0	37212	54829
Тип ADV-250	250,0	275,0	58,0	45957	66945
Тип ADV-280	280,0	308,0	66,0	49962	70734
Тип ADV-300	300,0	329,0	71,0	49776	79347
Тип ADV-320	320,0	352,0	77,0	52317	81573
Тип ADV-360	364,0	400,0	94,0	63765	95247
Тип ADV-400	400,0	440,0	105,4	71715	102561
Тип ADV-460	456,0	504,0	118,0	75849	108920
Тип ADV-500	500,0	550,0	144,0	92544	124184
Тип ADV-630 (ADV-320+320)	630,0	-	154,0	112418	164252
Тип ADV-720 (ADV-360+360)	720,0	-	188,0	135950	186193
Тип ADV-800 (ADV-400+400)	800,0	-	210,8	152168	203047
Тип ADV-920 (ADV-400+400)	920,0	-	236,0	163298	219583
Тип ADV-1000 (ADV-500+500)	1000,0	-	288,0	194143	250746
Тип АД-12	12,0	13,2	4,0	7862	22934
Тип АД-16	16,0	17,6	5,0	7957	22934
Тип АД-20	20,0	22,0	6,0	8052	23030
Тип АД-30	30,0	33,0	9,0	8526	23507
Тип АД-40	40,0	44,0	11,6	10660	25733
Тип АД-50	50,0	55,0	14,0	10819	26528
Тип АД-60	60,0	66,0	16,0	10978	26687
			16,7	14476	30503
Тип АД-75	75,0	82,5	19,0	13617	29708
			21,0	16066	31934
Тип АД-100	100,0	110,0	24,5	13776	29867
			25,0	17020	33524
Тип АД-120	120,0	132,0	29,7	19882	35909
Тип АД-150	150,0	165,0	40,0	21567	39830
Тип АД-160	160,0	176,0	42,0	22744	40043
Тип АД-200	200,0	220,0	46,0	26687	44399

Найменування моделі	Потужність, кВт/кВА		Витрата палива, л/год	Степінь автоматизації	
	осн.	резерв.		1-а (ручний запуск), у.о.	2-а (ручний запуск), у.о.
Тип АД-250	250,0	275,0	58,0	32443	50854
Тип АД-300	275,0	300,0	70,0	37689	58677
Тип АД-315	315,0	346,5	75,0	56292	82686
			75,0	46275	67581
Тип АД-350	350,0	350,0	84,0	61539	85866
Тип АД-400	400,0	440,0	114,0	72669	99381

2.5 Комплексні електроенергетичні системи для підприємств малої потужності

Інтегрований підхід до систем електроживлення полягає у поєднанні традиційних джерел енергії (енергомережа, дизельні електростанції) з альтернативними технологіями — вітровими, сонячними (електричними та тепловими), біоенергетичними установками й тепловими насосами. Такий підхід дозволяє знизити споживання первинних енергоресурсів (вугілля, нафти, природного газу) до 50% і забезпечити об'єкти як електричною, так і тепловою енергією.

Для підвищення стабільності та надійності енергопостачання з відновлюваних джерел створено низку комбінованих енергосистем, у яких застосовуються акумулятори для зберігання електричної та теплової енергії. Комплексне використання таких технологій дає змогу максимально ефективно забезпечувати сільськогосподарське виробництво необхідними енергетичними ресурсами.

Інтегрований підхід до систем електроживлення полягає у поєднанні традиційних джерел енергії (енергомережа, дизельні електростанції) з альтернативними технологіями — вітровими, сонячними (електричними та тепловими), біоенергетичними установками й тепловими насосами. Такий підхід дозволяє знизити споживання первинних енергоресурсів (вугілля, нафти, природного газу) до 50% і забезпечити об'єкти як електричною, так і тепловою енергією.

Для підвищення стабільності та надійності енергопостачання з відновлюваних джерел створено низку комбінованих енергосистем, у яких застосовуються акумулятори для зберігання електричної та теплової енергії. Комплексне використання таких технологій дає змогу максимально ефективно забезпечувати малопотужне виробництво необхідними енергетичними ресурсами.

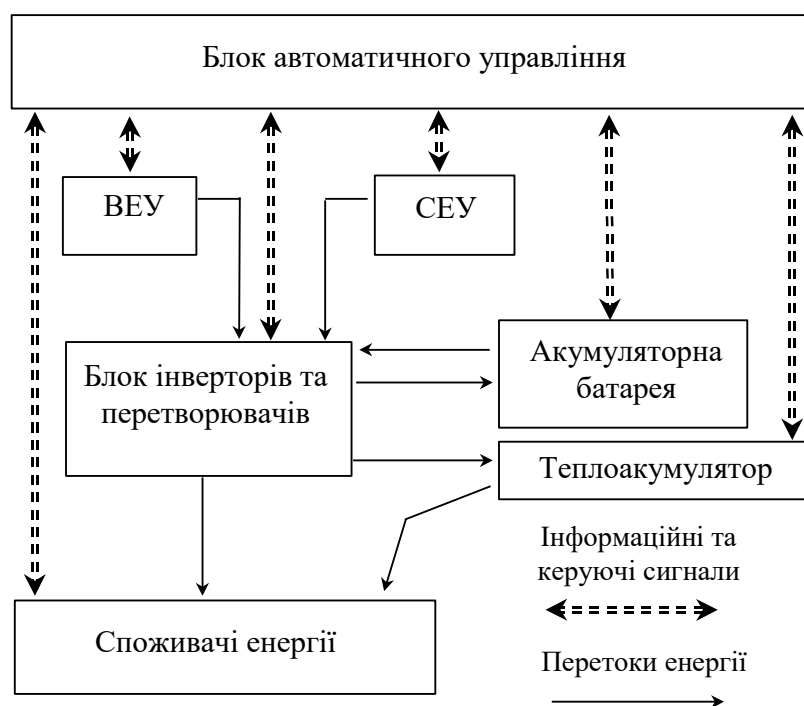


Рисунок 2.1 - Схематична структура енергосистеми з використанням теплових і хімічних накопичувачів

Інтегрована енергетична установка (рис. 2.2) створена на базі вітроелектричних, сонячних та дизельних генераторних систем у поєднанні з централізованим живленням і акумуляторами електричної та теплової енергії. Формування її складу й архітектури здійснювалось з урахуванням аналізу потенціалу сонячного випромінювання та вітрових ресурсів Кіровоградського регіону, а також оцінки доцільності їх застосування для енергозабезпечення підприємств малої потужності та об'єктів аграрного виробництва.

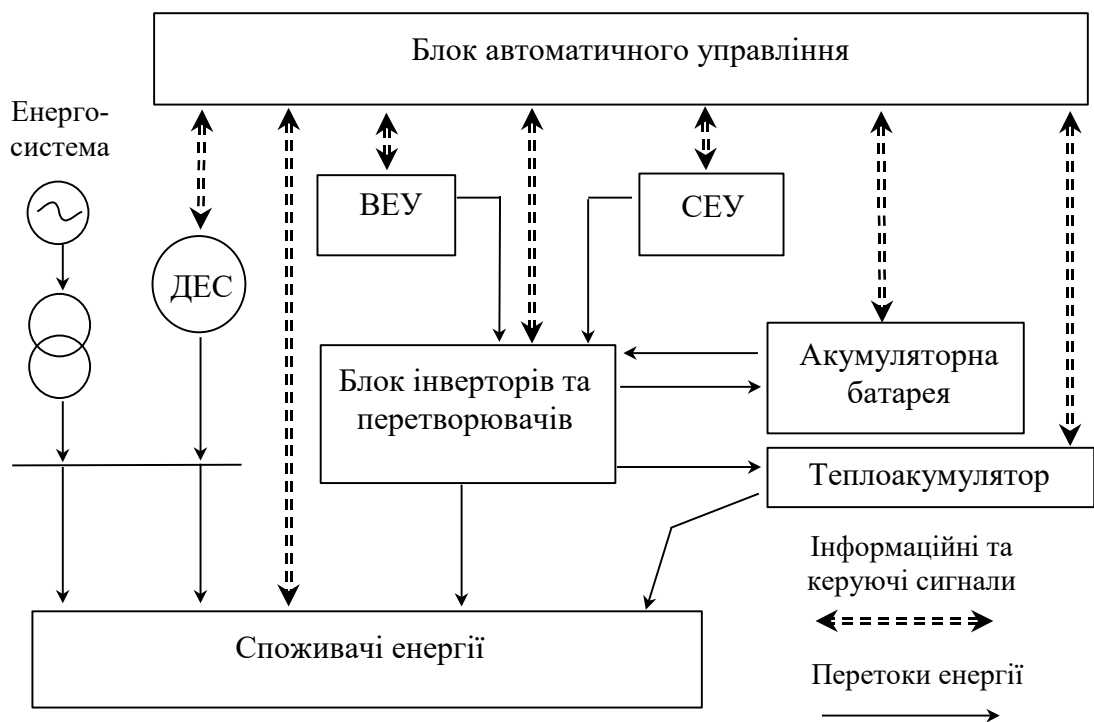


Рисунок 2.2 - Схема комплексної електроенергетичної системи із накопичувачами електричної та теплової енергії

Оптимальне застосування різних джерел енергії визначається комплексом критеріїв ефективності та системою техніко-економічних обмежень, серед яких важливими є рівень якості електроенергії, собівартість виробництва та стабільність роботи обладнання.

Запропонована схема передбачає цілодобове забезпечення електроенергією за рахунок поєднання декількох джерел — вітроенергетичних, сонячних, дизельних установок і централізованої енергомережі. Теплова енергія для покриття потреб тваринницьких комплексів виробляється за допомогою теплоенергетичних модулів і теплоакумуляторів, які накопичують надлишкове тепло в години інтенсивного виробітку.

Акумуляторні батареї та теплові накопичувачі використовуються для збереження надлишкової електроенергії, отриманої від ВЕУ та СЕУ, яку неможливо передати в загальну мережу. Автоматизована система керування

регулює процеси зарядження та розрядження акумуляторів, а також координує роботу інверторів, підтримуючи оптимальні енергетичні режими.

Потужність кожного елементу комплексу підбирається відповідно до рівня навантаження та доступності енергетичних ресурсів. При паралельній роботі дизельної і вітрової установок доцільно обмежувати внесок ВЕУ до 15–20% від загальної потужності дизель-генератора, що дозволяє знизити споживання палива та підвищити загальну ефективність гібридної енергосистеми.

Застосування режиму автономної роботи вітроенергетичної установки (ВЕУ) та дизельної електростанції (ДЕС) дозволяє збільшити частку енергії, отриманої від вітрової генерації, до 50–60 % і навіть вище. Проте реалізація такого режиму потребує ускладнення енергетичного комплексу шляхом інтеграції системи автоматизованого керування, інверторного обладнання та акумуляторних батарей, які накопичують електроенергію, вироблену ВЕУ під час оптимальних швидкостей вітру, для подальшого живлення споживачів у періоди штилю або знижених швидкостей повітряного потоку.

За сприятливих умов вітрової активності система працює переважно від ВЕУ, при цьому акумуляторні батареї перебувають у режимі постійного підзарядження. Коли рівень заряду понижується нижче критичного значення, автоматично або вручну активується дизель-генератор, що забезпечує безперервне електропостачання. Така організація енергопроцесів зменшує частоту запусків ДЕС, скорочує витрати палива та обслуговування, підвищуючи загальну економічність системи.

Вітро-дизельні гібридні комплекси найчастіше застосовуються для живлення автономних споживачів, де пріоритетом є надійність і енергоефективність. За наявності достатнього вітрового потенціалу та регулярного технічного обслуговування такі системи демонструють високу окупність і стабільні показники ефективності протягом усього терміну експлуатації.

Вітроенергетичні установки, підключені до централізованої енергомережі, функціонують у складі єдиної системи електропостачання, отримуючи від неї необхідну активну та реактивну потужність для пуску, стабільної роботи й контролю параметрів генератора. Електроенергія, вироблена ВЕУ, безпосередньо надходить у мережу, забезпечуючи її живлення в реальному часі.

Запуск вітроагрегата здійснюється при досягненні певної швидкості повітряного потоку — для більшості сучасних моделей цей показник становить близько 4 м/с. Початковий пусковий струм надходить з енергосистеми, синхронізуючи обертання генератора з частотою мережі. Відповідно, у разі відключення мережі або втрати синхронізації вітроустановка не може виробляти електроенергію в автономному режимі.

Вартість приєднання ВЕУ до енергомережі визначається її географічним розташуванням, технічним станом і потужністю. Якщо існуюча мережа не має достатнього енергетичного резерву, може виникнути потреба у її модернізації або розширенні, що суттєво збільшує загальну вартість підключення. У випадках, коли підвищення потужності мережі технічно неможливе, приєднання вітроустановки до системи електропостачання стає недоцільним або взагалі неможливим.

2.5.1 Вимоги до систем живлення та управління на підприємствах малої потужності

Оскільки виробництво енергії є процесом дороговартісним і часто супроводжується негативним впливом на довкілля, надзвичайно важливо забезпечити її раціональне та економічно доцільне використання. Після аналізу характеристик споживачів і потенційних джерел відновлюваної енергії необхідно досягти енергетичної узгодженості між ними. Це передбачає виконання ряду ключових умов:

1. Максимальна ефективність використання відновлюваних ресурсів. Енергетична установка повинна працювати в режимах, що

забезпечують найбільший коефіцієнт корисного використання енергії вітру, сонця чи біопалива.

2. Мінімізація втрат при керуванні системою. Використання систем із негативним зворотним зв'язком між джерелом і споживачем часто призводить до відведення частини виробленої енергії в навколишнє середовище, що знижує загальну ефективність. Таке керування доцільне лише у випадках аварійної необхідності або при повному покритті всіх енергетичних потреб.

3. Баланс між виробництвом і споживанням. Оскільки вироблення енергії відновлюваними установками є нерівномірним, а потреби споживачів змінюються з часом, для стабільної роботи системи необхідно включати накопичувачі електричної та теплової енергії. Вони дозволяють згладжувати пікові навантаження та забезпечувати безперебійне живлення у періоди дефіциту енергії.

4. Інтеграція в комбіновані енергосистеми. Якщо погодження параметрів між джерелом відновлюваної енергії та споживачем є надто складним або технічно недоцільним, доцільно підключати установку до більш потужної багатокomпонентної енергосистеми, що має резервні джерела живлення.

5. Системи з прямим енергозв'язком. Найефективнішим способом використання енергії відновлюваних джерел є система управління з прямим узгодженням навантаження. У такій схемі до джерела енергії підключається лише стільки споживачів, скільки може забезпечити поточна потужність установки, що дає змогу уникнути перевантаження й підвищити загальний ККД системи.

Методи узгодження енергопостачання зі споживачами

Для ефективного розподілу електроенергії між джерелами та споживачами застосовуються різні системи керування енергопотоками, які

забезпечують стабільну роботу енергетичного комплексу та мінімізацію втрат. Основними методами є такі:

1. Система з відведенням надлишкової енергії.

Відновлювані джерела постійно генерують енергію, обсяг якої не завжди збігається з поточними потребами споживачів. У випадках, коли надлишок не може бути використаний або збережений, його відводять у навколишнє середовище. Такий спосіб управління є найпростішим технічно й фінансово найменш затратним, хоча й супроводжується певними енергетичними втратами.

2. Система з енергетичними накопичувачами.

Використання акумуляторних батарей або інших накопичувачів дозволяє зберігати надлишкову енергію, вироблену вітровими, сонячними чи біоенергетичними установками. Акумуляування може відбуватись як у первинній (неперетвореній) формі, так і після проходження енергетичної установки. У першому випадку управління запасами енергії аналогічне керуванню традиційними невідновлювальними ресурсами, що підвищує гнучкість енергосистеми.

3. Система з регульованим навантаженням.

Цей тип керування забезпечує баланс між виробленням і споживанням енергії шляхом автоматичного підключення або відключення певної кількості споживачів залежно від поточної потужності джерела. Системи з прямим енергетичним зв'язком особливо ефективні в автономних вітроенергетичних установках, де вони дозволяють підтримувати стабільну роботу без перевантаження генератора та зниження ефективності.

Переваги та недоліки комплексних енергетичних систем (KEEC)

Переваги:

1. Синергетичний ефект використання різних джерел енергії.

Поєднання декількох типів відновлюваних ресурсів (сонячних, вітрових, біоенергетичних) забезпечує взаємне доповнення їхньої роботи. Це

дозволяє компенсувати коливання потужності, спричинені нестабільністю окремих природних факторів.

2. Зменшення капітальних витрат.

Завдяки комбінуванню джерел енергії можливо скоротити встановлену потужність окремих установок, що знижує вартість проектування, монтажу та експлуатації системи.

3. Оптимізація використання акумуляторних систем.

Підключення відновлюваних джерел до централізованої енергомережі дозволяє зменшити ємність акумуляторних батарей або повністю відмовитися від них, забезпечуючи стабільність постачання енергії без надлишкових витрат.

4. Раціональне використання будівельних конструкцій.

Інтеграція геліопрофілів або комбінованих сонячних панелей у дахові конструкції дає змогу знизити витрати матеріалів, скоротити площу розміщення обладнання та здешевити монтаж енергетичних систем.

Недоліки:

1. Складність оптимізації системи. Для ефективної роботи комплексу необхідно точно визначити склад, потужність і взаємозв'язки між елементами системи, що вимагає детальних розрахунків і моделювання.

2. Підвищена технічна складність. Поєднання кількох видів установок і систем керування ускладнює конструкцію, що може знизити загальну надійність і вимагати додаткового технічного обслуговування.

Оптимальне проектування комплексної енергетичної системи є техніко-економічним завданням, яке вирішується індивідуально для кожного об'єкта енергозабезпечення. При цьому враховуються:

- добова та сезонна потреба в тепловій і електричній енергії;
- можливість зміщення графіків споживання;

- географічне розташування та кліматичні умови (рівень сонячної радіації й вітрової активності);
- наявність вторинних енергоресурсів та потенціал їхнього використання.

Висновки

Аналіз сучасних джерел енергії та перспектив комбінованих систем показав наступні факти.

1. Недоліки традиційних джерел енергії. Використання викопних ресурсів має низку суттєвих обмежень:

- запаси таких ресурсів невідновлювані, а отже, строк їх експлуатації є обмеженим;
- процеси добування, транспортування та спалювання палива супроводжуються значними екологічними ризиками — викидами парникових газів, пилу, токсичних речовин і радіоактивних відходів;
- постійне зростання собівартості енергоресурсів призводить до регулярного підвищення тарифів, іноді навіть кілька разів протягом року.

2. Потенціал використання сонячної енергії. Енергія Сонця здатна забезпечити значну частину потреб у теплі навіть у північних регіонах. Сучасні технології перетворення сонячного випромінювання мають високу ефективність і стають дедалі доступнішими. Проте частка сонячної енергетики у загальному енергетичному балансі поки залишається відносно низькою через високу вартість обладнання та залежність від погодних умов.

3. Розвиток вітроенергетики в Україні. Вітрова енергетика у світовій практиці визнана однією з найбільш перспективних галузей відновлюваної енергетики. Україна має значний потенціал вітрових ресурсів, наукові розробки та виробничі можливості у цій сфері. З огляду на дефіцит власних енергоресурсів, доцільним є формування довгострокової державної

програми розвитку вітроенергетики комплексного характеру, що передбачатиме створення повноцінної галузевої інфраструктури.

4. Роль резервних джерел живлення. У системах енергопостачання поряд із традиційними та відновлюваними джерелами можуть застосовуватися резервні установки — дизель-генератори або двигуни внутрішнього згоряння. Економічна доцільність їх експлуатації безпосередньо залежить від вартості палива та частоти використання у загальній системі.

5. Необхідність комбінованих енергетичних систем. Кожне джерело енергії має власні технологічні обмеження, зокрема нерівномірність вироблення потужності. Тому раціональним рішенням є створення комбінованих (гібридних) систем, у яких взаємодіють вітрові, сонячні та інші установки. Їхнє спільне функціонування дозволяє підвищити стабільність енергопостачання, розширити робочий діапазон системи та забезпечити ефективне використання природних ресурсів навіть із низьким енергетичним потенціалом.

Розділ 3. Оптимізація комплексних електроенергетичних систем з використанням моделювання

3.1 Етапи аналізу проєкту енергопостачання

Оптимізація комплексних електроенергетичних систем (КЕЕС) передбачає визначення найефективнішого поєднання різних джерел енергії, допоміжного обладнання та систем керування з урахуванням технічних, економічних і екологічних критеріїв. Головна мета оптимізації полягає у забезпеченні безперебійного енергопостачання споживачів при мінімальних витратах і максимальному використанні відновлюваних джерел енергії.

Енергозабезпечення об'єкта може здійснюватися за рахунок різних джерел енергії, кожне з яких має свої технічні, економічні та екологічні особливості. Тому вибір оптимальної структури системи енергопостачання є складним багатокритеріальним завданням.

Необхідно визначити, які саме технології доцільно застосовувати (сонячна, вітрова, біоенергетика, резервні джерела тощо) і якої потужності повинні бути установки для забезпечення надійного, безперебійного та економічно обґрунтованого енергопостачання.

Вирішення цієї задачі передбачає розробку уніфікованої методики побудови комплексних систем енергозабезпечення та використання інженерних інструментів аналізу, які дозволяють проводити розрахунки, моделювати режими роботи і оцінювати ефективність різних варіантів обладнання.

На рисунку 3.1 схематично зображено основні стадії аналізу проєкту енергопостачання, які включають:

1. Визначення енергетичних потреб об'єкта.
2. Аналіз можливих джерел енергії (традиційних, відновлюваних, резервних).
3. Формування варіантів систем енергозабезпечення.

4. Економічне, технічне та екологічне порівняння варіантів.
5. Вибір оптимальної конфігурації системи.
6. Техніко-економічне обґрунтування та розробка проєктної

документації

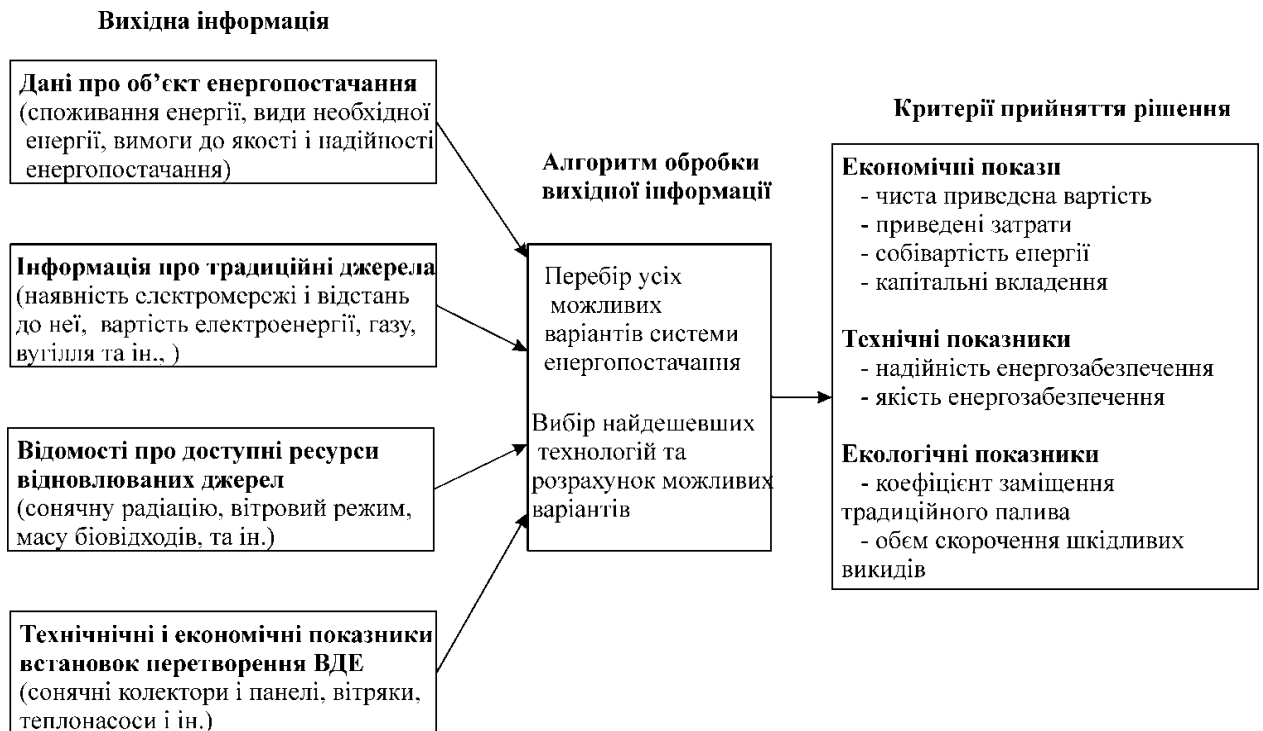


Рисунок 3.1 - Етапи аналізу проєктування енергопостачання

На початковому етапі проєктування системи енергопостачання здійснюється збір та аналіз вихідних даних, що характеризують як сам об'єкт, так і можливі джерела енергії.

Перш за все визначається потреба підприємства в електричній та тепловій енергії — з урахуванням добового, місячного та річного споживання, виду необхідної енергії, її параметрів і якості. Також уточнюється допустима тривалість перерв у постачанні, потужність резервних джерел, а також рівень надійності, необхідний для забезпечення безперебійної роботи основного обладнання.

Паралельно аналізуються можливості підключення до традиційних джерел енергії — централізованої електричної чи газової мережі.

Враховуються технічні умови приєднання, ліміти енергоспоживання, штрафні санкції за перевищення договірних обсягів, а також актуальна вартість енергоносіїв.

Особлива увага приділяється потенціалу відновлюваних джерел, доступних у даному регіоні: рівню сонячної радіації, середньорічній швидкості вітру, наявності біомаси, водойм або геотермальних ресурсів. На основі отриманих даних оцінюється доцільність використання відповідних енергоустановок — сонячних панелей, вітрогенераторів, теплових насосів чи біогазових установок.

Наступним кроком є синтез кількох варіантів систем енергопостачання, які можуть відрізнятися комбінацією джерел, їхньою кількістю або потужністю обладнання. Кожен варіант аналізується з позицій енергетичної ефективності, економічної доцільності та екологічного впливу.

Кінцева мета цього етапу — визначити оптимальний склад системи, яка забезпечує необхідну кількість енергії з мінімальними витратами, високою надійністю та низьким рівнем негативного впливу на довкілля. Для об'єктивної оцінки результатів часто застосовують вагові коефіцієнти, що дозволяють збалансувати технічні, економічні й екологічні критерії між собою.

Далі проводиться моделювання роботи системи за різних комбінацій потужностей установок, що дозволяє оцінити ефективність та стабільність кожного варіанту.

Для розв'язання задачі оптимізації можуть застосовуватись різні математичні методи — від аналітичних розрахунків до алгоритмів багатокритеріальної оптимізації, таких як методи лінійного програмування, генетичні алгоритми, динамічне програмування або методи Монте-Карло. Вибір конкретного методу залежить від складності системи, кількості змінних параметрів та вимог до точності розрахунків.

У процесі моделювання враховується не лише енергетичний баланс, а й економічні показники — собівартість виробництва електроенергії, витрати на

обслуговування обладнання, термін окупності системи. Особлива увага приділяється екологічним аспектам, що стають важливим критерієм при виборі між традиційними та відновлюваними джерелами.

Оптимальним вважається той варіант, який забезпечує мінімальні витрати енергії і палива, стабільність роботи в умовах змінного навантаження, а також найменший вплив на навколишнє середовище. Результатом оптимізації є рекомендації щодо структури енергетичного комплексу, потужності кожного з його елементів, режимів роботи та обсягів акумулювання енергії.

3.2 Критерії оптимальності та обмеження при проектуванні комплексних електроенергетичних систем

Під час проектування комплексних електроенергетичних систем (КЕЕС) надзвичайно важливо визначити сукупність критеріїв, за якими оцінюється ефективність роботи енергетичного комплексу. Саме вони формують основу для прийняття техніко-економічних рішень і визначають доцільність використання тих чи інших джерел енергії.

Основним критерієм оптимальності є мінімізація приведених витрат на виробництво та постачання енергії. Вона охоплює капітальні вкладення у створення системи, витрати на експлуатацію обладнання, технічне обслуговування, а також витрати на паливо або заміну елементів накопичувачів. Водночас розглядається максимізація коефіцієнта корисного використання енергії, що відображає ефективність перетворення первинних ресурсів у корисну електричну та теплову енергію.

Серед додаткових критеріїв оптимізації виділяють:

- екологічну безпечність, тобто зменшення обсягів шкідливих викидів і впливу на довкілля;
- енергетичну автономність, яка визначає здатність системи працювати без підключення до централізованої мережі;

- надійність енергопостачання, що характеризується стабільністю напруги та можливістю резервування у випадку аварій;
- гнучкість і адаптивність структури, тобто здатність системи підлаштовуватись під змінні умови навантаження та погодні фактори.

Разом з критеріями враховуються системні обмеження, які накладаються як технічними параметрами обладнання, так і умовами експлуатації. До них належать:

- допустимі межі напруги, струму та частоти в електромережі;
- обмеження за потужністю генераторів і пропускну здатністю мережі;
- граничні температури роботи елементів системи;
- обмеження на розміри, вагу та площу розміщення установок;
- нормативні вимоги щодо екології, шуму та електромагнітних впливів.

Збалансування критеріїв оптимальності та системних обмежень дозволяє створити ефективну, економічно доцільну і надійну енергетичну структуру, яка відповідає умовам конкретного об'єкта споживання. Результати аналізу таких параметрів формують базу для подальшої розробки математичної моделі оптимізації КЕЕС.

3.3 Розробка математичної моделі комплексної електроенергетичної системи з відновлювальними джерелами

Оптимізація роботи комплексної електроенергетичної системи (КЕЕС) ґрунтується на побудові математичної моделі, яка дозволяє визначити найраціональніше співвідношення між потужністю, структурою та режимами роботи окремих елементів енергетичного комплексу. Метою оптимізації є досягнення мінімальних сумарних витрат при забезпеченні необхідного рівня надійності та енергетичної ефективності.

Комплексна електроенергетична система, призначена для потреб підприємств малої потужності, ґрунтується на поєднанні кількох типів джерел енергії, що забезпечують стабільне і безперебійне живлення. Основу такої системи становить централізоване електропостачання від загальної

енергомережі, яке доповнюється вітровими (ВЕУ) та сонячними установками (СЕУ), що дозволяє ефективно використовувати відновлювані ресурси.

Крім того, в структурі передбачено дизельні електростанції (ДЕС), які виконують роль резервного або пікового джерела живлення, особливо у періоди низької сонячної активності чи слабого вітру. Для підвищення автономності та надійності системи застосовуються накопичувачі енергії — як електричні (акумуляторні батареї), так і теплові (теплоакумулятори), що дає змогу вирівнювати енергетичне навантаження, акумулювати надлишки енергії у години максимального вироблення та використовувати їх в моменти пікового споживання.

Додатково, сучасні комплексні системи оснащуються інтелектуальними системами керування, які автоматично розподіляють потоки енергії між джерелами залежно від поточних умов, забезпечуючи оптимальний енергобаланс, економію палива та мінімізацію втрат у процесі перетворення. Такий підхід дозволяє підвищити енергетичну ефективність підприємств, знизити залежність від зовнішніх постачальників електроенергії та сприяє розвитку сталого виробництва.

Вітроенергетичні (ВЕУ) та сонячні енергетичні установки (СЕУ) можуть функціонувати у паралельному, послідовному або змішаному (послідовно-паралельному) режимах роботи.

У паралельному режимі всі джерела — ВЕУ, СЕУ та дизельна електростанція (ДЕС) — одночасно виробляють електроенергію, забезпечуючи стабільне енергопостачання навіть при зміні зовнішніх умов. Така схема дозволяє зменшити навантаження на кожен окремий генератор, підвищити надійність та гнучкість системи.

При послідовному режимі джерела працюють по чергово, залежно від наявності відповідного енергетичного ресурсу — сонячного випромінювання, швидкості вітру або запасів палива. Наприклад, у денний час активуються СЕУ, при посиленні вітру — ВЕУ, а за нестачі природних

джерел — ДЕС. Такий підхід знижує споживання палива, але потребує точного прогнозування та автоматизованого управління.

Під час створення алгоритмів керування комплексною електроенергетичною системою (КЕЕС) виникає низка оптимізаційних завдань. До основних належать:

- раціональний розподіл навантаження між усіма джерелами,
- оптимізація процесів генерації вітрових, сонячних і дизельних установок,
- ефективне використання акумуляторів для зберігання надлишкової енергії,
- регулювання потоків потужності між локальною системою та центральною енергомережою.

Ефективність роботи таких систем визначається комплексом критеріїв оптимальності. Серед них — якість та стабільність електропостачання, економічні витрати на виробництво енергії, вартість утримання допоміжних джерел, а також екологічна безпечність.

До системи обмежень належать технічні параметри обладнання, допустимі рівні напруги та частоти, режими заряджання/розряджання акумуляторів, і навіть кліматичні умови, що впливають на ефективність ВЕУ та СЕУ.

Додатково, у сучасних КЕЕС дедалі частіше застосовують інтелектуальні системи керування (Smart Control Systems), які в режимі реального часу аналізують вироблення, споживання та прогнозують доступність відновлюваних ресурсів. Це дозволяє зменшити втрати енергії, підвищити стабільність роботи системи та продовжити ресурс обладнання.

Для постановки (формулювання) математичної задачі для системи АСКУЕ в КЕЕС з накопичувачами електричної і теплової енергії, використаємо метод змінних стану з позицій системного аналізу та теорії автоматичного управління.

Нехай система описується у вигляді дискретної (або неперервної) моделі стану. Виділимо чотири основні множини змінних:

1. Простір зовнішніх (вхідних) сигналів — наведемо як вектор $x(t)$. Він містить вимірювані або прогнозовані збурення і умови середовища, що не піддаються прямому керуванню:

$$x(t) = (x_1(t), x_2(t) \dots x_n(t)) \quad (3.1)$$

- (інсоляція, швидкість вітру, температура навколишнього середовища, доступність/потужність мережі, ціна палива, профіль навантаження тощо).

2. Простір вихідних (спостережуваних) сигналів — вектор $y(t)$, що відображає ключові величини, які система має забезпечити та контролювати:

$$y(t) = (y_1(t), y_2(t) \dots y_n(t)) \quad (3.2)$$

- (потужність, подана споживачам; імпорт/експорт з мережі; стан заряду акумуляторів; запас тепла; температура подачі тощо)

3. Простір керуючих дій (управління) — вектор $\alpha(t)$, рішення, які може змінювати автоматична система:

$$\alpha(t) = (\alpha_1(t), \alpha_2(t) \dots \alpha_n(t)) \quad (3.3)$$

- (установки потужності ДЕС, команди заряд/розряд акумуляторів, інверторні установки, керування пріоритетним навантаженням, клапани ТН чи циркуляції тощо)

4. Параметри системи налаштування активністю i -го елемента:

$$\beta(t) = \begin{pmatrix} \beta_{11}(t), & \beta_{12}(t) & \dots & \beta_{1n}(t) \\ \beta_{21}(t), & \beta_{22}(t), & \dots & \beta_{2n}(t) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \beta_{k1}(t), & \beta_{k2}(t), & \dots & \beta_{kn}(t) \end{pmatrix}. \quad (3.4)$$

- взаємозв'язок між елементами i та j .

При використанні наведеної класифікації структуру управління КЕЕС можна представити у вигляді схеми (рис. 3.2):

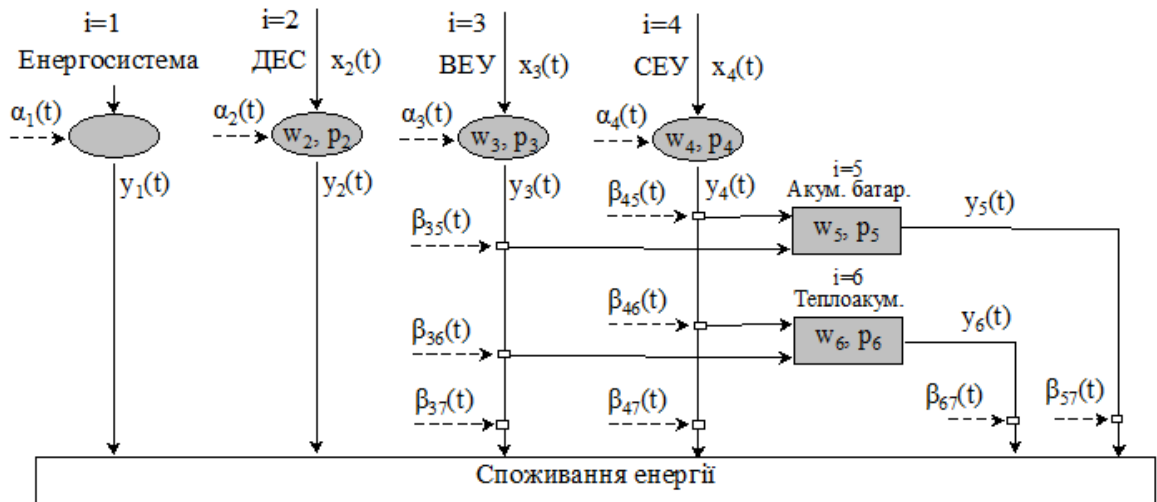


Рисунок 3.2 - Система управління КЕЕС з використанням АСКУЕ

Елементи КЕЕС, та їх позначення:

$i=1$ – енергосистема - центральне (зовнішнє) джерело живлення, яке може постачати або приймати електроенергію в мережу;

$i=2$ - дизельна електростанція (ДЕС) - резервне або основне джерело енергії на рідкому паливі; забезпечує стабільність у періоди відсутності вітру чи сонця;

$i=3$ - вітроенергетична установка (ВЕУ) - генерує електроенергію за рахунок кінетичної енергії вітру;

$i=4$ - сонячна енергетична установка (СЕУ) - перетворює сонячне випромінювання на електричну енергію;

$i=5$ - акумуляторна батарея (АБ) - зберігає надлишкову електроенергію та віддає її під час дефіциту генерації;

$i=6$ – теплоакумулятор (ТА) - накопичує теплову енергію, отриману від СЕУ, ДЕС або інших джерел, для подальшого використання;

$i=7$ - споживання енергії - електричні та теплові навантаження малої потужності;

$x_i(t)$ - *вхідний сигнал* i -го елемента системи (наприклад, потік енергії або керуюча дія, що надходить на елемент);

$y_i(t)$ - *вихідний сигнал* i -го елемента (електрична або тепла потужність, передана іншим елементам або споживачам);

p_i - *конструктивні та експлуатаційні параметри* елемента i : номінальна потужність, ККД, допустимі межі навантаження, швидкість реакції, коефіцієнти втрат тощо;

w_i - *функція-перетворювач*, що описує залежність між входом i виходом елемента i ;

$\alpha_i(t)$ - параметр активності елемента i , що відображає стан його роботи ($\alpha_i(t) = 1$ – елемент активний включений), $\alpha_i(t) = 0$ - елемент неактивний вимкнений));

$\beta_{ij}(t)$ - *параметр взаємозв'язку* між елементами i та j

($\beta_{ij}(t) = 1$ - зв'язок між елементами активний, $\beta_{ij}(t) = 0$ - зв'язок між елементами неактивний);

$z_5(t)$, $z_6(t)$ - *запаси енергії* відповідно в акумуляторній батареї (електрична енергія) $i=5$ та теплоакумуляторі (теплова енергія) $i=6$.

Для впровадження потенціалу створення математичної моделі КЕЕС вважаємо відомими:

а) взаємозв'язок між конструкційними та експлуатаційними характеристиками компонентів системи, їхніми системними сигналами на вході та системними сигналами на виході:

$$y_i(t) = w_i(x_i(t), p_i) \cdot \alpha_i(t) \quad i = 2, 3, 4; \quad (3.5)$$

$$\beta_{35}(t) + \beta_{36}(t) + \beta_{37}(t) = 1; \quad (3.6)$$

$$\beta_{45}(t) + \beta_{46}(t) + \beta_{47}(t) = 1. \quad (3.7)$$

б) обсяг потреби зовнішнього середовища в електроенергії- $S(t)$;

в) енергетичний баланс у компонентах $i=5$ та $i=6$:

$$z_{5 \min} \leq z_5(t) \leq z_{5 \max} , \quad (3.8)$$

$$z_{6 \min} \leq z_6(t) \leq z_{6 \max} , \quad (3.9)$$

$$z_5(t) = z_{50} + \int_{t_0}^T (\beta_{35}(t) \cdot y_3(t) + \beta_{45}(t) \cdot y_4(t)) dt - \int_{t_0}^T \beta_{57}(t) \cdot y_5(t) dt , \quad (3.10)$$

$$z_6(t) = z_{60} + \int_{t_0}^T (\beta_{36}(t) \cdot y_3(t) + \beta_{46}(t) \cdot y_4(t)) dt - \int_{t_0}^T \beta_{67}(t) \cdot y_6(t) dt . \quad (3.11)$$

Визначаємо умову однозначності інформації щодо системних сигналів на входах компонентів $i=2,3,4$:

$x_2(t) = q(t)$ - інтенсивність використання палива, потрібного для функціонування ДЕС;

$x_3(t) = v(t)$ - швидкість повітряного потоку в точці встановлення ВЕУ;

$x_4(t) = r(t)$ - інтенсивність випромінювання сонячної енергії в точці розташування СЕУ.

Системний вихід КЕЕС представляємо у вигляді адитивної функції $F(t)$:

$$F(t) = y_2(t) + \beta_{37}(t) \cdot y_3(t) + \beta_{47}(t) \cdot y_4(t) + \beta_{57}(t) \cdot y_5(t) + \beta_{67}(t) \cdot y_6(t) \quad (3.12)$$

КЕЕС працює як відкрита система для покриття потреб зовнішнього середовища, представлених функцією $S(t)$. Через керуючі дії та коливання вхідних параметрів можливі ситуації, коли $F(t)$ менше або більше $S(t)$. Система має забезпечувати такий режим, щоб різниця між $F(t)$ і $S(t)$ протягом роботи була якомога меншою, тобто:

$$\int_{t_0}^T (F(t) - S(t))^2 dt \rightarrow \min \quad (3.13)$$

Розширюємо систему співвідношень, вводючи оцінки витрат:

$c_i(t)$ — ціна одиниці ресурсу, необхідного для роботи елемента i ,

$c_i'(t)$ — приведені витрати на обслуговування i -го елемента під час його функціонування;

$c_i''(t)$ — приведені витрати на обслуговування i -го елемента в періоди простою.

Оцінка вартості електроенергії від енергосистеми:

$$c_1(t) = \begin{cases} C' \cdot K_{\Pi} & , \text{якщо } t \in T_{\Pi} \\ C' \cdot K_{\text{III}} & , \text{якщо } t \in T_{\text{III}} \\ C' \cdot K_{\text{H}} & , \text{якщо } t \in T_{\text{H}} \end{cases} = C' \cdot (K_{\Pi} + K_{\text{III}} + K_{\text{H}}), \quad (3.14)$$

$\forall t \in T_{\Pi} \quad \forall t \in T_{\text{III}} \quad \forall t \in T_{\text{H}}$

де C' - тарифна ставка, K_{Π} - коефіцієнт тарифу у піковий часовий проміжок T_{Π} , K_{III} - коефіцієнт тарифу у напівпіковий проміжок T_{III} , K_{H} - коефіцієнт тарифу у нічний проміжок T_{H} .

Враховуючи витратні оцінки та припущення, що ресурси для елементів $i=3$ (вітер) і $i=4$ (сонячне випромінювання) не мають вартості ($c_3(t)=0$, $c_4(t)=0$), визначаємо загальні витрати $v_1(T)$, $v_2(T)$, $v_3(T)$, $v_4(T)$ на забезпечення роботи відповідно енергосистеми, ДЕС, ВЕУ та СЕУ протягом проміжку $[t_0, T]$ як ті, що найбільше впливають на фінансову ефективність КЕЕС у цілому:

$$v_1(T) = \int_{t_0}^T c_1(t) \cdot \alpha_1(t) dt, \quad (3.15)$$

$$v_2(T) = \int_{t_0}^T (c_2'(t) + c_2(t)) \cdot \alpha_2(t) \cdot q(t) dt + \int_{t_0}^T (1 - \alpha_2(t)) \cdot c_2''(t) dt, \quad (3.16)$$

$$v_3(T) = \int_{t_0}^T (c_3'(t) \cdot y_3(t)) dt + \int_{t_0}^T (1 - \alpha_3(t)) \cdot c_3''(t) dt, \quad (3.17)$$

$$v_4(T) = \int_{t_0}^T (c_4'(t) \cdot y_4(t)) dt + \int_{t_0}^T (1 - \alpha_4(t)) \cdot c_4''(t) dt. \quad (3.18)$$

Разом витрати:

$$V(T) = v_1(T) + v_2(T) + v_3(T) + v_4(T) \rightarrow \min \quad (3.19)$$

Система рівнянь (3.1)–(3.19) формує математичну модель, яка описує поведінку КЕЕС як відкритої системи, керованої параметрами $\alpha_i(t)$ і $\beta_{ij}(t)$. Модель належить до нелінійних і включає як неперервні, так і розривні функції, одинадцять з яких є невідомими. Вона двокритеріальна: обидва критерії (3.13) та (3.19) представлені інтегралами за кінцевий проміжок часу, які слід мінімізувати.

Розв'язання подібних задач у загальному випадку не встановлено, тому отриману модель потрібно привести до форми, придатної для застосування відомих методів, алгоритмів та програмних засобів. Для цього використаємо адитивну властивість інтегралу:

$$\int_{t_0}^T f(t)dt = \sum_{m=1}^M \int_{t_{m-1}}^{t_m} f(t)dt = \sum_{m=1}^M f_m \cdot (t_m - t_{m-1}) = \sum_{m=1}^M f_m \cdot \Delta t \quad (3.20)$$

Отже, якщо період роботи системи розділити на рівні ділянки тривалістю Δt (яку можна прийняти за одиницю — рік, квартал, місяць, тиждень, день, годину тощо) та замінити функції їх середніми значеннями на кожному проміжку, то вихідну математичну модель можна переписати в іншій формі, а саме:

$$y_{2m} = w_2(q_m, p_2) \cdot \alpha_{2m}, \quad (3.21)$$

$$y_{3m} = w_3(v_m, p_3) \cdot \alpha_{3m}, \quad (3.22)$$

$$y_{4m} = w_4(r_m, p_4) \cdot \alpha_{4m}, \quad (3.23)$$

$$\beta_{35m} + \beta_{36m} + \beta_{37m} = 1, \quad (3.24)$$

$$\beta_{45m} + \beta_{46m} + \beta_{47m} = 1, \quad (3.25)$$

$$z_{5\min} \leq z_{5m} \leq z_{5\max}, \quad (3.26)$$

$$z_{6\min} \leq z_{6m} \leq z_{6\max}, \quad (3.27)$$

$$z_{5m} = z_{50} + \sum_{m=1}^M (\beta_{35m} \cdot y_{3m} + \beta_{45m} \cdot y_{4m} - \beta_{57m} \cdot y_{5m}), \quad (3.28)$$

$$z_{6m} = z_{60} + \sum_{m=1}^M (\beta_{36m} \cdot y_{3m} + \beta_{46m} \cdot y_{4m} - \beta_{67m} \cdot y_{6m}), \quad (3.29)$$

$$\sum_{m=1}^M (y_{2m} + \beta_{37m} \cdot y_{3m} + \beta_{47m} \cdot y_{4m} + \beta_{57m} \cdot y_{5m} + \beta_{67m} \cdot y_{6m} - S_m)^2 \rightarrow \min, \quad (3.30)$$

$$\sum_{m=1}^M (c_{1m} \cdot \alpha_{1m} + (c_{2m}' + c_{2m}) \cdot \alpha_{2m} \cdot q_m + (1 - \alpha_{2m}) \cdot c_{2m}'' + c_{3m}' \cdot y_{3m} + (1 - \alpha_{3m}) \cdot c_{3m}'' + c_{4m}' \cdot y_{4m} + (1 - \alpha_{4m}) \cdot c_{4m}'') \rightarrow \min. \quad (3.31)$$

Отримано дискретну модель (3.21–3.31) з двокритеріальною оптимізацією — (3.30) і (3.31), причому перший критерій (3.30) має нелінійний характер. Модель включає $12 \cdot M$ невідомих величин: $\alpha_{1m}, \alpha_{2m}, \alpha_{3m}, \alpha_{4m}, \beta_{35m}, \beta_{36m}, \beta_{37m}, \beta_{45m}, \beta_{46m}, \beta_{47m}, y_{5m}, y_{6m}$, де $m = 1 \dots M$; $4 \cdot M$ нерівностей — (вирази 3.26–3.29); та $2 + 3 \cdot M$ рівнянь — (вирази 3.21–3.25).

Рівняння застосовуємо для спрощення моделі. Функції w_i характеризують здатність ДЕС, ВЕУ та СЕУ перетворювати енергію з ресурсу (вхід) у вихідний потік, враховуючи втрати через коефіцієнт корисної дії η_i та конструктивні параметри d_i . Для ВЕУ це може бути площа лопатей, а для СЕУ — площа панелей. Враховуючи останнє, маємо:

$$y_{2m} = k_2 \cdot d_2 \cdot q_m \cdot \alpha_{2m}, \quad (3.32)$$

$$y_{3m} = k_3 \cdot d_3 \cdot v_m \cdot \alpha_{3m}, \quad (3.33)$$

$$y_{4m} = k_4 \cdot d_4 \cdot r_m \cdot \alpha_{4m} . \quad (3.34)$$

Також проводимо критеріальне об'єднання, зводячи два показники до одного за допомогою коефіцієнта «переваги» g ($g \in [0,1]$), що відображає відносну важливість одного критерію щодо іншого: якщо $K_1 \rightarrow$ мінімум і $K_2 \rightarrow$ мінімум, розглядається новий критерій $g \cdot K_1 + (1-g) \cdot K_2 \rightarrow$ мінімум, де g визначає пріоритет K_1 над K_2 . У такому вигляді модель стає простішою для аналізу:

$$\beta_{35m} + \beta_{36m} + \beta_{37m} = 1; \quad (3.35)$$

$$\beta_{45m} + \beta_{46m} + \beta_{47m} = 1; \quad (3.36)$$

$$z_{5\min} \leq z_{50} + \sum_{m=1}^M (\beta_{35m} \cdot k_3 \cdot d_3 \cdot v_m \cdot \alpha_{3m} + \beta_{45m} \cdot k_4 \cdot d_4 \cdot r_m \cdot \alpha_{4m} - \beta_{57m} \cdot y_{5m}) \leq z_{5\max} \quad (3.37)$$

$$z_{6\min} \leq z_{60} + \sum_{m=1}^M (\beta_{36m} \cdot k_3 \cdot d_3 \cdot v_m \cdot \alpha_{3m} + \beta_{46m} \cdot k_4 \cdot d_4 \cdot r_m \cdot \alpha_{4m} - \beta_{67m} \cdot y_{6m}) \leq z_{6\max} \quad (3.38)$$

$$g \cdot \sum_{m=1}^M (k_2 \cdot d_2 \cdot q_m \cdot \alpha_{2m} + \beta_{37m} \cdot k_3 \cdot d_3 \cdot v_m \cdot \alpha_{3m} + \beta_{47m} \cdot k_4 \cdot d_4 \cdot r_m \cdot \alpha_{4m} + \beta_{57m} \cdot y_{5m} + \beta_{67m} \cdot y_{6m} - S_m)^2 + (1-g) \sum_{m=1}^M (c_{1m} \cdot \alpha_{1m} + (c_{2m}' + c_{2m}) \cdot \alpha_{2m} \cdot q_m + (1-\alpha_{2m}) \cdot c_{2m}'' + c_{3m}' \cdot k_3 \cdot d_3 \cdot v_m \cdot \alpha_{3m} + (1-\alpha_{3m}) \cdot c_{3m}'' + c_{4m}' \cdot k_4 \cdot d_4 \cdot r_m \cdot \alpha_{4m} + (1-\alpha_{4m}) \cdot c_{4m}'') \rightarrow \min . \quad (3.39)$$

Оцінку масштабності задачі визначення невідомих у отриманій моделі надає таблиця 3.1.

Таблиця 3.1 - Обсяг невідомих та обмежень у моделі.

Параметр	Розбиття за місяцями	Розбиття за днями	Розбиття за годинами	Розбиття за хвилинами
Кількість невідомих	132,0	330,0	264,0	660,0
Кількість обмежень	26,0	64,0	52,0	128,0
Тип критерію	Не лінійний	Не лінійний	Не лінійний	Не лінійний

Для оптимального багатокритеріального розподілу виробленої електроенергії між різними джерелами (енергосистема, СЕУ, ВЕУ, ДЕС) проведемо порівняльну оцінку собівартості.

На сучасних вітроустановках вартість 1 кВт·год на перший рік експлуатації становить 5 центів (2 грн.), зменшуючись протягом семи років до 2 центів (80 коп.). Обсяг виробленої енергії та її ціна залежать від швидкості вітру та енергетичного потенціалу регіону.

Світові тенденції розвитку сонячної енергетики з новими напівпровідниковими матеріалами та вдосконаленими фотоелектричними модулями передбачають підвищення ККД до 26–30 % та значне зниження вартості СЕУ. Зменшення ціни 1 Вт до 0,2 \$ у Європі в сонячній енергетиці є реальною альтернативою тепловим електростанціям, а для України цей поріг сягнув 0,34 \$ за 1 Вт.

З огляду на нинішні показники вартості вироблення електроенергії на СЕУ, наявність таких систем у виробника в моделі оптимізації передбачає обов'язкове використання їх потенціалу.

Враховуючи що, на підприємствах малої потужності в якості резервного джерела живлення установлені ДЕС, їх також можна використати для вироблення електроенергії у пікові зони доби. Розрахунки собівартості вироблення електроенергії ДЕС, виконані при питомих втратах палива 260–280 гр/кВт·год при вартості дизельного палива 5600 грн/т та діапазону потужностей ДЕС від 10 до 100 кВт, дали змогу визначити вартість 1кВт/год (12,5–22,5 грн).

Порівняльні показники вартості електроенергії від енергосистеми, ВЕУ та ДЕС наведені на рис. 3.3.

При моделюванні ресурсів КЕЕС враховано вітровий і сонячний потенціал Центрального регіону України та добові профілі вироблення енергії ВЕУ і СЕУ (рис. 3.4).

Комп'ютерне моделювання оптимізаційної моделі виконано для КЕЕС підприємства з максимальним добовим навантаженням 100 кВт, потужністю СЕУ 10 кВт, ВЕУ 20 кВт та ДЕС 30 кВт.

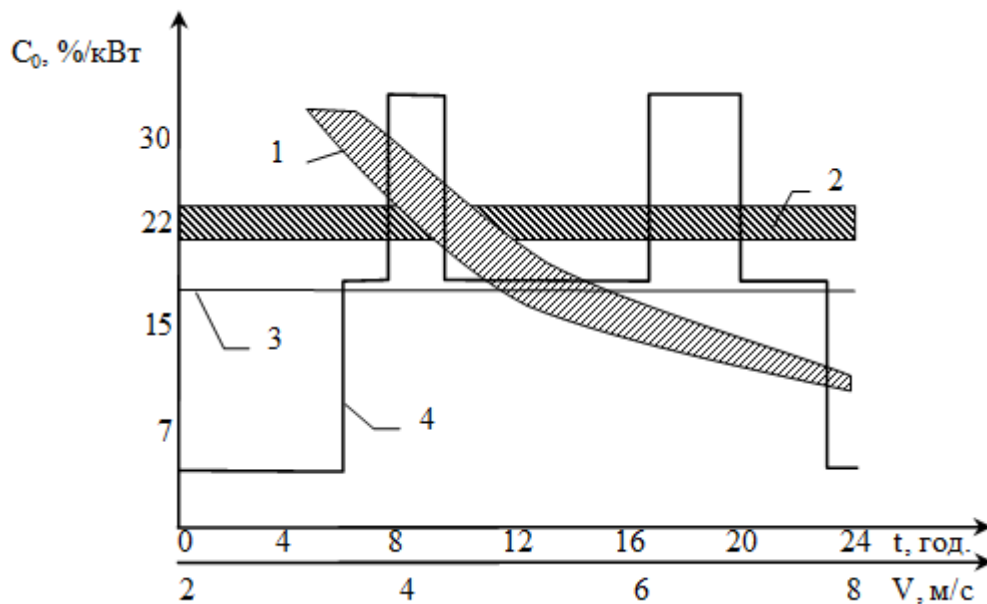


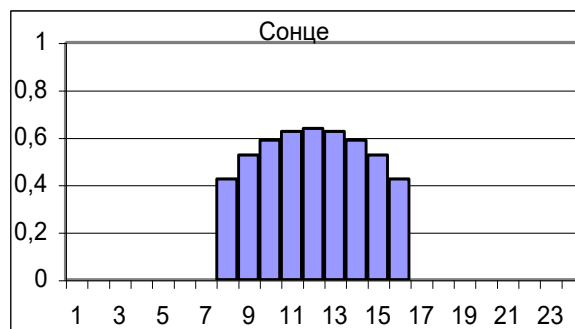
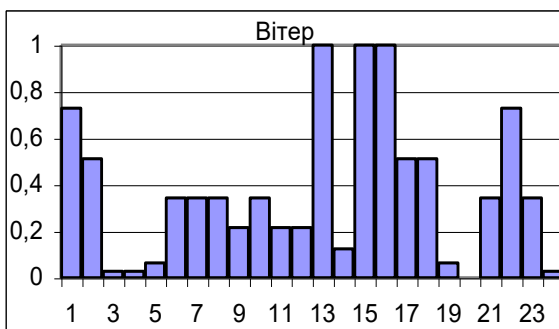
Рисунок 3.3 - Порівняльні показники вартості електроенергії, виробленої різними джерелами:

1 — ціна електроенергії, виробленої ВЕУ; 2 — ціна електроенергії, виробленої ДЕС; 3, 4 — ціна електроенергії з енергосистеми за фіксованим тарифом та тарифами реального часу малопотужних споживачів.

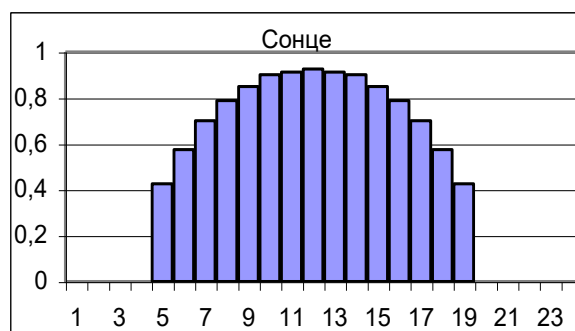
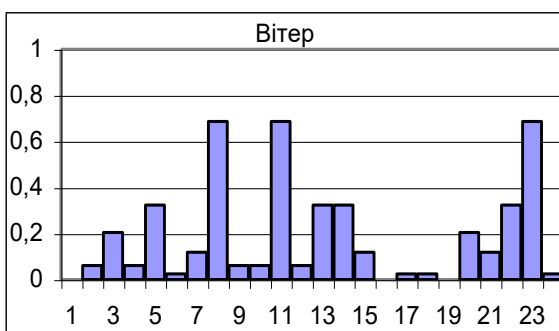
При одночасній роботі ВЕУ, СЕУ, ДЕС та енергосистеми, алгоритм керування залежно від вітрових умов, сонячної радіації в регіоні та тарифів реального часу здійснює перерозподіл електроспоживання низькопотужного виробництва протягом доби між різними джерелами (рис. 3.5).

Моделювання показало, що за запропонованих параметрів КЕЕС основну частку електроенергії постачає енергосистема. Водночас ВЕУ, СЕУ та ДЕС забезпечують значний обсяг електроенергії у пікових та напівпікових годинах з високими тарифними коефіцієнтами, що суттєво знижує витрати на електроенергію з енергосистеми. У літній період ВЕУ та ДЕС покривають понад 85% потреб споживача у піковий час, а при додатковому залученні СЕУ цей показник зростає до 95% і більше.

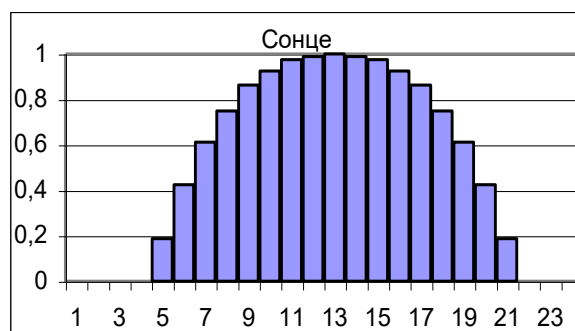
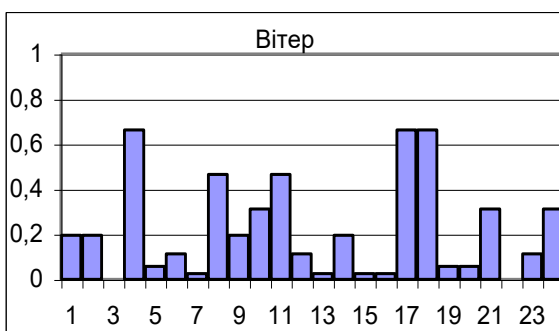
Зима



Весна



Літо



Осінь

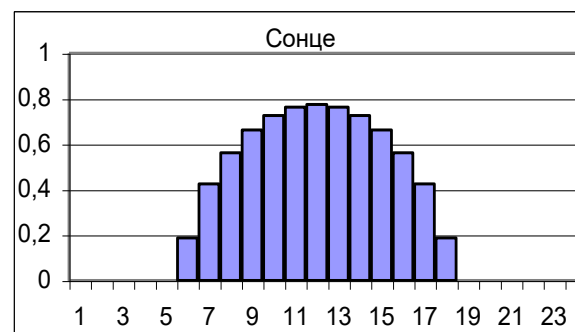
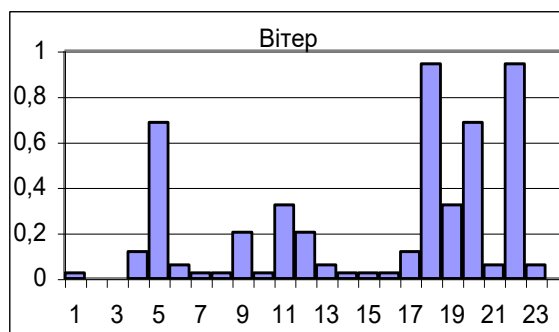


Рисунок 3.4 - Добові криві відносного вироблення електроенергії ВЕУ та СЕУ для Центрального регіону України.

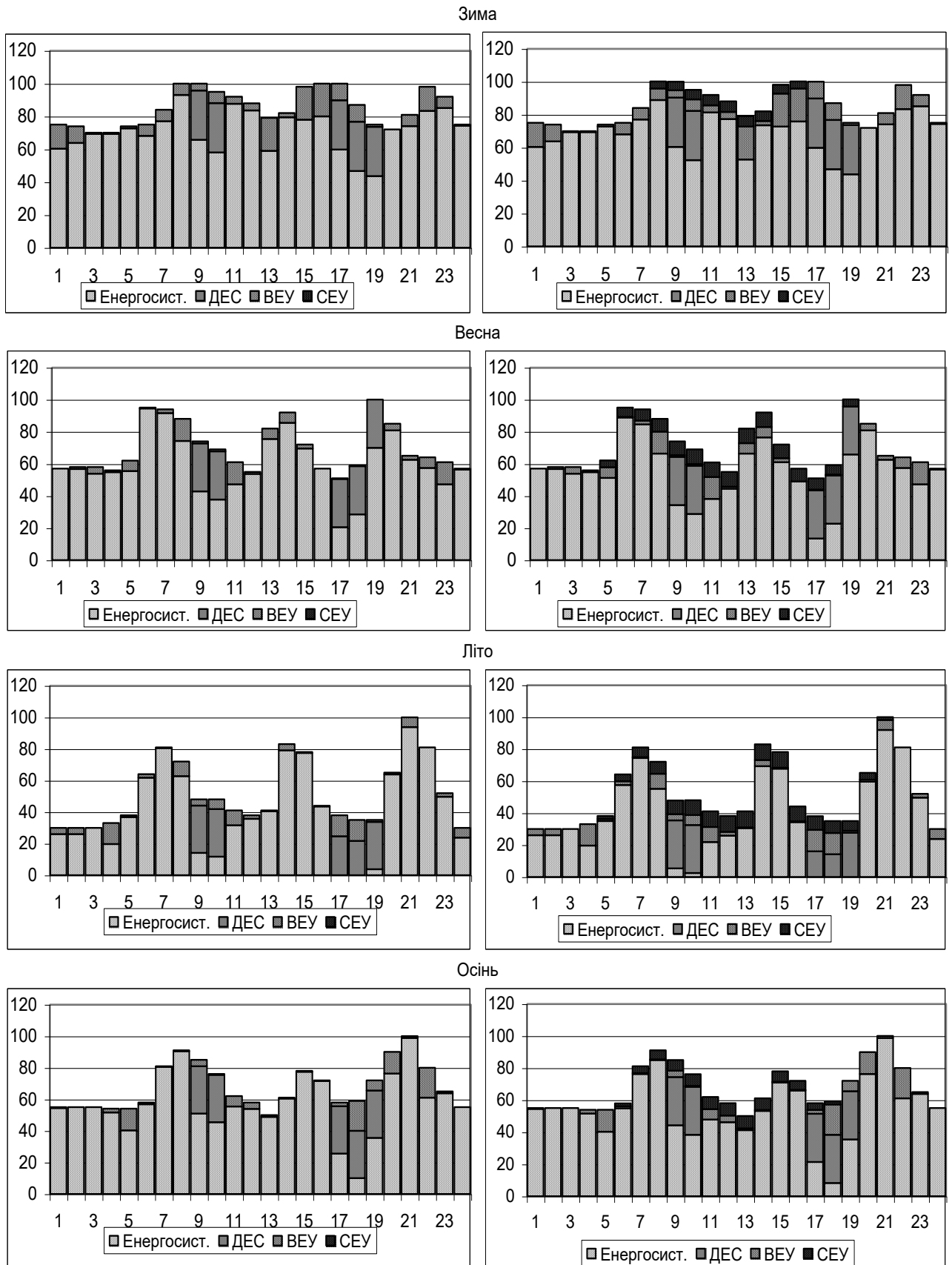


Рисунок 3.5 - Діаграми генерації та використання електроенергії в технологічних процесах малопотужного виробництва

Висновки

Проблема оптимального визначення якісного та кількісного складу енергосистеми виникає через можливість забезпечення одного об'єкта різними джерелами. Для подолання цієї складності доцільно розробити універсальну методику побудови таких систем та застосувати відповідні технічні засоби для спрощення розрахунків і аналізу результатів обрання обладнання.

У роботі проведено оцінку вартості комбінованих систем. Зокрема, порівнювались блоки систем із генератором (сонячні, вітрові та вітро-сонячні) та аналогічні конфігурації без генератора. Розрахунки показали, що серед систем без генератора з двигуном внутрішнього згоряння найекономічнішою виявилась КЕЕС, яка включала ВЕУ, СЕУ та акумулятори.

У складі КЕЕС із генератором можливі різні варіанти. Основними компонентами залишаються ВЕУ і СЕУ. Однак при виключенні СЕУ система виявляється дешевшою за всіма показниками — як за вартістю 1 кВт·год, так і за загальною ціною комплексу. Тому для конфігурацій із генератором оптимальною виявилась КЕС, що містила ВЕУ, генератор та акумулятори.

Оскільки вітер і сонячна енергія нестабільні, а генератор компенсує їх нестачу, розрахунки підтвердили економічну перевагу систем із генератором.

Розділ 4. Розробка автоматизованої системи контролю та управління енергопроцесами в комбінованих системах електропостачання

АСКУЕ підприємства, окрім функцій обліку та контролю споживання енергії, має забезпечувати керування технологічними процесами як споживання, так і генерації електроенергії з відновлюваних джерел. Її структура повинна включати вимірювально-інформаційний комплекс, підсистеми аналізу потоків даних, розпізнавання добових графіків електронавантажень, а також моделювання, прогнозування й управління енергоспоживанням.

4.1 Архітектура автоматизованої системи контролю та управління електроспоживанням

При сучасному стані в енергетиці особливої актуальності набуває точний контроль і облік електроенергії. Рівень достовірності даних визначається якістю застосованих вимірювально-інформаційних засобів.

Системи електропостачання малих підприємств мають ієрархічну, розподілену структуру, яка відображає специфіку технологічних процесів галузі. Це потребує створення багаторівневої системи моніторингу та керування електроспоживанням.

Початковим етапом є впровадження засобів оперативного контролю й автоматизованого обліку енергоресурсів у режимі реального часу, що забезпечує підвищення енергоефективності і зниження втрат у мережі.

Ефективне вирішення завдань контролю та обліку енергоспоживання у сільському господарстві потребує створення і дослідження математичних моделей автоматизованих систем керування енергоресурсами. Отримані дані дозволяють простежити зміну споживання електроенергії протягом доби,

тижня чи місяця й використовуються як база для подальшої оптимізації режимів роботи системи через АСКУЕ.

Структуру запропонованої системи моніторингу енергоспоживання наведено на Рис. 4.1, де:

ВП — перетворювачі вимірюваних параметрів;

КК — вузли первинного контролю;

n_i — кількість ВП у межах i -го КК;

m — загальна кількість комплексів;

СЗ — модуль збору й опрацювання даних.

Перші два рівні вимірювальної підсистеми (Рис. 4.2) містять трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН), окремі лічильники електроенергії (ЛЕ), пристрої перетворення сигналів у послідовність імпульсів (П), комунікаційні лінії (ЛЗ) та комплекси контролю параметрів (КК).

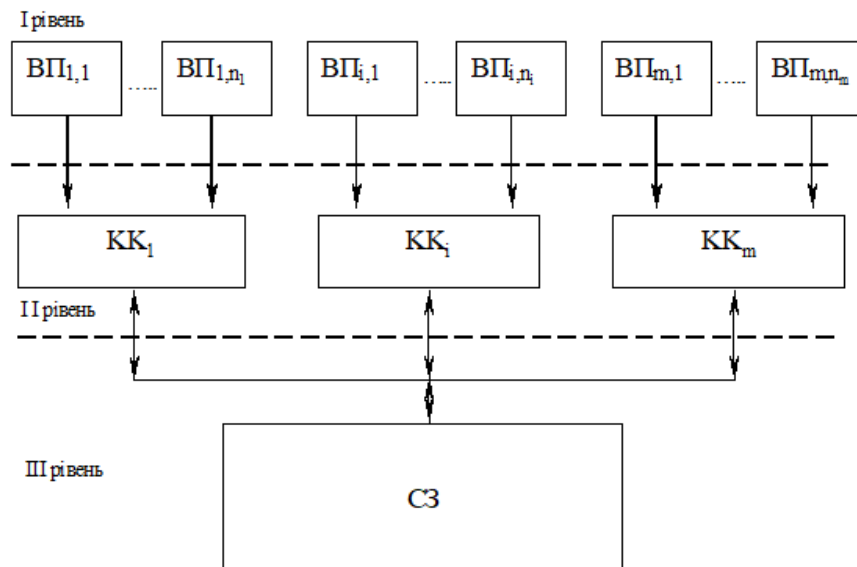


Рисунок 4.1- Структурна схема системи моніторингу параметрів електроспоживання

Енерговитрати подаються в вигляді імпульсного потоку, кількість імпульсів якого пропорційна спожитій електроенергії. Пристрої типу П виконують число-імпульсне перетворення потужності та обсягів споживання.

Отримані сигнали передаються каналами зв'язку до блоку КК, де здійснюється їх накопичення й обробка.

Достовірність отриманих даних залежить від частоти надходження імпульсів і часових інтервалів, в межах яких виконується збирання інформації.

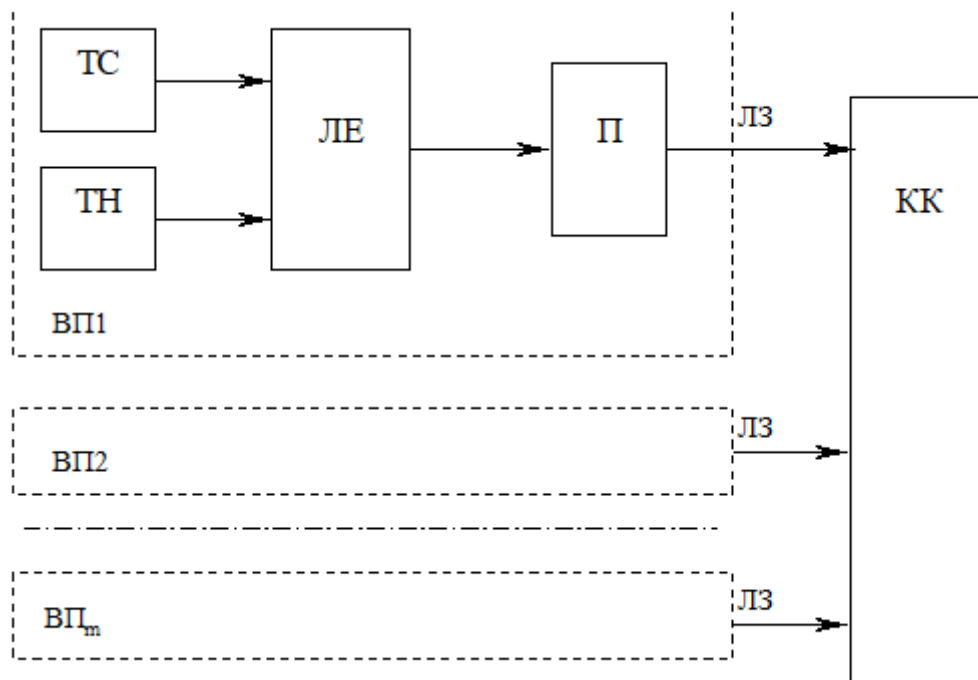


Рисунок 4.2- Схема отримання та обробки первинних даних

Оцінка точності обліку електроенергії у фіксовані інтервали часу ускладнюється тим, що частота імпульсів залежить від кутової швидкості обертання диска електrolічильника, обмеженої навантаженням та передавальним коефіцієнтом K лічильника, що може призводити до значної похибки.

Кожен імпульс відповідає сталому енергетичному квантові, який визначається як:

$$K = \int_0^T p(t) dt, \quad (4.1)$$

де $p(t)$ - потужність у момент часу t .

З урахуванням трансформаційних коефіцієнтів трансформаторів струму та напруги вираз (4.1) набуває вигляду:

$$K = K_{TC} \cdot K_{TH} \cdot \int_0^{\tau} p(t) dt = C \cdot K_{TC} \cdot K_{TH}, \quad (4.2)$$

де C — вартість одного імпульсу у кВт·год, обернено пропорційна кількості імпульсів на 1 кВт·год.

Сутність число-імпульсних систем полягає у перетворенні потужності та витрат енергії у послідовність імпульсних сигналів, які передаються по комунікаційних лініях до приймача. При цьому тривалість кожного імпульсу залишається незмінною, змінюється лише інтервал між ними, що відображає величину спожитої енергії (Рис. 4.3).

Похибка контролю визначається частотою імпульсів і тривалістю контрольного інтервалу τ . Для кожного проміжку τ_i її можна розрахувати за наступною формулою:

$$\sigma = \frac{W_{\tau}^i - \Delta W_{\tau}^{i-1} + \Delta W_{\tau}^i}{W_{\tau}^i} \cdot 100\%, \quad (4.3)$$

де W_{τ_i} — обсяг енергії, спожитої в інтервалі τ_i ;

$\Delta W_{\tau_{i-1}}$ — витрати енергії між закінченням останнього імпульсу попереднього інтервалу τ_{i-1} і початком τ_i ;

ΔW_{τ_i} — витрати енергії від завершення останнього імпульсу τ_i до початку наступного інтервалу τ_{i+1} .

Максимальна похибка обліку енергії визначається за відповідною формулою:

$$\sigma_{\max} = \frac{K}{W_{\tau}^i} \cdot 100\%. \quad (4.4)$$

Зменшити похибку обліку можна шляхом підвищення частоти перетворення вхідних сигналів, водночас знижуючи коефіцієнт передачі K . Проте для кожного типу лічильника цей коефіцієнт є сталим.

Інформаційний потік споживаної електроенергії формується як послідовність прямокутних імпульсів однакової величини (рівної одиниці) з випадковою кількістю за одиницю часу. Час появи імпульсів є випадковою величиною та підкоряється закону Пуассона.

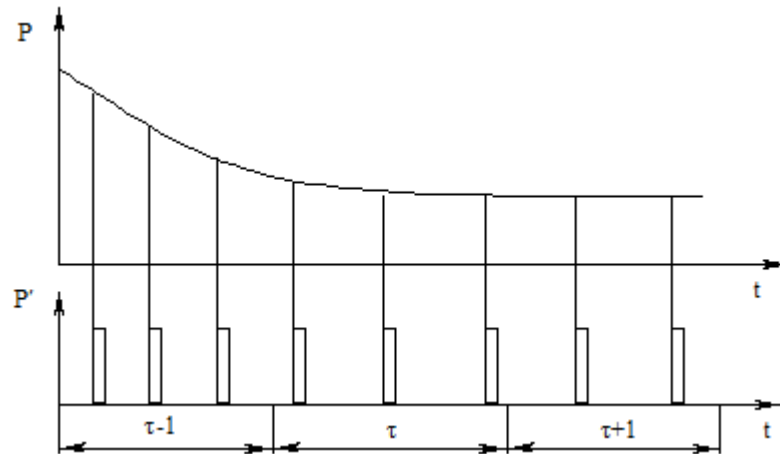


Рисунок 4.3 - Аналіз похибки обліку електроспоживання на виході лічильників

Ймовірність надходження N імпульсів з лічильника протягом часу t визначається відповідною статистичною формулою:

$$P_i(N) = \frac{(\lambda t)^N}{N!} e^{-\lambda t} \quad (4.5)$$

Головним показником інформаційного потоку є інтенсивність λ , що визначає середню кількість імпульсів, переданих за одиницю часу:

$$\tilde{\lambda} = N_{cp} = N / t. \quad (4.6)$$

Математичне очікування та дисперсія за проміжок часу t обчислюються по відповідним формулам:

$$M[\tilde{\lambda}] = M\left(\frac{N}{t}\right),$$

$$D[\tilde{\lambda}] = D\left(\frac{N}{t}\right).$$
(4.7)

З огляду на те, що середнє число імпульсів, розподілених за законом Пуассона, визначається так:

$$M[N] = \lambda t$$
(4.8)

Дисперсія при цьому дорівнює своєму математичному очікуванню:

$$D[N] = M[N] = \lambda t.$$
(4.9)

Отже, формули (4.7) набудуть вигляду:

$$M[\tilde{\lambda}] = \frac{1}{t} M[N] = \frac{1}{t} \lambda t = \lambda,$$

$$D[\tilde{\lambda}] = \frac{1}{t^2} D\left[\frac{N}{t}\right] = \frac{1}{t^2} \lambda t = \lambda / t$$
(4.10)

Обчислимо середнє квадратичне відхилення та його відносне значення:

$$\sigma[\tilde{\lambda}] = \sqrt{D[\tilde{\lambda}]} = \frac{\sqrt{\lambda}}{\sqrt{t}} = \frac{\sqrt{N}}{t},$$
(4.11)

$$\frac{\sigma(N_{ср})}{N_{ср}} = \frac{\frac{\sqrt{N}}{t}}{N} = \frac{1}{N}.$$
(4.12)

З формул (4.11, 4.12) випливає, що точність оцінки інтенсивності потоку імпульсів зростає із збільшенням числа імпульсів і тривалості облікового інтервалу t .

Через нерівномірність надходження імпульсів виникає похибка. Як показано на Рис. 4.3, два послідовні імпульси можуть розділятися коротким

або значним проміжком часу залежно від випадкового характеру електроспоживання.

Оскільки для обробки сигналів комплексом первинної обробки (КК) потрібен час T , частина імпульсів, що надійшли протягом цього інтервалу, може бути пропущена.

Підставивши T як нову змінну у вираз (4.5), можна визначити ймовірність надходження N імпульсів за цей проміжок часу:

$$P(N, T) = \frac{(\lambda T)^N}{N!} e^{-\lambda T} \quad (4.13)$$

Ймовірність пропуску імпульсів під час обробки сигналів визначається так :

$$P(T) = \sum_{N=1}^{\infty} P(N, T) = 1 - e^{-\lambda T} \quad (4.14)$$

Середня кількість пропущених імпульсів за проміжок часу T :

$$m(T) = \sum_{N=1}^{\infty} NP(N, T) = \lambda T \quad (4.15)$$

У комплексі первинної обробки сигналів застосовано інформаційний буфер, що значно знижує втрати даних. Для однобітного буфера ймовірність пропуску імпульсів і середня кількість втрачених сигналів обчислюється за формулою:

$$P(T) = \sum_{N=1}^{\infty} P(N, T) = 1 - P(0, T) - P(1, T) = 1 - e^{-\lambda T} - \lambda T e^{-\lambda T} , \quad (4.16)$$

$$m(T) = \sum_{N=1}^{\infty} (N-1)P(N, T) = \sum_{N=1}^{\infty} NP(N, T) - \sum_{N=1}^{\infty} P(N, T) = \lambda T - 1 + e^{-\lambda T} \quad (4.17)$$

На Рис. 4.4 наведено залежність втрат даних, обчислену за формулами (4.15, 4.17).

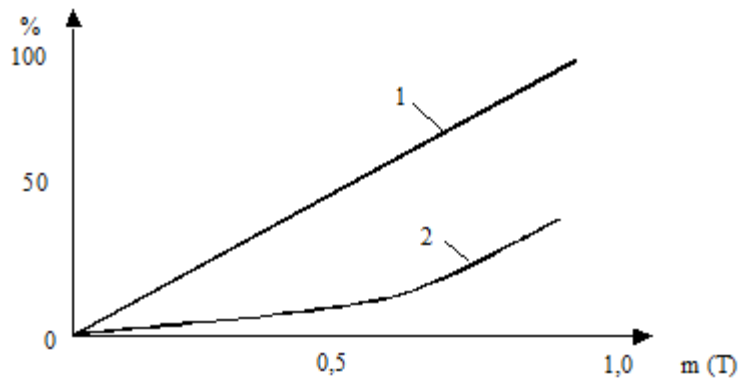


Рисунок 4.4 - Залежності втрат інформації (1 - без буфера, 2 - з однобітним буфером)

4.2 Структура та апаратне забезпечення програмно-технічного комплексу АСКУЕ

4.2.1 Вимоги до програмно-технічного комплексу АСКУЕ для підприємств малої потужності.

При формуванні вимог враховують технічні характеристики обладнання та діючі нормативні документи.

ПТК АСКУЕ має забезпечувати:

1. Надійність та точність даних.
2. Потокове збереження інформації про енергоспоживання.
3. Розрахунки за тарифами реального часу.
4. Моніторинг стану технологічних процесів.
5. Визначення та подачу керуючих сигналів.
6. Інтеграцію з системами вищого рівня та обмін даними через послідовні канали.
7. Стійкість до перешкод, відновлення після відключень і збереження даних.

Для коректного обліку за диференційованими тарифами система повинна мати автономний годинник реального часу, який підтримує календар та переходи на літній та зимовий час при перебоях живлення.

При інтеграції АСКУЕ до автоматизованої системи вищого рівня необхідно забезпечити обмін даними між підсистемами через послідовний інтерфейс або мережевий контролер. Ці вимоги визначають апаратну конфігурацію комплексу та його загальну архітектуру.

4.2.2 Обґрунтування та формування апаратної конфігурації програмно-технічного комплексу АСКУЕ

Через високі вимоги до апаратної частини, складність периферії та великий обсяг обчислень, використання однокристальних мікроконтролерів як центрального процесора є обмеженим.

Тому для ПТК АСКУЕ обрана система на базі мікропроцесора, що забезпечує сумісність з різноманітним основним і периферійним обладнанням та стандартним програмним забезпеченням для цього класу систем (Рис. 4.5).

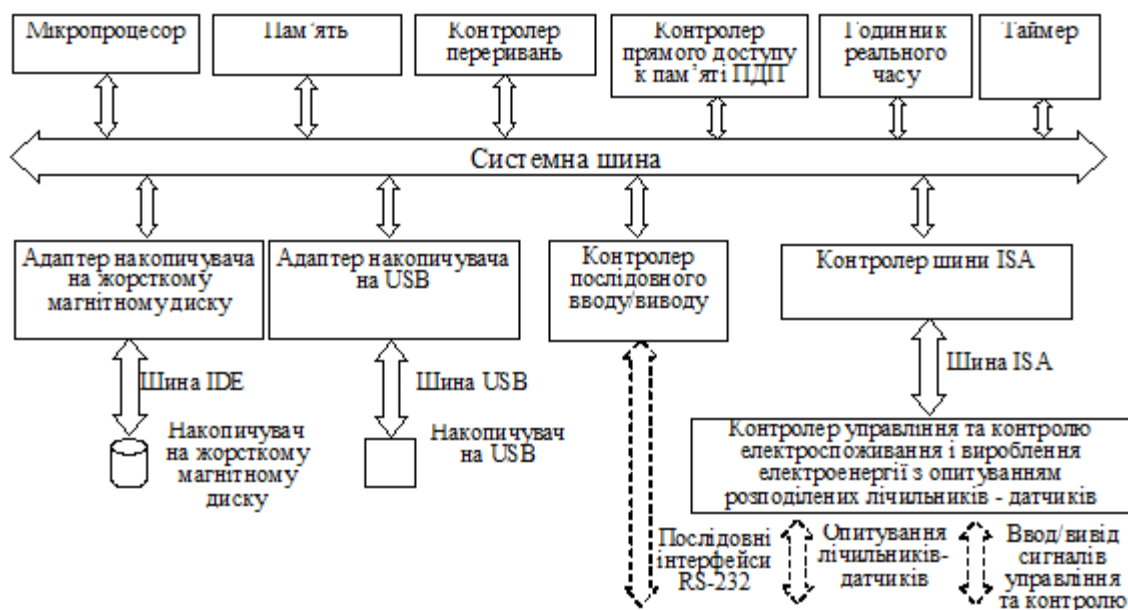


Рисунок 4.5 - Структурна схема апаратного забезпечення програмно-технічного комплексу АСКУЕ

Використання стандартної інтегрованої материнської плати для процесора забезпечує низькі витрати та сумісність із сучасною периферією і

програмним забезпеченням, що за показником «ціна/якість» значно перевершує однокристальні мікроконтролери.

Для організації вводу/виводу та опитування матриці лічильників і датчиків використовується спеціалізований контролер. Підключення до ПТК АСКУЕ можливе через різні стандартні інтерфейси: послідовний, паралельний порт, шини ISA, PCI або USB.

Порівняльні характеристики інтерфейсів, їхні переваги та обмеження наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1- Інтерфейси для підключення периферії

Тип інтерфейсу	Переваги	Недоліки
Послідовний RS-232 (послідовний порт)	Стандартизований, дозволяє розташовувати контролер на відстані від ПТК.	Низька швидкість, потребує спеціальної мікросхеми вводу/виводу
RS-485 (паралельний порт)	Стандартизований, швидше за RS-232	Ускладнене підключення пристроїв, порт оптимізований для друку
ISA	Висока швидкість, доступ до ресурсів системи, простота програмування без додаткових мікросхем	Менша швидкість, ніж PCI; слабка підтримка Plug&Play
PCI	Вища швидкість, повний доступ до системних ресурсів	Потребує спеціалізованих контролерів, складність реалізації та програмування
USB	Висока швидкість передачі	Необхідні спеціалізовані контролери, складність технічної реалізації

Найбільш доступним та функціональним інтерфейсом обрана шина ISA для реалізації контролера вводу/виводу.

Програмно-технічний комплекс АСКУЕ містить ПЕОМ з ISA та додатковий контролер (Рис. 4.6), який працює у 8-бітному режимі програмної адресації портів вводу/виводу.

Контролер включає дві мікросхеми паралельного вводу/виводу KP580BB55, шинний формувач, схему дешифрування базової адреси та ключові електричні схеми.

Доступ до портів здійснюється процесором через програмний ввід/вивід, а операції в реальному часі виконуються за допомогою переривань від таймера.

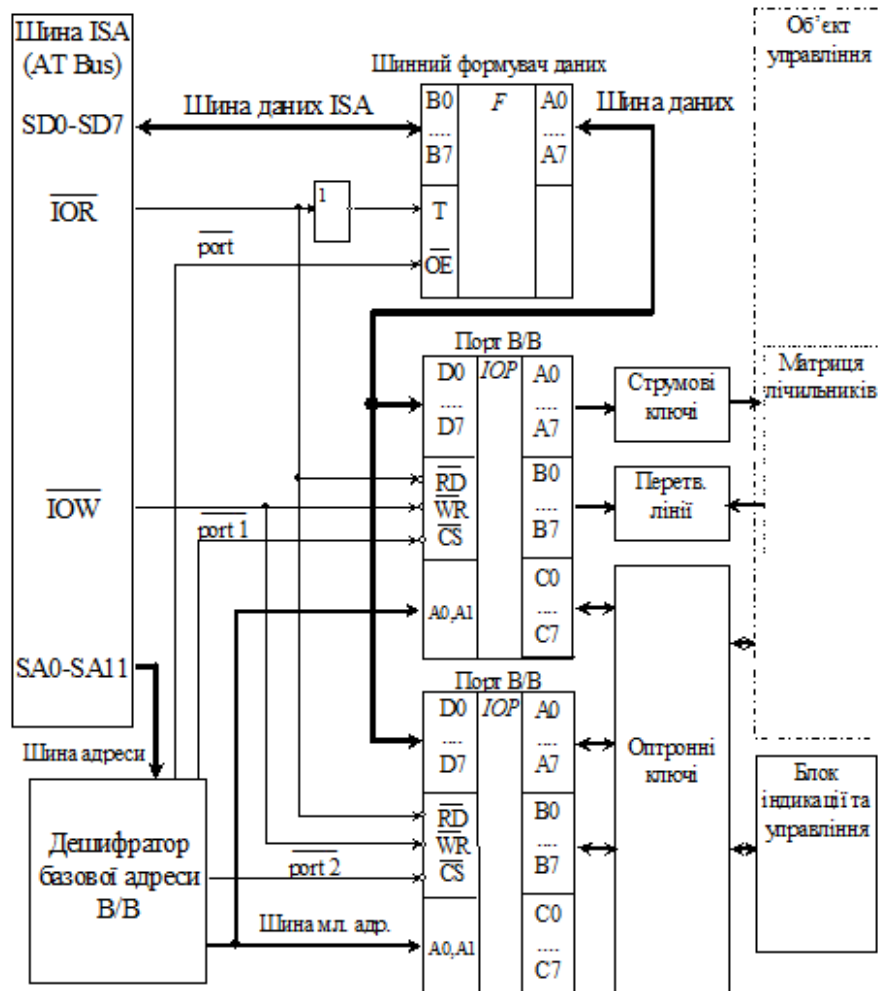


Рисунок 4.6 - Структурна схема модуля керування та моніторингу енергоспоживання у складі ПТК АСКУЕ

Дешифратор базової адреси порівнює адресу на шині ISA, видану процесором, з внутрішньою базовою адресою контролера. Зі збігом старших дев'яти бітів (SA3–SA11) формується сигнал /port, який залежно від стану лінії SA2 активує /port1 або /port2. Якщо сигнал /port відсутній на вході OE шинного формувача, виводи B0–B7 переходять у високоімпедансний стан.

Сигнал T на вході шинного формувача визначає напрямок передачі: при нульовому рівні дані йдуть від A до B, при логічній одиниці — від B до A.

Молодші лінії адреси (два молодших біти шини) використовуються для адресації внутрішніх регістрів портів вводу/виводу.

Сигнали IOR та IOW формуються центральним процесором на шині ISA для доступу до портів (IOR — читання, IOW — запис), адреса яких задається на лініях SA0–SA11.

Контролер використовує діапазон адрес 4x0h–4x7h, де x встановлюється перемикачами, що дозволяє підключати кілька модулів вводу/виводу та розширює функціональні можливості системи.

Для роботи з контролером центральний процесор за командами вводу/виводу (IN x, y; OUT x, y, де x — адреса порту, y — дані) формує на шині ISA відповідні сигнали управління (Рис. 4.7).

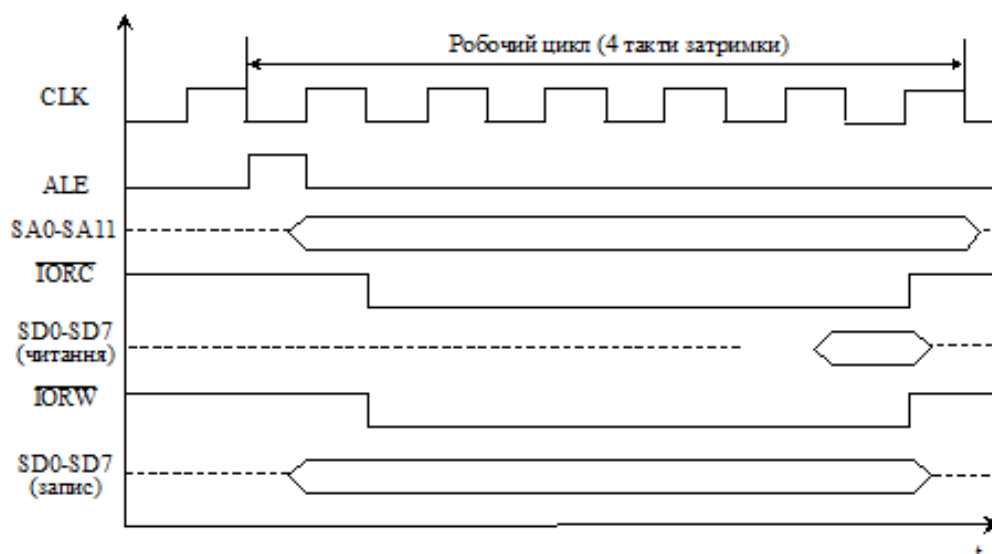


Рисунок 4.7 - Часові діаграми роботи модуля керування та моніторингу з опитуванням матриці лічильників-датчиків через шину ISA:

CLK — тактові імпульси; ALE — сигнал роботи контролера прямого доступу до пам'яті (ПДП); IORC — операція програмного читання даних; IOW — операція програмного запису даних; SD0–SD7 — шина даних; SA0–SA11 — шина адреси;

4.2.3 Формування структури програмного забезпечення ПТК АСКУЕ

При створенні ПЗ застосовано об'єктно-орієнтований підхід, що забезпечує:

- можливість масштабування та додавання нових моделей;
- повторне використання програмних модулів і компонентів;
- реалізацію принципів абстрагування, інкапсуляції, успадкування і поліморфізму.

Зв'язок між процесами реального часу та супервізornoю програмою організовано через три динамічні потокові буфери (Рис. 4.8). Супервізор координує роботу різних моделей і об'єктів, обмінюючись інформацією в вигляді об'єктно-орієнтованих повідомлень.

Для обробки критичних операцій вводу/виводу у реальному масштабі часу використовується апаратне переривання від таймера (Рис. 4.9).

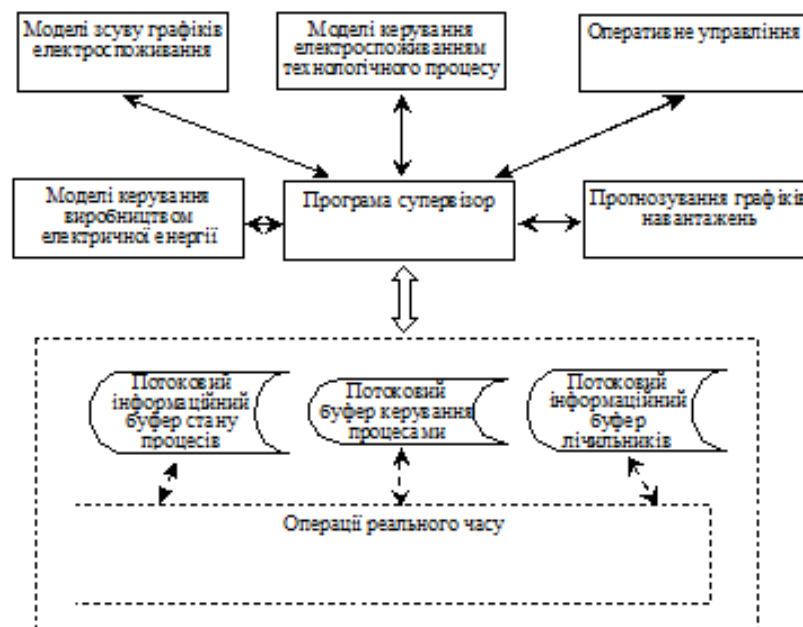


Рисунок 4.8 - Обмін даними між моделями та об'єктами у ПЗ АСКУЕ

Розроблений програмно-апаратний комплекс для контролю, обліку та керування енергоспоживанням на підприємствах малої потужності здатний виконувати такі завдання:

- технічний та комерційний облік електропотоків;
- регулювання технологічних процесів для зменшення витрат електроенергії;
- керування відновлювальними джерелами енергії.

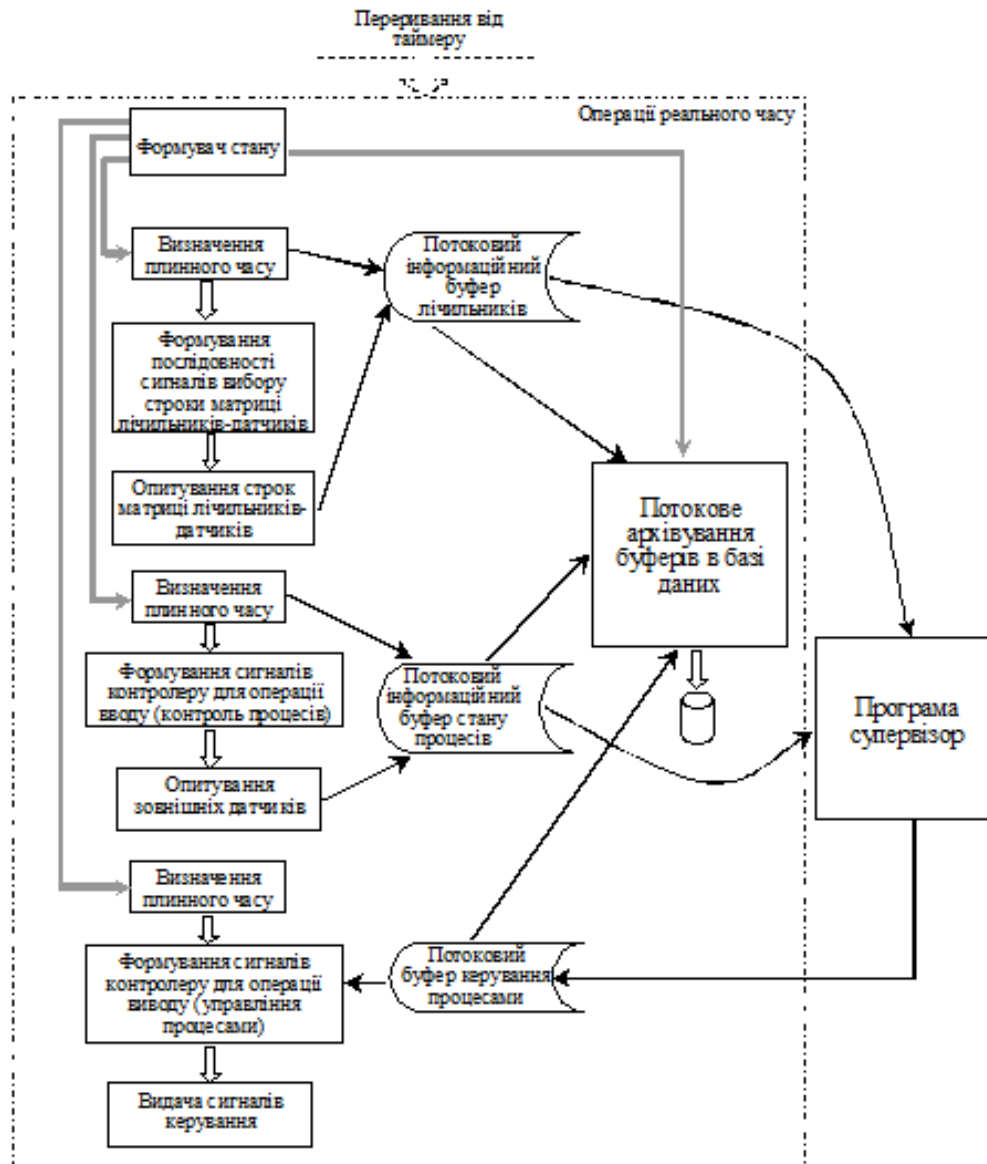


Рисунок 4.9 - Взаємодія процесів реального часу з програмою-супервізором

Запропонована схема програмно-апаратного комплексу забезпечує такі технічні можливості:

- прийом даних про електроспоживання та виробництво електроенергії від відновлювальних джерел, що надходять від первинних вимірювальних перетворювачів із імпульсним виходом частотою до 10 Гц (64 канали обліку);

- отримання інформації про поточний стан керованого об'єкта (16 каналів);

- формування керуючих сигналів на 16 каналах із можливістю розширення їх кількості.

Автоматизована система обліку, контролю та керування споживанням електроенергії на цьому комплексі забезпечує такі функціональні можливості:

1. Багатотарифний комерційний та технічний облік електричних потоків.

Виконуються розрахунки:

- енергоспоживання по окремому каналу за визначений період;
- сумарне споживання по групам каналів;
- усереднена ковзна потужність;
- енергія відповідно до показань лічильників;
- півгодинна потужність за останні 30 хвилин;
- перевищення встановленої потужності за попередній півгодинний проміжок;

- облік електроенергії за різними тарифними зонами для поточного та минулого періоду.

2. Отримання даних про поточний стан керованого обладнання або джерел електроенергії. На підставі цих даних та інформації про споживання формуються керуючі сигнали для зниження витрат на електроенергію.

3. Генерація команд керування для споживачів та альтернативних джерел живлення.

4. Зберігання, обробка та резервне архівування інформації щодо режимів електроспоживання із гарантією захисту від несанкціонованого доступу.

5. Взаємодія з оператором високого рівня та перенесення даних на зовнішні носії.

6. Обмін інформацією через комунікаційні лінії чи локальну мережу у складі багаторівневої АСКУЕ для обліку, моніторингу та керування енергоспоживанням.

4.3 Контроль та керування електроспоживанням за тарифами реального часу

Для обліку та моніторингу спожитої електроенергії окремо по трьох часових діапазонах — піковому, напівпіковому та нічному, у розробленій системі контролю та автоматичного регулювання використовуються індукційні або електронні лічильники з імпульсним виходом.

Лічильник здійснює попереднє інтегрування потужності, яка на його виході подається в вигляді серії імпульсів (Рис. 4.10).

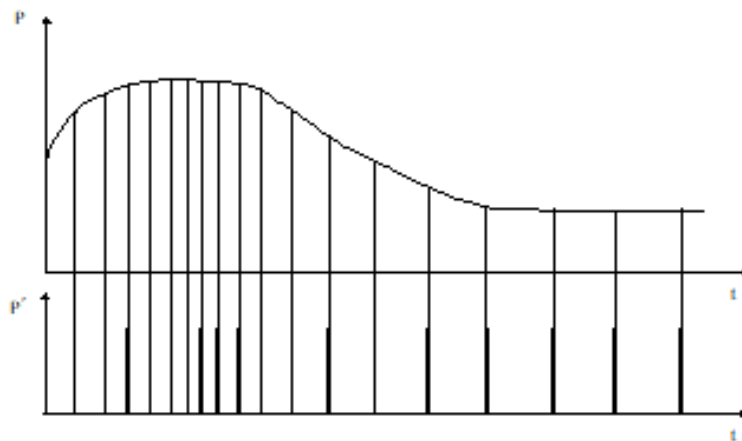


Рисунок 4.10 - Вихідні дані лічильників-датчиків у вигляді імпульсів

Кількість імпульсів на виході лічильника розраховується за формулою:

$$n_i = \frac{A_i}{C_i}, \quad (4.18)$$

де A_i — обсяг спожитої енергії по i -му каналу, C_i — передавальний коефіцієнт вимірювальної схеми.

Передавальний коефіцієнт вимірювальної ланки визначається як:

$$C_i = K_i - K_u - L_i B, \quad (4.19)$$

де K_i — коефіцієнт трансформації i -го струмового трансформатора, K_u — коефіцієнт перетворення напруги i -го трансформатора, L_i — величина одного імпульсу лічильника-датчика.

Щоб не перевищувати встановлену потужність, застосовується автоматичне регулювання навантаження.

Керування можна здійснювати за півгодинними дискретними інтервалами або за поточними усередненими значеннями навантаження.

У випадку півгодинного контролю визначається максимально допустима потужність P_m , яку можна спожити до кінця інтервалу, не перевищуючи встановлену граничну потужність P_z :

$$P_m = \frac{P_z - 2 \int_0^{\tau} P dt}{1 - 2\tau}. \quad (4.20)$$

Дійсне значення потужності на завершенні інтервалу τ визначається як:

$$P_d = \frac{P_z - 2 \int_0^{\tau} P dt}{t_c} \quad \text{або} \quad P_d = \frac{\sum_{i=1}^m n_{xi} \cdot C_i}{t_c}, \quad (4.21)$$

Порівнюючи допустиму потужність P_m із фактичним значенням P_d у межах інтервалу τ , визначають величину коригуючої потужності:

$$\Delta P = P_M - P_{\Delta} \quad (4.22)$$

Або

$$\Delta P' = \frac{P_3 - 2 \sum_{i=1}^m n_{\tau i} \cdot C_i}{1 - 2\tau} - \frac{\sum_{i=1}^m n_{t_c i} \cdot C_i}{t_c}, \quad (4.23)$$

де P_3 — встановлена потужність; $n_{\tau i}$ — число імпульсів по i -му каналу за інтервал τ ; C_i — передавальний коефіцієнт i -го каналу; m — загальна кількість каналів; t_c — тривалість усереднення (1, 3 або 6 хв); $n_{t_c i}$ — кількість імпульсів i -го каналу за проміжок від $\tau - t_c$ до τ .

При розрахунку коригуючої потужності за поточними усередненими значеннями навантаження обчислюється $P_{0.5}$ — величина поточної півгодинної потужності.:

$$P_{0.5} = 2 \int_{t-0.5}^t P dt \quad (4.24)$$

Або

$$P_{0.5}' = 2 \sum_{i=1}^m n_{0.5,i} \cdot C_i, \quad (4.25)$$

де $n_{0.5,i}$ - число імпульсів по каналу i за інтервал часу від $t-0.5$ до t .
Значення регулюючої потужності ΔP :

$$\Delta P = P_3 - P_{0.5} + \Delta P_{np}, \quad (4.26)$$

де P_3 - встановлена потужність, $P_{0.5}$ - поточне півгодинне навантаження, ΔP_{np} - прогнозована зміна споживання.

На основі обчисленої регулюючої потужності формуються завдання для управління технологічним процесом і визначається оптимальний алгоритм контролю енергоспоживання. Оскільки вартість електроенергії

залежить від часу її використання, застосування тарифів реального часу через систему контролю і автоматичного управління дозволяє ефективно оптимізувати виробництво та споживання електричної енергії на підприємствах малої потужності.

4.4 Інтерфейси між рівнями АСКУЕ

В рамках прийнятої концепції побудови автоматизованих систем обліку електроенергії, трирівнева структура АСКУЕ сільськогосподарського виробництва передбачає зв'язок нижнього рівня (первинні перетворювачі – лічильники) з середнім рівнем через спеціалізовані канали передачі даних.

Типова схема підключення каналу представлена на Рис. 4.11.

Лічильники-датчики обладнані гальванічно ізольованими виходами, а їх живлення здійснюється напругою 12 В через струмові стабілізатори комплексу первинного контролю енергоспоживання (КК) (Рис. 4.1).

Чергування з'єднань і роз'єднань на виході лічильника формує на виході КК послідовність двійкових імпульсів постійного струму (i_{\min} , i_{\max}), яка застосовується для цифрового відображення величини спожитої електроенергії.

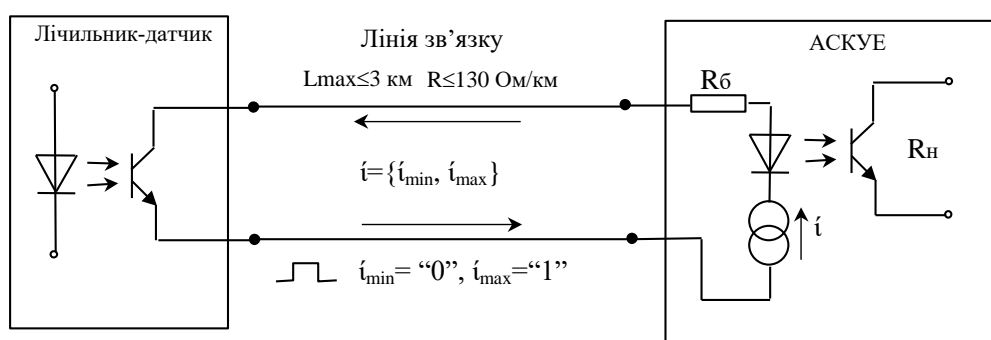


Рисунок 4.11 - Підключення лічильника-датчика з імпульсним виходом до АСКУЕ

На підприємствах малої потужності для організації каналів зв'язку можуть застосовуватися телефонні лінії, фізичні виті пари проводів або лінії електропередач напругою 0,4–35 кВ.

Особливий інтерес представляють розподільчі мережі 0,4–35 кВ через їх широку розгалуженість, що дозволяє використовувати їх для передачі телеметричних даних в АСКУЕ. Проте, як показали дослідження, передача сигналів по таких мережах ускладнена через вплив різноманітних перешкод на телемеханічні приймачі.

Оскільки перешкоди мають різну природу і структуру, до їх усунення застосовується комплексний підхід. Для придушення гармонічних та комбінаційних перешкод, а також частотних шумів (радіопередаючі центри, високочастотні канали по ЛЕП) вибирають оптимальний робочий частотний діапазон 10–50 кГц.

Флуктуаційні перешкоди обмежують методом нижнього порогу сигналу, що ефективно, якщо амплітуда шуму значно менша від амплітуди корисного сигналу. Для підвищення перешкодостійкості приймача застосовується селекція по тривалості імпульсів: короткі за часом перешкоди відсікаються, а довгі імпульси сигналу проходять.

Передача сигналів по лініям 10 кВ ускладнюється через виникнення електричної дуги при комутаціях і замиканнях на землю. У першому випадку перешкоди короткочасні, при замиканні на землю дуга може тривати довго, створюючи сильні шуми та високочастотні імпульси.

У діапазоні 10–50 кГц це призводить до підвищення шумової складової через гармоніки та комбінації напруги, що ускладнює виділення корисного сигналу. Дослідження показали, що при переході напруги через нуль перешкоди мінімізуються, що дозволяє створити передавач і приймач, синхронізовані з мережею (Рис. 4.12, 4.13).

Передавач передає сигнальні пакети лише при напрузі близькій до нуля, розподіляючи імпульси 100 Гц між перешкодами. Приймальний модуль

активує декодер тільки в ці моменти, знижуючи ймовірність помилок, але вимагає точної синхронізації передавача та приймача.

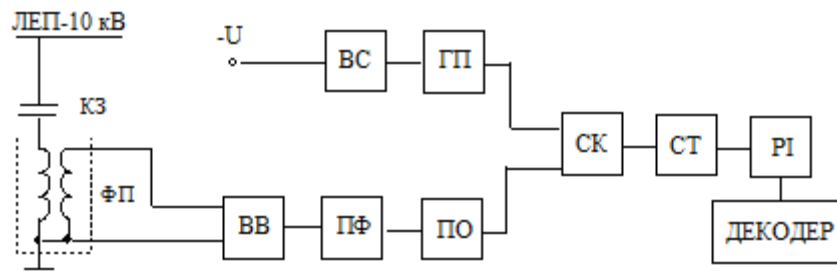


Рисунок 4.12 - Структурна схема приймача телеметричного каналу

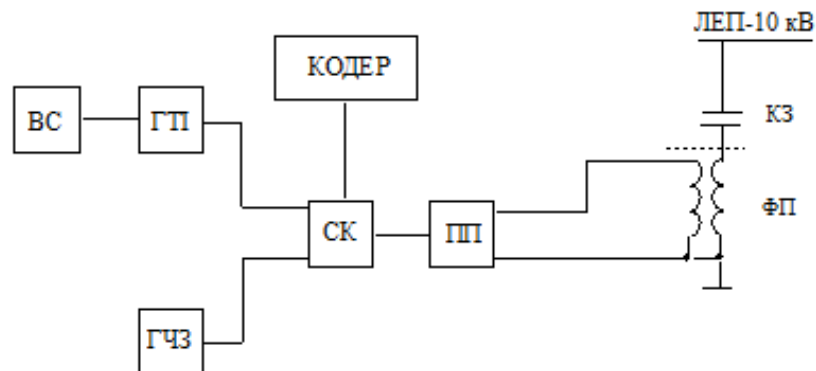


Рисунок 4.13 - Структурна схема передавача телеметричного каналу

Пристрій включає такі блоки: вхідний вузол (ВВ), смуговий фільтр (ПФ), пороговий елемент (ПО), схему управління (СК), селектор тривалості (СТ), розширювач імпульсів (РІ), синхронізаційний блок (ВС), генератор тактових імпульсів (ГП), генератор частоти заповнення (ГЧЗ) та підсилювач потужності (ПП).

Для реалізації описаного способу стійкої передачі сигналів створено схеми УТС-3 та УТН-РСІ, які, крім функцій телеуправління та телесигналізації, можуть використовуватися для організації каналу зв'язку АСКУЕ.

Регулювання навантаження програмно-технічний комплекс АСКУЕ здійснює на 16 незалежних каналах (з можливістю розширення до 48) у режимах:

- автоматична видача керуючих сигналів за алгоритмами ПТК;
- видача сигналів за командами оператора або системи вищого рівня.

Для комутації навантаження застосовано 16 безконтактних електронних ключів з оптичною розв'язкою, що відокремлює цифрові та силові ланки, підвищуючи надійність системи. Ключі здатні комутувати напругу до 27 В при струмі до 100 мА.

На Рис. 4.14 показано схему реалізації одного каналу управління навантаженням з допоміжними елементами.

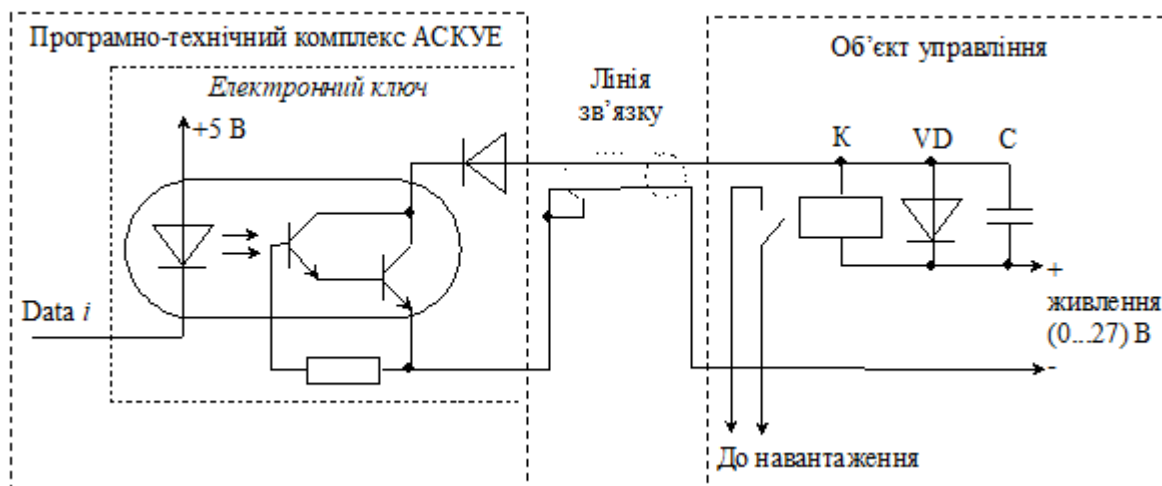


Рисунок 4.14 - Структурна схема каналу управління навантаженням у програмно-технічному комплексі АСКУЕ

Для оцінки енергетичного потенціалу сонця та вітру в АСКУЕ застосовуються два підходи:

- цифрові вимірювальні прилади;
- датчики з число-імпульсним виходом.

У випадку цифрових приладів аналоговий сигнал спершу обробляється, перетворюється в цифрову форму та видається у вигляді табульованих значень (мінімум, максимум тощо). Дані надходять паралельно (6–12 ліній) або через обмежену кількість каналів (1–2). Для вимірювання швидкості вітру можуть використовуватися прилади типу РС34.

При використанні число-імпульсних датчиків величини передаються імпульсними послідовностями, при цьому кожен датчик потребує окремого каналу. Програмно-технічний комплекс сумує імпульси за одиницю часу та обчислює середнє значення потоку, аналогічно до обліку електроенергії лічильниками-датчиками.

Для вимірювання сонячного опромінення застосовуються число-імпульсні датчики типів TSL235, TSL245 та аналогічні. Основні параметри цих приладів: живлення 5 В, спектральний діапазон 300–1100 нм, вихідна частота 0,25 Гц–500 кГц, споживаний струм 2 мА.

Датчик вітрового потоку М-127 характеризується живленням 12 В, амплітудою вихідного сигналу ≥ 5 В і діапазоном перетворення швидкості від 1,5 до 60 м/с.

На Рис. 4.15 приведено схему одного каналу обробки даних про енергетичні потенціали з використанням число-імпульсних сенсорів.

Для взаємодії середнього рівня (АСКУЕ) з вищим рівнем (ПЕОМ) застосовується стандартний цифровий інтерфейс RS-232C

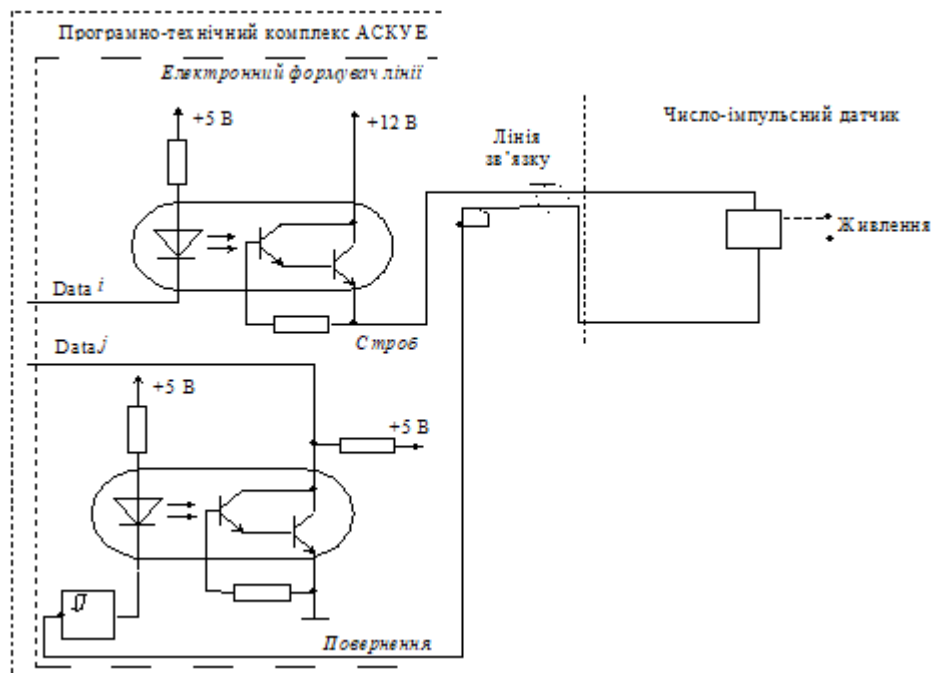


Рисунок 4.15 - Канал обробки інформації в системі АСКУЕ

Висновки

Із проведеного аналізу можна зробити такі висновки:

1. Запропоновано архітектуру АСКУЕ для підприємств малої потужності, що охоплює контроль і аналіз енергоспоживання, моделювання та прогнозування графіків навантажень, а також системи оптимального управління виробництвом і споживанням енергії.
2. Визначено вимоги до програмно-технічного комплексу АСКУЕ та обґрунтовано необхідність застосування інформаційного буфера.
3. Розроблено апаратну конфігурацію програмно-технічного комплексу.
4. Створено функціональну та електричну принципову схему контролера управління та обліку енергоспоживання.
5. Обґрунтовано вибір каналів передачі даних, включно з використанням електромереж для обміну інформацією.

Розділ 5. Оцінка економічної ефективності впровадження систем енергопостачання на основі ВДЕ

Запровадження енергозберігаючих технологій потребує глибокого оновлення науково-технічної політики, а також удосконалення й автоматизації технологічних процесів сільськогосподарського виробництва. Одним із ключових напрямів є впровадження програмно-технічних систем контролю, обліку та регулювання енергоспоживання, які забезпечують ефективне використання енергетичних ресурсів.

Нагальним завданням стає модернізація систем керування виробничими процесами, створення та впровадження сучасних засобів автоматизації, що сприяють підвищенню економічної результативності виробництва.

Розроблювана техніка має поєднувати технічну досконалість, застосування сучасної елементної бази та економічну доцільність, що визначає її реальну придатність для використання в технологічних процесах підприємств малої потужності.

5.1 Розрахунок економічної ефективності впровадження АСКУЕ на підприємствах малої потужності

Для визначення економічного ефекту від впровадження автоматизованої системи контролю та управління енергоспоживанням (АСКУЕ) враховуються такі основні чинники:

1. Забезпечення точного та достовірного комерційного і технічного обліку споживання електроенергії з можливістю переходу на диференційовані тарифи реального часу.
2. Зменшення витрат на електроенергію завдяки автоматичному керуванню зсувом технологічних процесів сільськогосподарського

виробництва з метою уникнення роботи в пікові та напівпікові тарифні періоди.

3. Оптимізація розподілу енергетичних ресурсів між різними джерелами живлення (централізована енергосистема, дизель-генераторні установки, сонячні та вітрові електростанції) з урахуванням потужності споживачів, тарифних зон і собівартості виробленої енергії.

Вихідними даними для розрахунків приймаються типові аграрні підприємства малої потужності з характерною структурою електроспоживання:

- господарство з відгодівлі великої рогатої худоби — $P_m = 80$ кВт;
- молочнотоварна ферма — максимальне навантаження $P_m = 100$ кВт;
- свинокомплекс — $P_m = 125$ кВт.

Собівартість програмно-технічного комплексу АСКУЕ формується з вартості основних складових і робіт, пов'язаних із монтажем та програмуванням системи, зокрема:

- апаратного пристрою збору та обробки інформації;
- контролера управління енергоспоживанням;
- розроблення програмного забезпечення.

Проектна ціна системи визначається з урахуванням попиту на продукцію та чинних механізмів державного регулювання цін. Орієнтовну ціну встановлюють за допомогою граничного рівня рентабельності, розрахованого відносно повної собівартості.

Розрахунки собівартості та проектної ціни здійснювались на основі фактичних витрат. Калькуляція витрат на монтаж, налагодження, розроблення й адаптацію програмного забезпечення виконана відповідно до чинних нормативів (табл. 5.2-5.7).

Розробляємо проєкт середньої складності: стандартні електричні лічильники/датчики з поширеними протоколами (Modbus, M-Bus або RS-485); обладнання купується нове, локальні ціни в Україні; немає складної

інтеграції з ERP/багаторівневими системами обліку (в такому випадку вартість зростає); відстані між об'єктами невеликі (локальні виїзди); відрядні витрати невеликі; роботи по електромонтажу (повна прокладка магістралей на великі відстані, земляні роботи, велика прокладка кабелів) — у цю оцінку не включені і вимагатимуть окремої калькуляції.

Таблиця 5.1 - Кошторис комплектуючих виробів програмно - технічного комплексу АСКУЕ

	Прилад	Ціна	Коментар / джерело
1	Мікро-ПЕОМ	10 000 грн	міні-ПК / компактного системного блоку
2	Контролер управління та контролю ел. споживання з опитуванням розподілених лічильників-датчиків	15000 грн	вартість сильно залежить від функціоналу, інтерфейсів, протоколів зв'язку
3	Адаптер локальної мережі ЕЗ-312 ISA	3000 грн	Якщо це мережевий адаптер з рідкісним стандартом, вартість може бути вищою через дефіцит
4	Корпус, блок живлення, конструкційні матеріали	3000 грн	Корпус + блок живлення середнього класу можуть коштувати поряд із цією сумою
5	Блок безперервного живлення UPS APC Back Pro 420VA	3500 грн	модель APC SU420INET (420 VA) на міжнародному ринку продається б/у за ~ 69 євро
Разом		38500 грн	

Таблиця 5.2 - Приблизна калькуляція витрат — інсталяція, налагодження та адаптація АСКУЕ

	Вид витрат	Ціна	Коментар / джерело
1	Ліцензія	20000	прикладне ПЗ (підключення, модулі)
2	Праця інженерів (налагодження, інтеграція, тестування, навчання)	51200 грн	Розбивка (орієнтовно): старший інженер + технік; сумарні години на сайт для середнього проєкту
3	Виїзд/проїзд	1500	логістика на одне підприємство
4	Пусконаладжувальні роботи	3000	приймальні випробування
5	Документація, навчання персоналу (експлуатація)	2000	-
Разом на одне підприємство		116200	-

Таблиця 5.3 - Додаткові витрати та опції.

	Вид витрат	Ціна	Коментар / джерело
1	Разова плата за управління проектом/шаблони/налаштування серверної інфраструктури	5000 грн	одноразово для всього проекту
2	Контингент (ризика / непередбачені витрати)	12 %	рекомендовано 10–15% від сум
3	Річна підтримка / оновлення ПЗ (SLA)	26325 грн	15% від сум ліцензій+обладнання
4	Інтегратор/сертифікований виробник ПЗ	від +10% до +50%	Якщо потрібен

Для розрахунку проектної ціни за допомогою граничного рівня рентабельності (ГРР), нам треба визначити:

1. Собівартість проекту C — усі витрати на виконання робіт.
2. Граничний рівень рентабельності $R_{гр}$ — допустимий % прибутку (для бюджетних або тендерних робіт зазвичай 10–20%).
3. Проектна ціна $C_{пр}$ — кінцева ціна з урахуванням прибутку.

$$C_{пр} = C \times \left(1 + \frac{R_{гр}}{100}\right)$$

де:

C — повна собівартість (у гривнях)

$R_{гр}$ — граничний рівень рентабельності у %

$C_{пр}$ — проектна (договірна) ціна

Собівартість проекту (за попереднім розрахунком на 3 підприємства):

$C=396032$ грн (включає обладнання, програмування, пуско-налагодження, резерв на ризики 12%)

Визначаємо граничний рівень рентабельності

Залежно від типу робіт:

– Інженерно-монтажні системи автоматизації — 10–20 % (відповідно до типових норм, наприклад ДСТУ Б Д.1.1-7:2013).

– Для АСКУЕ зазвичай застосовують 15 % як середній рівень.

Таблиця 5.4 - Розрахунок граничного рівня рентабельності

Варіант	Граничний рівень рентабельності	Формула	Проектна ціна Цпр
Мінімальний	10 %	$396\,032 \cdot 1,10$	435 635 грн
Середній	15 %	$396\,032 \cdot 1,15$	455 437 грн
Максимальний	20 %	$396\,032 \cdot 1,20$	475 238 грн

В результаті проектна (договірна) ціна виконання робіт з інсталяції, налагодження та адаптації системного ПЗ АСКУЕ для трьох підприємств потужністю 305 кВт \approx 455 000 грн (при рентабельності 15%)

Таблиця 5.5 - Структура ціни

	Стаття витрат	Сума, грн	Частка, %
1	Обладнання та матеріали	115 500	29 %
2	ПЗ та ліцензії	60 000	15 %
3	Роботи з інсталяції, налагодження, навчання	153 600	39 %
4	Логістика, виїзди, документація	9 000	2 %
5	Резерв на ризики (12%)	42 000	10 %
6	Собівартість С	396 000	100 %
7	Прибуток 15%	59 400	—
	Проектна ціна Цпр	\approx 455 000 грн	—

Розрахунок поточних (річних експлуатаційних) витрат для АСКУЕ

АСКУЕ встановлено на трьох підприємствах загальною потужністю 305 кВт, використовуючи реалістичні нормативні припущення, щоб отримати орієнтовну вартість у гривнях на рік.

Таблиця 5.6 - Вихідні дані.

	Показник	Позначення	Значення	Примітка
1	Первісна вартість системи	C_0	455 000 грн	проектна ціна (з рентабельністю 15)

				%)
2	Термін служби системи	T	5 років	для електронного обладнання
3	Кількість обслуговуючих працівників	—	1 особа	інженер-електронік або енергетик
4	Місячна зарплата	Z	15 000 грн	середня для інженера АСКУЕ
5	Нарахування на зарплату (ЄСВ + інші)	N _z	22 %	стандартна ставка ЄСВ
6	Споживана потужність системи	P	0,4 кВт	сервер, контролери, ПК, модеми
7	Час роботи	t	24 год · 365 днів = 8760 год	безперервний режим
8	Тариф на електроенергію	T _e	5.0 грн/кВт·год	комерційний тариф
9	Витрати на поточні ремонти	R	3 % від первісної вартості	норматив для електроніки

Заробітна плата з нарахуваннями:

$$Z_{\text{річн}} = 15000 \cdot 12 \cdot (1 + 0,22) = 219600 \text{ грн}$$

Амортизаційні відрахування:

$$A = C_0 / T = 455000 / 5 = 91000 \text{ грн/рік}$$

Оплата електроенергії:

$$E = P \cdot t \cdot T_e = 0,4 \cdot 8760 \cdot 5,0 = 17520 \text{ грн/рік}$$

Поточні ремонти:

$$R = 0,03 \cdot C_0 = 0,03 \cdot 455000 = 13650 \text{ грн/рік}$$

Таблиця 5.7 - Підсумок поточних витрат

	Стаття витрат	Сума, грн/рік	Частка, %
1	Заробітна плата з нарахуваннями	219 600	59 %
2	Амортизація	91 000	24 %
3	Електроенергія	17 520	5 %
4	Поточні ремонти	13 650	3 %
Разом поточні витрати		341 770 грн/рік	100 %

Річні експлуатаційні витрати на утримання системи АСКУЕ (для 3 підприємств сумарною потужністю 305 кВт) становлять ≈ 342 тис. грн на рік.

5.2 Розрахунок економічної ефективності впровадження системи АСКУЕ для комбінованих систем на основі ВДЕ

Вихідні дані та припущення:

- Первісна (проектна) ціна системи (CAPEX): 455 000 грн.
- Річні операційні витрати системи (OPEX): 341770 грн/рік (розраховано).

- Сумарна встановлена потужність підприємств: 305 кВт.

Базове річне споживання електроенергії і витрати

- Річне споживання $\approx 305 \text{ кВт} \cdot 4\,380 \text{ год} = 1\,335\,900 \text{ кВт/год}$
- Річні витрати на електроенергію $\approx 1\,335\,900 \text{ кВт/год} \cdot 5,0 \text{ грн кВт/год} = 6\,679\,500 \text{ грн/рік}$
- Припущення по середньому завантаженню (коефіцієнт використання): 50% \Rightarrow годин роботи на рік = $8\,760 \cdot 0,5 = 4\,380 \text{ год}$.
- Тариф електроенергії: 5,0 грнкВт·год.

Розглядаємо два сценарії з різним відсотком енергозбереження завдяки АСКУЕ: 8% (реалістично), 12% (оптимістично).

Калькуляції:

груба економія = $6\,679\,500 \cdot 0,08 = 534\,360$;

чистий ефект = $534\,360 - 341\,770 = 192\,590$;

окупність = $455\,000 / 192\,590 \approx 2,36$ року.

Таблиця 5.8 - Економія при різних сценаріях і чистий ефект (після вирахування OPEX)

Сценарій	% економії	Груба економія (грн/рік) = $679\,500 \cdot \%$	Чистий щорічний ефект економія OPEX (грн/рік) =	Термін окупності (роки) = $\frac{\text{CAPEX}}{\text{чистий ефект}}$
Реалістичний (базовий)	8%	534 360 грн	192 590 грн	≈ 2.36 роки
Оптимістичний	12%	801 540 грн	459 770 грн	≈ 0.99 року

Таким чином при $\approx 8\%$ економії окупність приблизно 2,4 роки — це реалістичний і привабливий результат для інвестиції.

При 12% економії окупність — менше 1 року (дуже вигідно), але такий результат вимагає або дуже високої ефективності алгоритмів оптимізації, або наявності значних попередніх неефективностей в роботі підприємств.

Розрахунок ефективності з урахуванням комбінованих джерел і лічильників

Вихідні дані:

1. Сукупне річне споживання (до врахування власного виробництва): 1 335 900 кВт·год.

2. Річне власне вироблення (самоспоживання): 127 645 кВт·год, розподіл по тарифним зонам (з вашої таблиці):

- пік (день) = 74 338,8 кВт·год
- напівпік (переважно день) = 44 560,1 кВт·год
- ніч = 8 746,58 кВт·год
- сума = 127 645 кВт·год

3. Відповідно, покупка з мережі $P = 1\,335\,900 - 127\,645 = 1\,208\,255$ кВт·год.

4. Тарифи:

- П1 (одноставковий) = 5,00 грн/кВт·год
- П2 (диференційований): денна = 5,00 грн/кВт·год, нічна = 2,50 грн/кВт·год.

5. Базовий розподіл споживання по добі (для розрахунку П2): нічна частка споживання серед загального (до врахування генерації) = 30% (типове припущення для промислового профілю).

6. Лічильники (встановлення):

- багатотарифні СТКЗ — 13 шт. (од. вартість припущено 6 000 грн/шт)
- технічні СА4-5001 — 10 шт. (од. вартість припущено 4 000 грн/шт)
- монтаж/встановлення припущено 500 грн/шт.

7. Амортизація лічильників — 5 років.

8. Оцінка середньої собівартості власного виробництва енергії (консервативно) — 0,50 грн/кВт·год (щоб врахувати витрати обслуговування, ДЕС і т.п.).

9. Річні експлуатаційні витрати АСКУЕ (раніше розраховані) = 341 770 грн/рік.

Платежі по П1 (після врахування власного виробництва):

Покупка з мережі: 1 208 255 кВт·год,

Платіж П1 = 1 208 255 · 5,00 = 6 041 275 грн/рік

Платежі по П2 (диференційований), з урахуванням власного виробництва:

Припускаємо, що із загальної покупки по мережі 30% було нічного споживання (до корекції власною генерацією). Тому:

- День (до компенсації власним виробництвом):
=0,7·1208255=845778,5 кВт/год

- Ніч (до компенсації): =0,3·1208255=362476,5 кВт/год Власне виробництво з вашої таблиці (запас на день/ніч):

- власне «день» (пік + напівпік) = 118 898,9 кВт·год

– власне «ніч» = 8 746,58 кВт·год

Після самоспоживання власне вироблення зменшує покупку в кожній зоні:

– Купівля (день) = 845 778,5 – 118 898,9 = 726 879,6 кВт·год

– Купівля (ніч) = 362 476,5 – 8 746,58 = 353 729,9 кВт·год

Тоді платіж P2 = (726 879,6 · 5,00) + (353 729,9 · 2,50) = 4 518 722,8 грн/рік

Економія на оплаті електроенергії

– П1 (після власного виробництва): 6 041 275 грн/рік

– П2 (з урахуванням власного виробництва): 4 518 723 грн/рік

Груба річна економія = 6 041 275 – 4 518 723 = 1 522 552 грн/рік

Врахування вартості лічильників (CAPEX) і їх амортизації

Орієнтовна вартість лічильників та монтажу:

– СТК3: 13 · 6 000 = 78 000 грн

– СА4-5001: 10 · 4 000 = 40 000 грн

– Монтаж: 23 · 500 = 11 500 грн

Разом CAPEX лічильників = 129 500 грн

Щорічна амортизація (5 років) = 129 500 / 5 = 25 900 грн/рік

Врахування собівартості власного виробництва і нових OPEX

– Собівартість власного виробництва (консервативно 0,50 грн/кВт·год) = 127 645 · 0,50 = 63 822,5 грн/рік

– Річні експлуатаційні витрати АСКУЕ (раніше) = 341 770 грн/рік

– Амортизація лічильників = 25 900 грн/рік

Разом додаткові річні витрати (OPEX нові) = 341 770 + 25 900 + 63 822,5 = 431 492,5 грн/рік

(тут включено: експлуатація АСКУЕ, амортизація лічильників, собівартість самовиробництва. Не включено додаткові великі ремонтні витрати ДЕС чи інші рідкісні капіталовкладення.)

Чистий річний ефект і окупність:

– Груба економія на рахунках (П1→П2): 1 522 552 грн/рік

– Мінус додаткова річна ОРЕХ: 431 492,5 грн/рік

Чистий річний грошовий ефект = 1 522 552 – 431 492,5 = 1 091 059,7 грн/рік

– Загальний CAPEX (АСКУЕ + лічильники) = 455 000 (АСКУЕ) + 129 500 (лічильники) = 584 500 грн

Термін окупності = 584 500 / 1 091 059,7 \approx 0,54 року \approx 6,5 місяця

Після вирахування додаткових річних витрат на експлуатацію та виробництво — чистий ефект \approx 1,091 млн грн/рік.

Інвестиції в систему АСКУЕ + лічильники (\approx 584,5 тис. грн) окупляться приблизно за 0,54 року (\approx 6–7 місяців) за наведених припущень.

Розділ 6. Розробка заходів по охороні праці

6.1 Заходи по охороні праці та техніці безпеки

Усі правові аспекти охорони праці в Україні базуються на положеннях Конституції. Законодавство визначає порядок робочого часу та відпочинку працівників. Нормальна тривалість робочого тижня не перевищує 41 години, а для осіб віком 16–18 років та працівників зі шкідливими умовами праці — 36 годин. Під час роботи в нічний період (22:00–6:00) тривалість зміни скорочується на годину, крім випадків, коли вже встановлено зменшений робочий день.

Понаднормові роботи дозволяються лише у виняткових ситуаціях за погодженням з профспілковим комітетом, їх загальна тривалість не може перевищувати 120 годин на рік. До робіт із підвищеною небезпекою заборонено залучати осіб молодших 18 років.

Режим праці й відпочинку є важливим чинником у створенні безпечних і раціональних умов праці.

Організаційні заходи з безпечної експлуатації електроустановок охоплюють оперативне обслуговування, яке включає регулярні та позапланові огляди обладнання, контроль споживання електроенергії, а також перемикання в електричних мережах для забезпечення безперервного живлення. Ці роботи виконують інженерно-технічні, чергові та ремонтні працівники.

Обов'язки чергового персоналу визначаються місцевими інструкціями, у яких також зазначаються заходи електро- та пожежної безпеки. Обслуговування електроустановок може проводитись однією чи кількома особами. Кількість працівників для кожного об'єкта визначає енергетик підприємства. При роботі з напругою понад 1000 В старший зміни має мати не нижче IV групи з техніки безпеки, а до 1000 В — не нижче III.

Безпечне виконання робіт забезпечується оформленням нарядів або розпоряджень, допуском працівників, наглядом під час роботи, фіксацією перерв і переходів, а також закриттям наряду після завершення робіт. Наряд оформлюється на операції, що потребують зняття або часткового відключення напруги, чи виконуються поблизу струмовідних частин під напругою.

До організаційних заходів поточної експлуатації належать:

- складання переліку робіт відповідальною особою з урахуванням умов виробництва (затверджується головним механіком);
- оцінка необхідності проведення роботи та забезпечення її безпечного виконання виконавцем.

У підприємстві застосовуються такі технічні заходи електробезпеки:

1. Малі напруги. Електроустановки до 42 В вважаються безпечними, оскільки струм через тіло людини не перевищує допустимих меж. У вологих приміщеннях опір тіла знижується, тому використовуються додаткові засоби захисту.

2. Електричне розділення мереж. Для зниження струму замикання довгі мережі поділяються на короткі ділянки з меншими ємностями й вищим опором ізоляції. Розділення здійснюється через трансформатори. Постійний контроль ізоляції запобігає роботі при замиканні на землю.

3. Контроль та профілактика ізоляції. Нові й відремонтовані установки проходять приймальні випробування. Опір ізоляції вимірюється під час введення в експлуатацію, періодично або після виявлення дефектів, відповідно до вимог ПУЕ, ПТЕ і ПТБ.

4. Захист від випадкового дотику. Для унеможливлення контакту зі струмоведучими частинами застосовують огороження, блокування, розміщення на безпечній висоті та подвійну ізоляцію ручок і корпусів.

5. Захисне заземлення. Використовується у мережах 10 кВ з ізолюваною нейтраллю, оскільки в мережах до 1000 В із заземленою нейтраллю воно неефективне.

б. Занулення. У чотирипровідних мережах до 1000 В корпуси обладнання під'єднуються до нульового провідника, який з'єднаний із нейтраллю джерела. Це забезпечує автоматичне відключення ушкодженої ділянки при короткому замиканні.

6.2 Система захисту вітроустановок від перенапруг

Види несправностей вітрогенератора умовно поділяють на кілька груп:

1. Дефекти ротора та передавального механізму. До них належать тріщини лопатей, порушення балансу, механічний знос або пошкодження елементів, що передають обертання до генератора. Такі проблеми часто спричиняють втрату потужності або зупинку установки.

2. Збої в енергетичній системі та обладнанні керування. Вони включають короткі замикання, вихід з ладу силових перетворювачів, перегрів обмоток, а також несправності електронних модулів, що відповідають за стабільну роботу генератора.

3. Порушення в системі регулювання використання вітрової енергії. Це може бути відмова датчиків швидкості потоку, систем орієнтації гондоли чи механізмів зміни кута атаки лопатей, що призводить до нераціонального перетворення енергії.

4. Несправності редуктора або валів. Часто виходять з ладу підшипники, зубчасті колеса, муфти чи з'єднання через надмірне навантаження або порушення змащення. Такі пошкодження здатні викликати серйозні механічні аварії.

5. Інші технічні відмови. Сюди належать поломки системи охолодження, мастильного обладнання, гальмівного механізму, а також ушкодження ізоляції, корозія корпусних елементів і несправності блискавкозахисту.

Статистичні спостереження підтверджують: надійний захист від перенапруг має вирішальне значення, оскільки більшість поломок

електроніки у вітроенергетичних установках виникає саме через імпульсні стрибки напруги, спричинені грозами чи комутаційними процесами.

6.3 Визначення зон захисту вітроенергетичної установки

Зона LPZ 0a охоплює частини, які можуть безпосередньо зазнати удару блискавки. До неї належать ротор, башта, гондола, а також зовнішні та внутрішні електричні кабелі.

Зона LPZ 0b характеризується ризиком часткового впливу розряду блискавки. У ній розташовані відкриті елементи — датчики, світлова сигналізація, антени, а при непровідному корпусі гондоли також генератор, вали, підшипники, охолоджувальна та гідравлічна системи.

Зона LPZ 1 охоплює простір навколо башти та гондоли вітроустановки, де можливі частково-прямі електричні розряди. Для захисту на межі між LPZ 0 і LPZ 1 необхідно встановлювати розрядники першого класу, які відводять надлишкову енергію блискавки.

Зона LPZ 2 розташована в безпосередньому оточенні вітроелектростанції, піддається лише непрямим електромагнітним впливам. Для переходу між LPZ 1 і LPZ 2 застосовуються обмежувачі перенапруг другого класу, що забезпечують додаткове вирівнювання потенціалів.

Рівні захисту (LPL)

Міжнародні норми ІЕС розділяють чотири класи небезпеки — LPL I–IV. Вони визначають допустимі параметри імпульсу струму блискавки: його пікову силу, заряд та тривалість, що слугують основою для вибору відповідних елементів системи грозозахисту.

Таблиця 6.1 - Рівні небезпеки

Захист	Одиниці виміру	I	II	III	IV
Макс.вірогідність Р макс.струму блискавки	%	99,0	97,0	91,0	84,0
Макс. струм I	кА	3,0	5,0	10,0	16,0
Макс. струм I	кА	200,0	100,0	100,0	100,0
Радіус сфери r	м	20,0	30,0	45,0	60,0

Мінімальні рівні ризику при проектуванні захисту вітроустановок визначаються наступним чином:

- Берегові вітроелектроустановки – рівень небезпеки I;
- Вітроелектростанції висотою понад 60 м – рівень небезпеки II;
- Вітроелектростанції висотою менше 60 м – рівні небезпеки III–IV.

Для запобігання пошкоджень застосовують спеціалізовані системи: обмежувачі перенапруг та блискавковідводи, що забезпечують надійний захист електрообладнання від імпульсних перевантажень і прямих ударів блискавки.

6.4 Правила безпеки при експлуатації сонячних електричних систем

6.4.1 Безпека при роботі з інвертором

Перевірка напруги Перед монтажем або обслуговуванням необхідно переконатися, що клема знеструмлені. Використовують вольтметр з номіналом не менше 1000 В для змінного струму та 1000 В для постійного струму.

Ризик опіків. Внутрішні компоненти інвертора нагріваються під час роботи. Не можна знімати кришку під час експлуатації та торкатися елементів усередині. Перед проведенням обслуговування виконується повне охолодження деталей.

Пожежна безпека. Легкозаймисті матеріали не розташовуються ближче ніж 3,7 м від інвертора. Використовуються кабелі рекомендованого

перетину відповідно до стандартів для постійного та змінного струму. Перевіряється стан проводів та не застосовуються пошкоджені або нестандартні кабелі.

Полярність підключення. При з'єднанні кабелів інвертора з акумуляторними батареями перевіряється правильність полярності. Помилкове підключення може призвести до серйозних пошкоджень або виходу обладнання з ладу.

6.4.2 Безпека при роботі з сонячними панелями

Сонячні панелі можуть виробляти електричну напругу навіть при слабкому освітленні. Тому для безпечного відключення системи слід встановити вимикач, автоматичний вимикач або запобіжник у доступному місці, відповідно до місцевих норм.

Панелі потрібно підключати, суворо дотримуючись полярності. Неправильне підключення може спричинити пошкодження або вихід обладнання з ладу.

6.4.3 Безпека при роботі із акумуляторними батареями

Використовувати кабелі відповідного перерізу, щоб уникнути перегріву або ризику пожежі.

Дотримуватися встановлених зазорів навколо батарей для провітрювання та безпечної експлуатації.

Забороняється куріння та робота з відкритим вогнем чи іскрами поблизу акумуляторів.

Використовувати лише ізольовані інструменти; уникати падіння інструментів на батареї або електричні компоненти.

Передбачити доступ до достатньої кількості мильної води для нейтралізації кислоти при попаданні на шкіру, одяг або очі.

Обов'язково користуватися засобами захисту очей та спеціальним одягом; уникати дотику до обличчя під час роботи.

У разі контакту з кислотою: промити шкіру мильною водою; при потраплянні в очі – промивати проточною водою не менше 20 хвилин і звернутися до лікаря.

Забороняється заряджати заморожені батареї; при демонтажі спочатку від'єднувати клему заземлення та прибирати всі металеві предмети, щоб уникнути іскри.

Висновки

Сучасний стан енергетичного сектору України та виклики, що постали перед державою, свідчать, що крім заходів з енергозбереження, надійне і стабільне енергопостачання неможливе без інтеграції відновлюваних і альтернативних джерел. Водночас різка відмова від використання традиційних ресурсів наразі неможлива. Це стимулює розвиток комплексних систем, які поєднують відновлювані джерела та існуючі енергомережі.

Проблема оптимального визначення складу та потужності енергосистеми виникає через здатність одного об'єкта отримувати живлення з різних джерел. Для її вирішення застосовується загальна методика побудови таких систем із використанням технічних інструментів, що спрощують розрахунки та аналіз ефективності вибору обладнання.

Для оцінки доцільності створення подібних енергетичних систем застосовано методику підбору оптимальної структури та потужності джерел, керуючись економічними, технічними та екологічними критеріями або їх поєднанням. Використання спеціалізованого програмного забезпечення дозволило не лише порівняти показники різних конфігурацій комбінованого енергопостачання, але й проаналізувати вплив вхідних параметрів на склад і характеристики системи.

Задача вибору оптимального складу та кількості джерел виникає через можливість живлення одного об'єкта від різних типів генераторів. Для її вирішення розробляється загальна методологія побудови систем та застосовуються інструменти, що спрощують обчислення і дозволяють оцінити ефективність обраного обладнання.

Аналіз та моделювання КЕЕС показали наступне:

1. Зі зростанням ціни на паливо підвищується економічна доцільність використання відновлювальних джерел енергії.

2. При підвищенні сонячної активності та швидкості вітру розширюється ефективний діапазон роботи СЕУ та ВЕУ, а загальна вартість системи зменшується завдяки більшому коефіцієнту використання обладнання.

3. Економічна ефективність запропонованої АСКУЕ забезпечується зниженням витрат на електроенергію через автоматичне управління зсувом технологічних процесів у пікові та напівні години, оптимізацією генерації електроенергії СЕУ, ВЕУ, ДЕС та впровадженням точного комерційного і технічного обліку споживання.

4. Розрахунки оплати за електроенергію свідчать, що перехід з одноставкового тарифу на диференційований стає економічно ефективним лише після впорядкування режимів роботи технологічних установок та впровадження АСКУЕ.

5. Додаткове встановлення СЕУ, ВЕУ та ДЕС у поєднанні з АСКУЕ дозволяє досягти економічного ефекту близько 1 млн грн, а окупність капіталовкладень становить приблизно півроку.

Дослідження показали, що використання комбінованих енергетичних систем на базі відновлюваних джерел у певних умовах забезпечує економічний ефект. Його величина перш за все визначається кон'юктурою енергетичного ринку: зміною тарифів на електроенергію, вартістю обладнання ВДЕ та іншими факторами, які можуть змінюватись та істотно впливати на результат.

Список використаних джерел

1. Енергетична стратегія України на період до 2030 року:
<http://search.ligazakon.ua>
2. Кудря С О «Структурні тенденції в енергетиці Європи і відновлювальної енергетики» / С.О. Кудря, Б.Г. Тучинський// Відновлювана енергетика-2005
3. Плешков П.Г. «Підвищення енергоефективності сільськогосподарського виробництва на основі комплексної електроенергетичної системи».
4. John Twidell, Tony Weir «Renewable Energy Resources», 2nd Ed. – Maelstrom, London, 2006.
5. Дикий М.О. «Відновлювальні джерела енергії»: Підручник.- К.: ВШ,1993-351с
6. Дубровін В.О. «Біопалива»/ В. О. Дубровін, Н.О.Корчелений, І.П. Масло та ін. - К.: «Енергія і електрифікація», 2004-256с
7. Денисюк С.П. Принципи побудови автономних систем енергопостачання на базі нетрадиційних джерел енергії //Новітні технології в сфері нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії, №2. К.:Державний комітет з енергозбереження України, НАН України, АТ "Укренергозбереження", 1999, С.39-42.
8. Відновлювані джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392 с.
9. Рєпкін О.О. Плани ЄС щодо розвитку водневої галузі до 2030 року та перспективи України у цій екосистемі [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://ecolog-ua.com/news/plany-yes-shchodo-rozvytku-vodnevoyigaluzi-do-2030-roku-ta-perspektyvy-ukrayiny-u-ciy>
10. Стратегія інтеграції енергетичних систем [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/>.

11. Кудря С.О., Яценко Л.В., Шинкаренко Л.Я., Пепелов О.В. Науковотехнічні основи створення вітроводневих станцій / Матеріали ХІХ-ої міжнародної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність ХХІ століття”, м. Київ, 26-28 травня 2018р., С. 419-425.
12. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. – 82 с.
13. Фундаментальні аспекти відновлювано-водневої енергетики і паливно-комерційних технологій / за загальною редакцією Ю.М. Солоніна. – К.: «КІМ», 2018. – 260с.
14. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії. Під заг. ред. Шидловського А.К. – Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007. – 559 с.