

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
(повне найменування вищого навчального закладу)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і робототехніки
(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій
(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

бакалавр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему «Розроблення комбінованих енергокомплексів на основі
відновлювальних джерел енергії»

Виконав: студент 4 курсу, групи 401-МЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Звягольський М.М.
(прізвище та ініціали)

Керівник Кислиця С.Г.
(прізвище та ініціали)

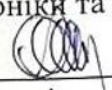
Рецензент Кожушко Г.М.
(прізвище та ініціали)

Полтава - 2025 рік

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
 Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та
 робототехніки
 Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
 Ступінь вищої освіти Бакалавр
 Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри автоматки,
 електроніки та телекомунікацій

 О.В. Шефер
 «01» квітня 2025 р.

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ БАКАЛАВРУ СТУДЕНТУ

Звягольському Максиму Миколайовичу

1. Тема роботи «Розроблення комбінованих енергокомплексів на основі відновлювальних джерел енергії»
 керівник роботи Кислиця Світлана Григорівна, к.т.н., доцент
 затверджена наказом вищого навчального закладу від 03.03.2025 року № 306/1-ф.а.
2. Строк подання студентом проекту (роботи) 10.06.2025 р.
3. Вихідні дані до проекту (роботи) Документація на електрообладнання комбінованих енергокомплексів на основі відновлювальних джерел енергії. Номінальна напруга 380/220В, частота 50 Гц. Забезпечити надійне електропостачання з мінімальними капіталовкладеннями.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Види систем енергозабезпечення. Типи сонячних батарей. Зелений тариф в Україні. Постановка задач на кваліфікаційну роботу. Вибір структури та основного обладнання комбінованих енергокомплексів на основі відновлювальних джерел енергії. Характеристика об'єкту з точки зору енергоспоживання у зимовий та літній періоди. Розрахунок та вибір обладнання комбінованих енергокомплексів на основі відновлювальних джерел енергії. Визначення оптимального кута нахилу сонячних панелей. Висновки.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових плакатів):
 - 1) Актуальність, мета та задачі розроблення;
 - 2) Системи енергозабезпечення, що існують;
 - 3) Схема вітро-дизельної установки;
 - 4) Схема енергетичної вітро-водородної станції;
 - 5) Графіки генерації електроенергії по місяцям;
 - 6) Графіки оптимального кута нахилу сонячних панелей по місяцям;
 - 7) Висновки.

6. Дата видачі завдання 01.04.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

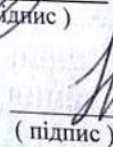
Пор. №	Назва етапів кваліфікаційної роботи бакалавра	Термін виконання етапів роботи			Примітки (плакати)
		Дата	Категорія	Відсоток	
1	Види систем енергозабезпечення. Типи сонячних батарей. Зелений тариф в Україні. Постановка задач на кваліфікаційну роботу	22.04.25	I	20%	Пл. 1
2	Вибір структури та основного обладнання комбінованих енергокомплексів на основі відновлювальних джерел енергії. Характеристика об'єкту з точки зору енергоспоживання у зимовий та літній періоди	08.05.25		40%	Пл. 2,3
3	Розрахунок та вибір обладнання комбінованих енергокомплексів на основі відновлювальних джерел енергії	22.05.25	II	60%	Пл. 4,5
4	Визначення оптимального кута нахилу сонячних панелей	30.05.25		80 %	Пл. 6
5	Оформлення кваліфікаційної роботи бакалавра	10.06.25	III	100%	Пл. 7,8

Студент


(підпис)

Зв'ягольський М.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Кислиця С.І.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

кваліфікаційної роботи бакалавра

«Розроблення комбінованих енергокомплексів на основі відновлювальних джерел енергії»

Робота містить 59 сторінок, 25 літературних джерел.

Ключові слова: відновлювальні джерела енергії; енергетичний комплекс; нетрадиційні та поновлювані джерела енергії; Європейська асоціація з теплових насосів; вітродизельний енергетичний комплекс.

У кваліфікаційній роботі було розроблено методику обґрунтування параметрів та складу ЕК на основі вітрових, дизельних, теплонасосних установок із системою акумуляції водню на основі паливних елементів.

ABSTRACT

of the bachelor's qualification work

“Development of combined power complexes based on renewable energy sources”

The work contains 59 pages, 25 literary sources. Key words: renewable energy sources; energy complex; non-traditional and renewable energy sources; European Heat Pump Association; wind-diesel energy complex.

In the qualification work, a methodology was developed to substantiate the parameters and composition of EC based on wind, diesel, heat pump installations with a fuel cell-based hydrogen storage system.

ЗМІСТ

	стор
Список скорочень і умовних позначень.....	6
Вступ.....	7
1. Аналіз сучасного стану вітрової, низькопотенційної, водневої енергетики та енергетичних комплексів на їх основі.....	9
1.1. Дослідження та застосування енергії вітру, використання енергії низькопотенційного тепла та водневої енергетики	9
1.2. Вітрова енергетика. Сучасний стан	10
1.3. Сучасне застосування теплонасосних установок.....	13
1.4. Воднева енергетика. Сучасний стан.....	17
1.5. Енергокомплекси на основі ВДЕ.....	22
1.6. Висновки по першому розділу.....	28
2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	30
2.1. Загальна постановка задачі	30
2.2. Висновки по другому розділу.....	36
3. МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ТА МОДЕЛЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ	37
3.1. Методика розрахунку	37
3.2. Воднева енергетика, методи отримання водню із застосуванням відновлюваних джерел енергії. Оптимізація параметрів системи отримання водню.....	40
3.3. Класифікація гібридних систем. Використання відновлюваних джерел енергії в гібридній енергосистемі	46
3.4. Висновки по третьому розділі.....	53
Висновки.....	54
Література.....	55
Додатки.....	57

Перелік умовних позначень

ВДЕ - відновлювальні джерела енергії;
НПДЕ- нетрадиційні та поновлювані джерела енергії;
ТНУ- теплонасосна установка;
ВЕУ- вітроенергетична установка;
ВЕС- вітроенергетична станція;
ДЕУ- дизельна енергетична установка;
БЕУ- бензинова енергетична установка;
ПЕ- паливний елемент;
АБ- акумуляторна батарея;
СЕК- Світовий енергетичний комітет;
ЄАТН- Європейська асоціація з теплових насосів;
ТЕЦ- тепло – електроцентраль;
ККД- коефіцієнт корисної дії;
ЕК- енергетичний комплекс;
ВДЕК- вітродизельний енергетичний комплекс;
ВДУ- вітродизельна установка;
ВА- вітровий агрегат;
АГ- асинхронний генератор;
ЗШ- збірні шини;
РН- регульоване навантаження;
ДД- дизельний двигун;
СГ- синхронний генератор;
АЕ- акумулятор енергії;
ІА- інерційний акумулятор;
В- випрямляч;
ІН- інвертор;
ЗМ-з'єднувальна муфта;
ТА- тепловий акумулятор.

ВСТУП

Завдяки екологічній та енергетичній кризі, актуальність пошуку нових, інноваційних способів генерування електричної енергії, або удосконалення та оптимізації вже існуючих методів, стає надзвичайно важливою. Опанування нових видів енергії, які є дешеві, екологічно чисті та відновлювані, є насущним та першочерговим завданням для всього людства в сучасному світі. Протягом останніх кількох десятиліть використання електростанцій та установок, що виробляють електроенергію з альтернативних джерел, є основною тенденцією в секторі альтернативної енергетики. Ці станції використовують "м'які" відновлювані джерела енергії (ВДЕ), які не викидають CO₂ в атмосферу і є екологічно безпечними.

Окрім великої енергетики, де широко використовуються потужні вітроелектростанції, останнім часом все більшої популярності набувають менші та ефективніші вітрові турбіни (ВЕУ). Вони можуть задовольнити потреби індивідуальних споживачів електроенергії та сприяти децентралізованому виробництву. Співпраця цих установок є особливо ефективною, оскільки їхні робочі інтервали часто нерегулярні, тому вони доповнюють одна одну і можуть повністю задовольнити енергетичні потреби споживачів. Тому використання вітрових електростанцій є важливим для індивідуальних споживачів сьогодні.

Актуальність теми. На даний період переважна більшість енергогенеруючих систем та мереж електропостачання є застарілими та неефективними. Більшість теплових електростанцій перебувають за межею фізичного зносу і потребують значної модернізації або заміни. Баланс потужності української електроенергетичної системи характеризується дефіцитом регулюючих потужностей, що призводить до нераціонального використання наявних потужностей та високого рівня втрат. У найближчому майбутньому використання альтернативних джерел енергії, в тому числі

відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), буде пріоритетним через неминуче скорочення споживання викопних видів палива.

Тому, останнім часом альтернативні джерела енергії дуже ефективно використовуються в певних секторах енергетичного сектору в ряді країн і успішно конкурують з традиційними джерелами енергії. Особлива увага приділяється середнім і великим станціям, які є частиною розподільчих і передавальних мереж.

Світовий досвід освоєння ресурсів ВДЕ показує, що використання лише одного виду ВДЕ у системах енергопостачання автономних споживачів не завжди дозволяє забезпечити надійне та безперебійне енергопостачання через фізичні особливості самих ВДЕ. Як правило, енергозабезпечення автономного споживача за рахунок ВІЕ намагаються забезпечити шляхом комбінації різних видів первинної та вторинної енергії в так званих енергокомплексах (ЕК). До їх складу зазвичай входять як енергоустановки на базі ВДЕ, так і дизельні (бензинові) енергоустановки (ДЕУ, БЕУ), а також різного виду системи акумуляції енергії. Автономний енергетичний комплекс має забезпечити надійне електро- та теплопостачання споживача. В роботі досліджується ефективність енергетичного комплексу, що складається з вітрових, теплонасосних, дизельних енергетичних установок.

Мета роботи: розробка математичного програмного забезпечення та дослідження параметрів та режиму роботи енергетичного комплексу (ЕК), що складається з вітрових, теплонасосних та дизельних енергоустановок.

Основні завдання досліджень. Для досягнення поставленої мети в роботі було сформульовано та вирішено такі завдання:

1. Виконати аналіз на основі літературних джерел та ресурсів інтернету стану вітрової енергетики, стану енергетики, теплонасосних установок (ТНУ), існуючих ЕК, що складаються з вітрових та дизельних (бензинових) енергетичних установок.
2. Розробити методику обґрунтування параметрів та режиму роботи ЕК на основі сонячних, вітрових та дизельних енергетичних установок.

I АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ВІТРОВОЇ, НИЗЬКОПОТЕНЦІЙНОЇ, ВОДНЕВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ ТА ЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПЛЕКСІВ НА ЇХ ОСНОВІ

1.1 Дослідження та застосування енергії вітру, використання енергії низькопотенційного тепла та водневої енергетики

21 століття ставить перед ученими практично всіх країн світу завдання отримати надійне, екологічно чисте джерело енергії. Ціла низка вчених та інженерів, як в Україні, так і за кордоном вважають, що енергозабезпечення майбутнього має бути засноване на поновлюваних джерелах енергії.

У цій роботі розглядається спільне використання вітрової енергетики, джерел низькопотенційного тепла із застосуванням ТНУ та системи акумуляції енергії на основі водневої енергетики.

Європейці вважають найперспективнішим напрямком – розвиток єдиної енергетичної системи. Порівняно невеликі відстані між енергетичними ресурсами і споживачами, а також досить висока щільність населення виправдовують цей напрямок. Як основний вектор у галузі розвитку відновлюваної енергетики, Європа вибрала використання енергії вітру. Найбільшого розвитку набули великі системні машини потужністю від 5 МВт і вище. Створенням і дослідженням енергетичних комплексів для автономного енергопостачання займається невелика кількість вчених, і це не носить системного характеру. Як правило, автономне енергопостачання можна зустріти на прилеглих до Європи островах, де можливість приєднання до єдиної енергетичної системи обмежена. Можна відзначити компанії Hydrogenics та Siemens, які пропонують низку рішень для автономного споживача на основі відновлюваних видів енергії та системи акумуляції водню [1-3].

Зовсім інша ситуація в США і Канаді. Традиційно, у США є низка генеруючих компаній, електричні мережі яких не завжди пов'язані одна з одною. Є досить велика кількість енергоспоживачів, які використовують різні

системи автономного енергопостачання. Внаслідок цього розвиток відновлюваної енергії в США пішов шляхом створення малих систем енергопостачання, у тому числі й енергетичних комплексів на основі ВДЕ (хоча в США і є великі вітрові парки й сонячні електричні станції); досить багато робіт проведено по створенню вітро-дизельних комплексів, які успішно працюють у штаті Аляска, а також і в інших штатах Америки[4].

Активно ведуться роботи в галузі використання систем акумуляції водню [4]. Лідером у даному напрямі є компанія «General Electric», яка активно впроваджує свої методики й технології в систему енергозабезпечення США, а також у низку інших країн [5-6].

Досліджуваний ЕК повинен забезпечити надійну та безперебійну роботу системи енергопостачання в цілому. Для цього, залежно від типу і категорії споживачів, у системі енергопостачання необхідно передбачити відповідні джерела енергії, які повинні згладжувати мінливість віддачі потужності ВЕУ в часі, у тому числі й джерела безперебійного живлення.

1.2 Вітрова енергетика. Сучасний стан

У всьому світі кінетична енергія, що міститься у вітрі, у 80 разів перевищує сукупне енергоспоживання населенням Землі, хоча основна частина вітроенергетичних ресурсів припадає на світовий океан. Це говорить про те, що енергія вітру може стати потенційною альтернативою частковому заміщенні традиційних джерел вироблення електроенергії. Згідно з оцінками Всесвітньої вітроенергетичної асоціації (W.WEA), у 2010 році встановлена потужність вітроенергетичних установок (ВЕУ) у світі становила близько 160 ГВт. [7-8].

Вітроенергетика є одним із найшвидше зростаючих секторів не тільки в галузі поновлюваних джерел, а й в енергетиці в цілому. Середні темпи зростання світової встановленої потужності ВЕУ за останні 10 років дорівнювали приблизно 29% на рік. [9-10] Країнами-лідерами за

встановленою потужністю ВЕУ є Німеччина, Іспанія, США, Індія, Китай і Данія. Ринок найбільших виробників ВЕУ зосереджений на базі потужностей десятка зарубіжних компаній; машинобудування, таких як Vestas, Siemens, Enercon, GeneralElectric тощо [11].

У 2001 році ЄС ухвалив директиву щодо сприяння виробництву електроенергії на базі ВДЕ з метою досягнення частки електроенергії від ВДЕ до 2020 року у 22,1% від валового внутрішнього споживання електроенергії [12].

У січні 2008 року Європейська комісія (ЄК) опублікувала дані щодо прогнозу зміни клімату та енергетичного пакету. У грудні 2008 року Європейський Парламент і Рада досягли домовленості енергопакет, запропонований ЄК, щодо досягнення до 2020 року ВДЕ в збільшенні частки в середньому по ЄС до 20% кінцевого споживання енергії, включно з як мінімум 10% закупуваної «Зеленої енергії» в кожній державі ЄС [13].

Наразі вітроенергетика забезпечує 3,7% усього споживання електроенергії в ЄС. Мета ЄК - збільшити цю частку до 12 % до 2020 року. За даними Європейської вітроенергетичної асоціації (EWEA), у 2010 році встановлена потужність вітроенергетичних станцій (ВЕС) у ЄС становила 80000 МВт, включно з 3500 МВт офшорних ВЕС. До 2020 року поставлено-завдання отримати на ВЕС в ЄС 180000 МВт, включно з 35000 МВт на офшорних ВЕС, або від 11,4 до 14,3% загального, обсягу споживання енергії в ЄС в % в 2020 році залежно від сценаріїв- розвитку попиту на електроенергію. За оцінками Європейської ради з поновлюваних джерел енергії" (EREC) до 2020 року вироблення електроенергії на ВЕС досягне 477 кВт год/рік. Грінпіс і Всесвітня рада з вітроенергетики (GWEG) прогнозують зростання потужностей ВЕС від 41000 МВт у 1990 р. до 385000 МВт до 2020 для найоптимістичнішого сценарію на основі врахування зростання ринку і технічного прогресу в ЄС. [15-17].

Для надійних середньострокових прогнозів розвитку ВЕС необхідні надійні оцінки вітрового потенціалу Європи. Особливо це актуально для тих

країн, де розвиток ВЕС поки що незначний і робити це треба в географічно явній формі. Зазвичай у розрахунках ресурсу вітру EWEA використовується три категорії потенціалу вітроенергетики: валовий, технічний, обмежений та екологічний конкурентно спроможний [17].

Поняття валового потенціалу відповідає загальносвітовим підходам. При цьому «технічний потенціал» відповідає високому рівню виробництва енергії на ВЕС за максимальної щільності розміщення ВЕУ на базі використання сучасних технологій. «Обмежений потенціал» відповідає частині технічного потенціалу, що враховує такі проблеми, як захист біологічного середовища, нормативні обмеження та соціальні обмеження, тобто це швидше «техніко-соціально-екологічний» потенціал. «Екологічний конкурентно спроможний потенціал» відповідає тій частині технічного потенціалу, що може бути реалізована екологічно ефективно з урахуванням прогнозу середніх витрат на електроенергію в майбутньому.

Основне джерело даних щодо швидкості вітру в Європі -ECMWF - Європейський центр середньострокових прогнозів. Використовуються дані з середньорічної швидкості вітру за період 2000-2005 рр. [17, 18].

ECMWF - міжнародна організація, що підтримується 18-ма країнами ЄС і має угоди про співпрацю з іншими країнами ЄС, а також з WMO (World Meteorological Organization). Вона відповідає за підготовку оперативного глобального аналізу даних і середньострокових прогнозів даних для його членів і проводить комплексні програми наукових досліджень для забезпечення подальшого розвитку та вдосконалення своєї продукції.

Ці дані перераховуються з урахуванням шорсткості поверхні Землі для різних її типів, з використанням спеціалізованих баз даних по ґрунтово-рослинному покриву. ECMWF дає швидкості вітру на висоті 10 м. Дані швидкості перераховані на рівень висоти веж ВЕУ.

1.3 Сучасне застосування теплонасосних установок

Вельми значними є масштаби освоєння інших видів ВДЕ, які спрямовуються не тільки на розвиток електроенергетичних, а й паливно - енергетичних систем. Зокрема, це стосується одного з найбільш перспективних напрямів розвитку науки і техніки, пов'язаного з розв'язанням проблем енергоресурсозбереження теплонасосних установок (ТНУ) або теплових насосів (ТН). [19].

За прогнозами Світового енергетичного Комітету (СІРЕК) до 2020 р. у розвинених країнах до 75 % тепла для опалення та гарячого водопостачання забезпечуватиметься ТНУ. Якщо в 1972 р. у світі працювало близько 100000 ТНУ, то сьогодні - близько 40 млн. Теплова потужність ТНУ у світі навіть за мінімальними оцінками становить близько 250 ГВт за річного виробітку тепла в 1 млрд. Гкал, що відповідає витісненню органічного палива до 80 млн. тонн умовного палива (т. у. п.). [20].

У системах тепlopостачання світу сьогодні широко поширені парокompресорні ТНУ потужністю до 0,5 МВт з поршневіми компресорами. Мають місце також гвинтові ТНУ тепловою потужністю 9 МВт і турбокомпресорні - понад 9 МВт. Нині у світі працюють понад 18 млн. ТНУ більшої потужності. [21].

Сьогодні слід відзначити швидкий розвиток ТНУ в багатьох західних країнах: США, Німеччина; Японія, Франція, Швеція; Фінляндія;. Данія, Норвегія; Австрія; Великобританія, Канада, та інші. У США щорічне введення ТНУ становить близько 1 млн установок, в Японії - близько; 3 млн. установок. Для стимулювання розвитку ТНУ в ряді штатів запроваджено кредити на пільгові покупки певних типів ТНУ. Річний; обсяг продажів, що випускаються за межами. України ТНУ, становить сьогодні близько 125 млрд. доларів або в 3 рази більше." світового обсягу1 продажів озброєнь; [23].

За період з 2005 по 2006 роки обсяг продажів кімнатних теплових насосів у Німеччині зріс більш ніж удвічі, у Франції; він зріс на 5 в Австрії:- на 45 %, у Швейцарії1 - майже на 30%, у Швеції;- на 20 %.

У Європі в Скандинавії інтенсивно розвиваються централізовані системи теплопостачання на основі ТНУ, в тому числі і великих (МВт-ногокласу) ТНУ. У центральній Європі (Німеччина) поширені. ТНУ з приводом від газового" двигуна, основними типами ТНУ в Європі є: «Вода-вода», «Вода-повітря».

В якості ілюстрації в таблиці 1.1. представлені дані по використанню тільки геотермальних ТНУ в деяких країнах світу в 2017р.

Таблиця 1.1. Використання геотермальних ТНУ в деяких країнах світу в 2017 р. (дані ЕНРА - Європейська асоціація з теплових насосів)

Країна	Встановлена потужність обладнання, МВт	Вироблено енергії ТДж/рік
Австрія	352,0	303,9
Болгарія	109,6	1672
Угорщина	694,2	7939,8
Німеччина	952,0	6060,0
Греція	74,8	567,2
Данія	330,0	4400,0
Ісландія	1844,0	24500,0
Італія	650	8000,0
Нідерланди	254,5	685,0
Норвегія	600,0	3085,0
Польща	210,0	1108,0
Сербія	88,8	2375,0
Словаччина	187,7	3034,0
США	6400,0	122000,0
Туреччина	1385,0	24000,0
Фінляндія	260,0	1950,0
Франція	308,0	5195,7
Чехія	204,5	1220,0
Швейцарія	500,0	550,0
Швеція	377,0	1146,6

Динамічно розвивається виробництво ТНУ у світі; яким займаються багато десятків фірм, що орієнтуються на величезний ринок споживання їхньої продукції. Як приклад у таблиці 1.2 наведені дані щодо кількості проданих і

встановлених геотермальних ТНУ в низці країн Європи в 2002, 2013 і 2014 рр. (дані ЕНРА) [23].

Для стимулювання розвитку ТНУ за кордоном широко використовуються різні види матеріальної підтримки: Наприклад; субсидії від держави. У Німеччині до 2015 р. виділялися великі дотації фірмам, що використовують ТНУ: 300 марок на 1 кВт потужності ТНУ. [25]

Швейцарською національною програмою енергозбереження в період з 2005 по 2008 рр. планувалося збільшити виробництво тепла від ТНУ в 3 рази (з 750 до 2250 ГВт-год на рік). Для реанімації цієї програми держава виділяла великі інвестиції великим енергетичним компаніям і забезпечувала їм значні податкові пільги. Перші ТНУ побудовані в країні ще в 30-ті роки 20 століття. Сьогодні тут працюють десятки тисяч ТНУ невеликої потужності. Побудовано і великі ТНУ для роботи в системах централізованого теплопостачання. Найбільша з них працює в місті Лозанна з тепловою потужністю 7 МВт з електроприводом.

Таблиця 1.2. Кількість проданих і встановлених геотермальних ТНУ в низці країн Європи в 2002, 2013 і 2014 рр.

Країна	2002р.	2013р	2014р.	Приріст в 2014р. до 2013р.
Австрія	800	3780	5129	36%
Болгарія	-	15	25	67%
Чехія	20	1200	2400	100%
Естонія	-	510	750	47%
Фінляндія	100	8540	12648	48%
Франція	4000	13700	17300	26%
Німеччина	2000	15838	20636	30%
Ірландія	-	1300	1800	38%
Латвія	-	527	839	59%
Голландія	-	1557	1800	16%
Норвегія	1000	55081	35390	-36%
Словенія	-	25	35	40%
Швеція	15000	68100	100215	47%
Швейцарія	2700	6695	9796	13%
Всього	24100	178341	207924	17%

Особливо слід відзначити Швецію як лідера у використанні ТНУ в економіці країни, де загальна встановлена потужність ТНУ перевищила

3800 МВт. Сьогодні близько 85% усього тепла в країні отримують від ТНУ. Тут сьогодні працюють і дві найпотужніші ТНУ у світі в 200 і 320 МВт. Вони використовують як джерело низькопотенційного тепла води Балтійського моря, температура яких становить від 5 до 6 °С у опалювальний період. Найпотужніша (320 МВт) Стокгольмська ТНУ, розташована на баржах, причалених до берега, охолоджує взимку морську воду до 2 °С. Собівартість теплоти від цієї ТНУ, що забезпечує 12 % всього опалення Стокгольма, на 20 % нижча за собівартість теплоти від котелень.

Навіть у Данії, де умови використання ТНУ одні з найгірших у Європі (висока ціна на електроенергію - 20 центів/кВт-год через податки, які досягають 50 %), уже до 2005 р. працювало 28000 ТНУ (20 000 - гаряче водопостачання, 8000 - опалення).

У Німеччині сьогодні в експлуатації перебувають сотні тисяч ТНУ. Вони використовуються у водяних і повітряних системах опалення та для кондиціонування повітря. Привід компресорів, в основному, від електромоторів. Є й сотні ТНУ великої потужності та з приводом від ДЕУ і ГТУ. Джерела низькопотенційної теплоти: повітря (зовнішнє і витяжне), ґрунт, вода тощо. Великі ТНУ використовують у системах централізованого теплопостачання. Експлуатують і кілька десятків абсорбційних ТНУ одиничною тепловою потужністю до 4 МВт.

У США сьогодні працюють мільйони ТНУ. З них понад 50% - у житлово-комунальному секторі. Найбільшого поширення в США мають реверсивні ТНУ типу «повітря-повітря» з електроприводом для цілорічного кондиціонування повітря в приміщеннях. ТНУ випускають у США понад 50 фірм різної потужності. До 30% споруджуваних котеджів у країні сьогодні оснащені ТНУ. У США діє ефективна система штрафів за викид CO₂ при спалюванні обмеженого палива, і заохочення за використання ТНУ.

Десятки фірм у світі сьогодні випускають величезну кількість ТНУ різної потужності, типу та призначення. Широкому використанню ТНУ сприяють їхні високі еколого-енергетичні характеристики. Як приклад у

таблиці 1.3 наведено дані щодо еколого- енергетичних показників систем опалення в Європі. [20]

Таблиця 1.3 Еколого-енергетична ефективність різних систем опалення в Європі

Система опалення	Енергетична ефективність первинної енергії %	Питома величина викиду CO ₂ , кг/кВт год
Електричне опалення	35	0,55
Котел на рідкому паливі та опалення гарячою водою	80	0,29
Газовий котел та опалення гарячою водою	80	0,21
Газовий конденсаційний котел і опалення гарячою водою	95	0,19
Система електро-теплопостачання	100	0,1
Тепловий насос з електричним приводом	110	0,14-0,22
Абсорбційний ТН	130	0,17
ТН із приводом від газового двигуна	150	0,12

1.4 Воднева енергетика. Сучасний стан

Поняття «воднева енергетика» з'явилося в: середині 70 років минулого століття, коли весь цивілізований світ задумався про альтернативне викопному паливу джерело енергії. На той момент передбачалося, що основними первинними джерелами енергії будуть атомна енергія (розпад і холодний синтез) і поновлювані джерела енергії. Водень же повинен виступити у вигляді вторинного джерела енергії, для її транспортування безпосередньо до споживача. На сьогоднішній день накопичено більш ніж 30 річний, досвід у застосуванні водню в енергетиці. Створено дослідні зразки автомобілів, які в якості палива використовують водень. Розвивається ринок паливних елементів, вартість яких має стійку тенденцію до зниження і масового впровадження; Створено ЕК, що використовують систему акумуляції водню.

Зазвичай, водень отримують шляхом електролізу води. Отримання електричної енергії з водню може здійснюватися різними шляхами.

На сьогоднішній день, основними вважаються такі:

- отримання електричної енергії за допомогою паливного елемента;
- спалювання водню в спеціально перероблених дизельних генераторах, або парогенераторах.

Використання паливних елементів на сьогоднішній день вважається більш перспективним. Отримання електроенергії відбувається з більш, високим ККД (50-80% проти 20-35% при використанні другого способу). Однак, вартість самих паливних елементів залишається досить високою. [13]

Сьогодні десятки компаній по всьому світу виробляють обладнання для виробництва водню і вироблення, електроенергії; із за цього; палива. Деякі з них представлені в табл; 1.4

Таблиця 1.4 - Компанії, що займаються виробництвом устаткування для водневої енергетики.

Компанія	Країна
BallardBowerSystems	Канада
Acumentrics	США
CeramicFuelCells	Австралія-Великобританія
HydrogenicsCorporation	Данія
EuropeanFuelCells	Німеччина
FuelGellTechnologies	США
IdatecH	США
MitsubishiHeavyIndustries	Японія
SanyoElectric	Японія
Shanghai-ShenLi	Японія
SharpCorporation	Японія

Багато з цих компаній пропонують своїм клієнтам готові рішення на базі їхнього обладнання. Наприклад, компанія Hydrogenics Corporation (Данія) пропонує низку рішень, побудованих на основі вироблених нею електролізерами та паливними елементами, а також ВДЕ. Ці рішення представлені в структурній схемі, показаній на рисунку 1.1.

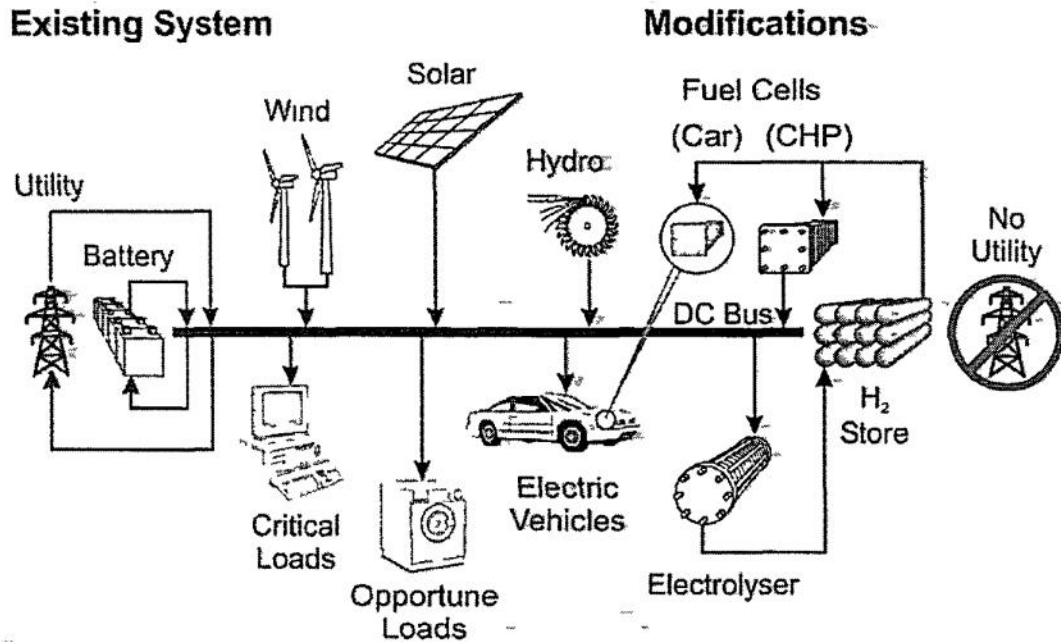


Рисунок 1.1 - Схема рішень запропонованих компанією Hydrogenics Corporation на базі ВДЕ і водня

Під час експлуатації подібних енергетичних комплексів виникає необхідність у зберіганні водню в досить великих обсягах. На сьогоднішній день запропоновано цілу низку методів, частина яких зарекомендували себе з часом, частина яких проходять лабораторні та виробничі випробування. Зберігання водню може здійснюватися такими способами [11].

1. Зберігання газоподібного водню у великих кількостях з атмосферного та підвищеного (1-1,5 МПа) тиску. Для цього застосовують газгольдери, природні та штучні підземні резервуари тощо. Загальна місткість таких систем може сягати кількох мільйонів кубометрів, тож вони залишаються єдиною можливістю зберігання великих кількостей водню з тривалим, наприклад сезонним, циклом заправлення сховища та відбору з нього водню. Газоподібний водень зазвичай зберігають і перевозять під тиском до 15-35 МПа в балонах ємністю від кількох літрів до кількох кубічних метрів.

Для зберігання і перевезення невеликих кількостей стисненого водню зазвичай використовують сталеві балони з робочим тиском до 15-20 МПа. Вміст водню в таких балонах, як правило, становить 1,2-1,5% масової частки, а об'ємна густина 10-12 кг/м. Сучасні балони дають змогу зберігати водень під тиском до 35-69 МПа, що відповідає його вмісту понад 6 масової частки, % та об'ємній густині до 30 кг/м³. Композитні балони на тиск 35 МПа наразі випускаються промисловістю, серійний випуск балонів на 69 МПа планується найближчим часом. Провідними виробниками таких балонів є фірми «Dynetec» (Канада), «Quantum» (США), ВОС (Великобританія) і низка інших.

2. Системи зберігання рідкого водню становлять значний інтерес з огляду на високу об'ємну густина і великий вміст водню, що зберігається. Рідкий водень зберігається в спеціальних резервуарах з подвійними стінками (посудини Дьюара).

Водень у вигляді криогенної рідини існує у вузькому інтервал температур, від точки кипіння мінус 252,77 °С до точки замерзання мінус 259,19 °С. Через низьку критичну температуру (мінус 240 °С) рідкий водень можна зберігати або у відкритих системах, або в спеціальних закритих резервуарах, у яких передбачено скидання газу в разі зростання тиску більше ніж на 0,2-0,3 МПа; інакше тиск може зрости (за кімнатної температури) до 10⁴ бар.

Нині технології отримання водню і його зберігання в рідкому стані добре відпрацьовані. У результаті нещодавніх розробок було створено високоефективні криогенні резервуари, інфраструктуру для їхнього заправлення, поліпшено заходи безпеки.

3. Зберігання водню в мікрокапсульованому вигляді. Цей метод можна віднести до зберігання газоподібного водню під тиском (35-65 МПа), де роль балонів виконують скляні мікросфери діаметром 5-500 мкм з товщиною стінки ~1 мкм. За підвищеної температури (200-400 °С) скляні стінки стають проникними для водню, що дає змогу проводити заправлення системи зберігання воднем і видачу його споживачеві. Вміст збереженого водню - до

10 масової частки, %, а об'ємна густина - до 20 кг/м^3 , що не перевершує показники зберігання водню в композитних газових балонах. Водночас зазначений метод вимагає додаткових витрат енергії на нагрівання мікросфер під час заправлення сховища і відбору з нього водню. Основний недолік методу - високі втрати водню через механічне руйнування скляних мікросфер при транспортуванні.

4. Більш перспективним є зберігання водню в криогенних посудинах високого тиску. Сутність методу полягає у використанні стандартних композитних балонів високого тиску (алюмінієва гільза, вкрита армованим пластиком), що розміщуються в криогенній теплоізолюючій оболонці. Такі балони можуть заповнюватися або рідким воднем, або газоподібним за зниженої температури. В останньому випадку досягаються більш висока об'ємна густина і вміст водню, ніж у газових балонах, що працюють при кімнатній температурі.

5. Досить умовно всі матеріали, здатні зберігати зв'язаний водень, можна розділити за енергією зв'язку атома-або молекули водню з цим матеріалом. Це зв'язки фізично ад- або абсорбованого водню (з найменшою міцністю зв'язку), хемосорбованого і валентно зв'язаного водню.

6. Водень можна зберігати і транспортувати не тільки в вільному стані, а й у хімічно зв'язаному. Усі матеріали, які є середовищем зберігання хімічно зв'язаного водню, можна розділити на дві групи. До першої належать речовини, що містять у своєму складі хімічно зв'язаний водень і здатні в певних умовах (підвищена температура і дія каталізатора) виділяти його. Прикладами є каталітичні реакції розкладання аміаку за $800-900 \text{ }^\circ\text{C}$ та реакції гідрування/дегідрування ненасичених вуглеводнів.

До другої групи належать так звані енергоакумулюючі речовини, які не завжди містять хімічно зв'язаний водень, але здатні генерувати його в процесі гідролізу. Класичний приклад - губчасте залізо, що взаємодіє з водяною парою за $550-600 \text{ }^\circ\text{C}$.

7. Серйозною альтернативою описаним методам зберігання і транспортування водню є металогідридний спосіб, тобто зберігання водню у формі гідридів металів або інтерметалічних сполук.

Відкриття в другій половині XIX століття здатності низки металів, оборотно поглинати значні кількості водню породило цілу низку технічних ідей щодо практичного використання цього явища. Причина - унікальне поєднання властивостей систем «метал-водень», включно з можливістю досягнення екстремально високих об'ємних густин атомів водню в матриці металу, широким діапазоном робочих тисків і температур, селективністю процесів поглинання/виділення, значними змінами фізичних властивостей металу під час його насичення воднем, каталітичною активністю та цілою низкою інших нетривіальних особливостей. [22-24].

1.5 Енергокомплекси на основі ВДЕ

Світовий досвід освоєння ресурсів ВДЕ показує, що використання тільки одного виду ВДЕ в системах енергопостачання автономних споживачів не завжди дає змогу забезпечити надійне і безперебійне енергопостачання через фізичні особливості самих ВДЕ. У зв'язку з цим, як правило, енергопостачання автономного споживача за рахунок ВДЕ намагаються забезпечити шляхом комбінації різних видів ВДЕ у так званих ЕК, так званих ЕК. До їх складу, зазвичай, входять як енергоустановки на базі ВДЕ, так і дизельні (бензинові) енергоустановки (ДЕУ, БЕУ), а також різного виду системи акумуляції енергії.

На сьогодні найбільш вивченими та надійними комплексами є вітродизельні енергетичні комплекси (ВДЕК). Подібні комплекси експлуатуються в багатьох країнах світу і є надійним джерелом електричної енергії для тисяч автономних споживачів.

Дослідження проводилися в національній лабораторії RISO (Данія). Досліджені вітродизельні установки (ВДУ) були розділені на 4 класи [25]:

Клас 1 (найпростіший) (рисунок 1.2 а). Досліджувався стандартний вітровий агрегат (ВА) мережевого використання з асинхронним генератором (АГ), який працює з постійним включенням на збірні шини (ЗШ) споживача. У комплект обладнання введено автоматично регульоване навантаження (РН), що запобігає перевантаженню ВА при високих швидкостях вітру за рахунок зниження частоти обертання до заданого розрахункового рівня. Стандартна дизель-генераторна станція працює постійно, забезпечуючи реактивною енергією асинхронний генератор (АГ). Повна (100%) частка участі в графіку навантаження ВА вважається допустимою. Економія палива буде невеликою, але система виявляється гранично простою і прийнятною в тих випадках, коли фактор надійності важливіший, ніж максимум економії палива.

ВДУ класу 2 (рисунок 1.2 б); У конструкцію ДЕС внесено зміни: між дизельним двигуном (ДД) і синхронним генератором встановлено з'єднувальну муфту і невеликий інерційний акумулятор. ВДУ класу 2 досить проста і потребує мінімуму електронного обладнання. Економія палива в даному варіанті істотно зростає завдяки тому, що за сприятливих вітрових умов дизельний двигун не працює і не витрачає паливо.

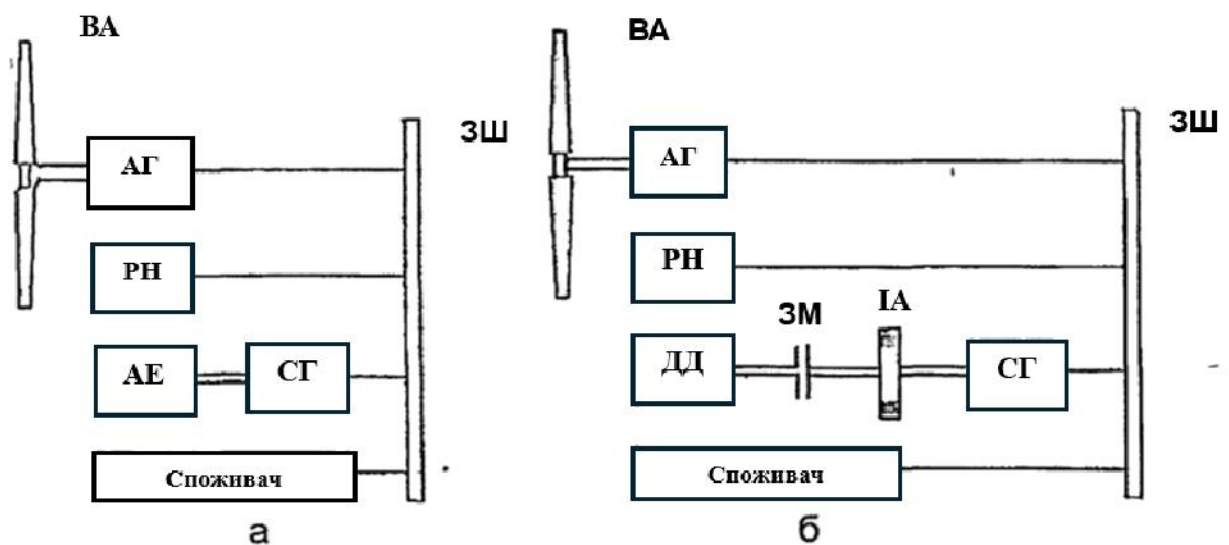


Рисунок 1.2 Блок-схема ВДУ класу 1(а) і класу 2(б) ВА - вітроагрегат;
 АГ - асинхронний генератор; РН - регульовальне навантаження;
 ЗШ - збірні шини; ДД - дизельний двигун; СГ - синхронний генератор;
 ЗМ - з'єднувальна муфта; ІА - інерційний акумулятор.

Схема ВДУ класу 3 (рисунок 1.3 а) відрізняється від попереднього варіанта введенням до складу ВДУ акумулятора енергії, яким може слугувати акумуляторна батарея, гідравлічний акумулятор і інші джерела енергії. Економія палива при використанні ВДУ класу 3 у районах зі сприятливими умовами досягає високого рівня. Національна, лабораторія RISO вказує на те, що завдяки відносно простому пристрою і можливості отримання значної економії палива ВДУ класу 3 має перспективи широкого застосування.

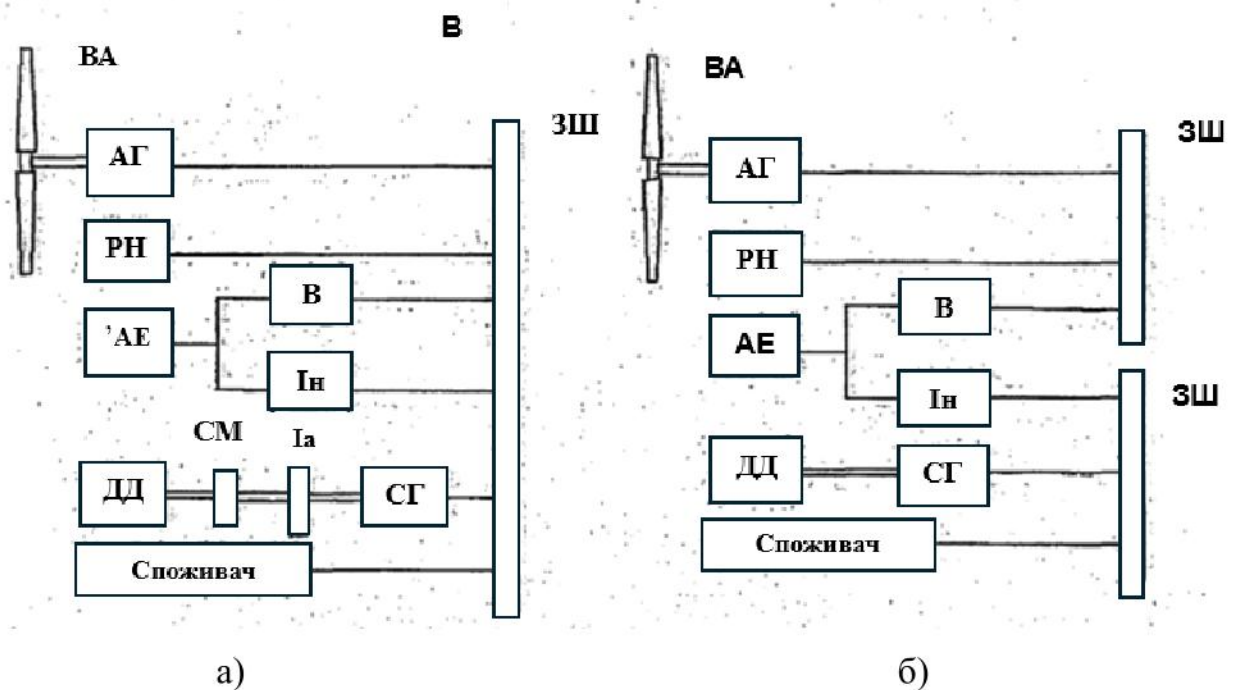


Рисунок 1.3 Блокова схема ВДУ класу 3 (а) і класу 4 (б) ВА - вітроагрегат; АГ - асинхронний генератор; РН - регулююче навантаження; ЗШ-збірні шини; ДД - дизельний двигун; СГ- синхронний генератор; ЗМ-з'єднувальна муфта; ІА- інерційний акумулятор; АЕ-акумулятор енергії; В- випрямляч; ІН- інвертор

ВРП класу 4 (рисунок 1.3 б) має у своєму складі ВА стандартного типу з синхронним або асинхронним генератором, і стандартною конструкцією ДЕС порівнянної з ВА потужності, без використання інерційного акумулятора. ВА працює через випрямляч на інвертор, вихід якого з'єднаний зі збірними шинами споживача. У разі нестачі енергії для забезпечення потреб споживача відсутня частина надходить від АБ. У разі надлишку енергії проводиться

живлення навантажень споживача і підзарядки АБ. За штильової погоди і за слабого вітру працює ДЕС у режимі забезпечення навантажень споживачів і підзарядки АБ.

ВДУ класу 4 має можливості для досягнення максимальною економії палива Система контролю ш управління роботою комплексів повинна бути комп'ютерною, щоб забезпечити виконання всіх необхідних операцій Ефективне використання вітродизельного енергетичного комплексу (ВДЕК) можна проілюструвати досвідом острова Фер (Шотландія). Там, для селища чисельністю 70 жителів була побудована електростанція з двома ДЕС, одна з яких потужністю 20 кВт була достатня для електропостачання влітку, а інша – 50 кВт - призначена для електропостачання взимку.

Вітрові умови острова вельми сприятливі: середня швидкість вітру - 9,6 м/с. У червні 1982 р. там було встановлено ВЕС потужністю 50 кВт. З того часу виробництво енергії зросло в 3,7 раза. Блок-схему ВДУ на ост. Фер наведено на рисунку 1.4.

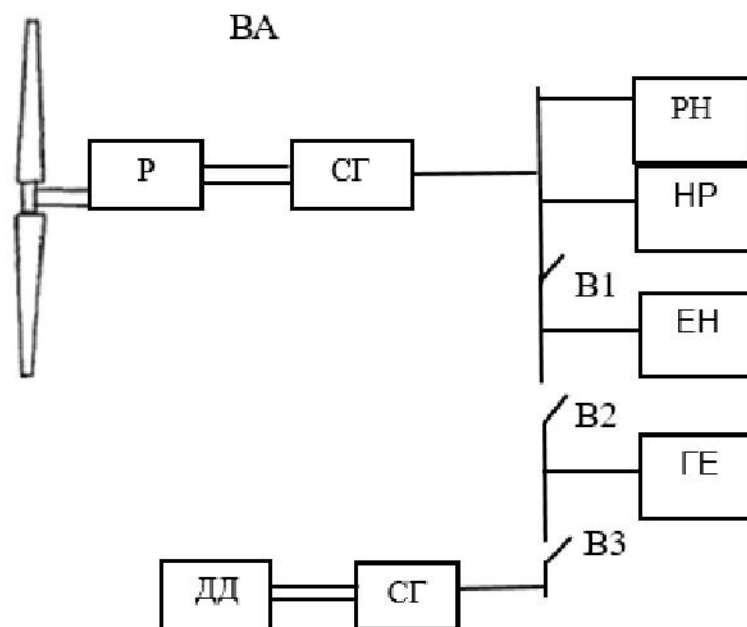


Рисунок 1.4 Блок схема ВДУ на о.Фер

Експлуатація ВДУ на острові Фер показала, що собівартість електричної енергії, одержуваної від ДЕС, становила 8 центів/кВт год, а від

ВЕС - 3,5 цента/кВт*год. На цій станції було розроблено спеціальний пристрій, що дає змогу споживачам розрізняти вид споживання, щоб споживач у кожному домі знав, коли лічильник енергії вмикається на вищий тариф. Результати роботи на о. Фер наводяться в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5. Результати роботи на о. Фер

Показники	Вироблення енергії кВт*год	Частка, %
Сумарне вироблення енергії ВДУ за рік роботи	185024	100
Вироблення енергії ВЕС за рік роботи	168895	91,28
Вироблення енергії ДЕС за рік роботи	16147	8,72

З наведеної таблиці видно, що на частку ДЕС припадає тільки 8,72% виробленої енергії. Решту енергії забезпечували ВЕС. У 1987 році фірма SMA побудувала і випробувала першу у світі ВДУ з новою системою управління на острові СапеСлеар. За нею пішли ВДУ в Греції, Йордані та Китаї.

До складу ВДУ о. Раслін (Ірландія) входили три вітроелектричні агрегати «Аеготан» потужністю по 33 кВт кожен, три ДЕС потужністю: 48, 80 і 132 кВт, АБ напругою 220 В енергоємністю до 100 кВт*год і трифазний інвертор вихідною потужністю 140 кВт (клас 4 за датською класифікацією). Вітрові умови о. Раслін вельми сприятливі для використання енергії вітру ($V_{ср}=10$ м/с). Завдяки цьому та використанню системи IPS електропостачання острова було забезпечено з мінімальною участю ДЕС: сумарний час їхньої роботи протягом року експлуатації не перевищував 10-20%. [25]

Основа цієї технології – використання вітроенергетичних і гібридних вітродизельних комплексів мегаватної потужності в якості джерела автономної енергії. Цю технологію вже багато років успішно застосовують у Канаді, США, Норвегії, Австралії, на Філіппінах і ще в 70 країнах.

Собівартість енергії комплексу залежить головним чином від вітрового потенціалу і може коливатися від 2,5 грн/кВт*год до 1 грн/кВт*год.

Введення ВДК під ключ здійснюється за 1,5-2 роки (в тому числі вітромайніторинг 1 рік). Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності становлять 1,9 тис. євро.

За необхідності, для підвищення надійності енергозабезпечення вітродизельний комплекс додатково можна оснастити маховиком. Маховик дасть змогу в короткостроковому періоді часу перерозподілити енергію, одержувану від вітрової установки, а також забезпечити роботу дизеля в номінальному режимі, що позитивно впливає на підсумкову витрату палива (рисунок 1.4). Дослідження в області застосування маховиків; в тому числі при спільній роботі з ВДЕ досить докладно висвітлені.

Використання ВДУ дає змогу суттєво заощаджувати дизельне паливо, однак, його внесок в енергозабезпечення споживача залишається суттєвим. Система акумуляції, яка дозволяє в довгостроковий період часу перерозподілити енергію, може звести до мінімуму використання органічного палива. Одним з альтернативних рішень поставленого завдання є використання водневих технологій. В час, коли вироблення енергії на ВЕС перевищує навантаження споживача то, використовуючи надлишкову енергію за допомогою електролізера можна отримувати водень. Цей водень можна ефективно використовувати під час штилю або слабого вітру. За допомогою паливних елементів або незначно перероблених ДЕУ з водню можна отримувати електроенергію для покриття навантаження споживача.

Подібні енергетичні комплекси вже створені й успішно експлуатуються у США, Канаді, Австралії та Данії.

У Канаді для забезпечення енергією віддалених селищ застосовуються гібридні схеми: вітро-дизельні та вітро-водневі. Водень зберігається, і використовується для виробництва електроенергії в двигунах внутрішнього згорання. За вітроводневою схемою в Канаді створено два проекти: Prince Edward Island Wind-Hydrogen Village і в місті Romea. На рис. 1.5 представлено схему вітроводневого комплексу, що працює в місті Romea. Потужність генератора водню становить 250 кВт. Щорічно він дає змогу економити 120000

літрів палива, тим самим запобігає викиду шкідливих речовин в атмосферу: CO_2 - 320 т, NO_x - 6,8 т, SO_2 - 0,6 т. У роботі, присвяченій дослідженню даного комплексу, дані по економіці не відображені. Однак, там вказується, що спорудження комплексу економічно виправдане.

В Австралії в інституті TAFE Tasmania діє комплекс, що складається з 2-х вітроустановок, електролізера і переробленої для можливості роботи на водні дизельної установки.

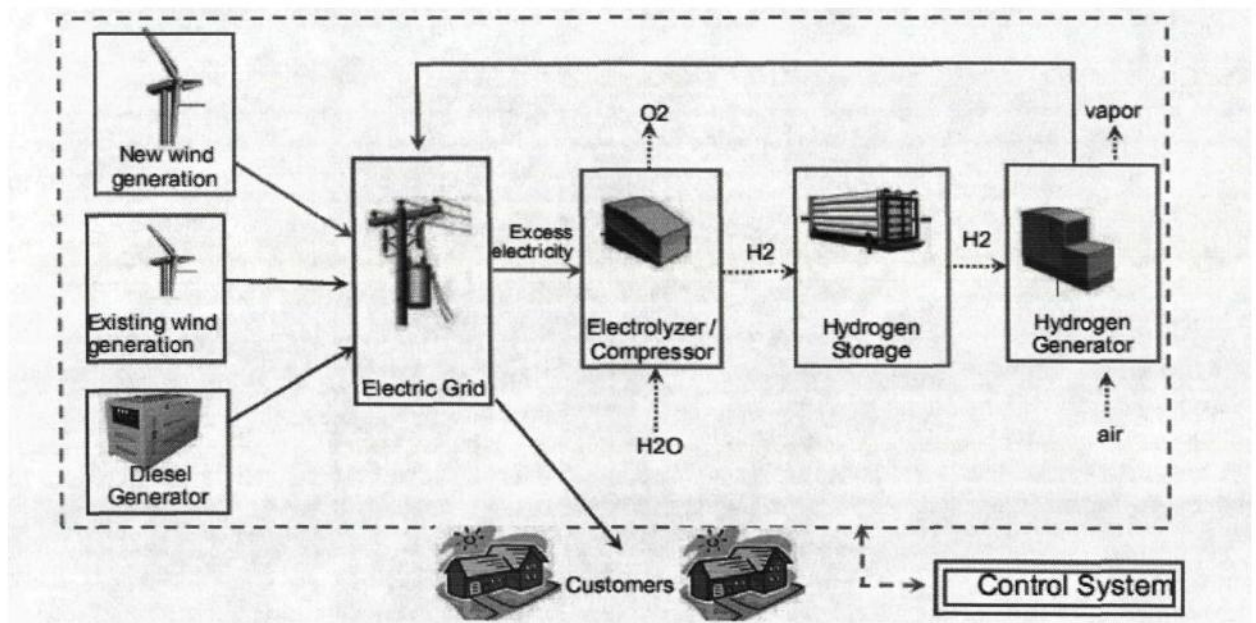


Рисунок 1.5. Схема енергетичного вітроводородного комплексу в місті Romea (Канада)

1.6. Висновки по першому розділу

1. У Європі найперспективнішим вважається використання ВЕУ, які працюють в об'єднаній енергетичній системі, мегаватного класу.
2. Застосування систем автономного енергопостачання найбільш актуальне для США, Канади, де енергетика ґрунтується на конкуренції низки генеруючих компаній, чії енергетичні мережі, як правило, не пов'язані в єдину енергосистему. Також, застосування автономної енергетики на базі ВДЕ актуально для споживачів, що знаходяться на островах.

3. У низці випадків, через високу вартість доставки палива, застосування ДЕУ призводить до суттєвих фінансових витрат. У цьому випадку стає актуальним застосування енергоустановок на основі ВДЕ.
4. Більша частина віддалених від централізованого енергозабезпечення споживачів перебувають на територіях, які володіють хорошими вітровими ресурсами. Таким чином, у системі їх енергозабезпечення досить ефективно можна використовувати ВЕУ.
5. На сьогодні найбільш ефективними та перевіреними вважаються вітро дизельні енергетичні комплекси.
6. Для того, щоб звести до мінімуму споживання органічного палива і найефективніше перерозподіляти енергію вітру для покриття графіка навантаження, необхідно забезпечити ЕК надійною системою акумуляції. Це завдання ефективно можуть вирішити технології засновані на отриманні та використанні водню. Водень – універсальне паливо. Його можна використовувати як паливо для перероблених ДЕУ (БЕУ) або як електрод у паливному елементі.
7. Сьогодні ринок водневої енергетики тільки формується. Тому, обладнання для отримання, зберігання та окислення водню має високу вартість. При цьому є чітка тенденція до зниження вартості цього обладнання. На сьогоднішній день уже функціонують у Канаді та в Австралії низка станцій, у яких для перерозподілу отриманої від вітру енергії застосовують систему водневого акумулювання.

2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальна постановка задачі

У роботі досліджується параметри та режим роботи енергетичного комплексу заснованого на вітровій, дизельній, теплонасосній установках та системи акумуляції водню із застосуванням ТЕ та електролізера принципова схема якого показана на рисунку 2.1.

Основним критерієм оптимальності в роботі прийнято мінімум приведених витрат за умови повного фінансування будівництва ЕК коштом замовника (мається на увазі, що при створенні ЕК не відбувається запозичень у банках або інших фінансових організаціях). Враховується інфляція в країні та зростання вартості органічного палива в часі в песимістичному, нормальному та оптимістичному варіанті, а також зміна цін на обладнання ВДЕ, яке має тенденцію до зниження. Спорудження ЕК відбувається за рахунок місцевої робочої сили, а також фахівців з монтажу основних енергетичних споруд.

Розглядається автономний споживач у розрахунковій точці А з координатами φ^0 - за широтою і ψ^0 - за довготою. Для нього задаються графіки погодинного споживання теплової та електричної енергії в часі, тобто \bar{Q}_i та \bar{P}_{li} на розрахунковому періоді часу $i=1,2,\dots,n$ на розрахунковому періоді часу.

$$T = t_k - t_0 = \sum_{i=1}^n \Delta t_i. \quad (2.1)$$

Де $\Delta t_i = 1$ ч.

Ці графіки навантаження мають бути покриті за рахунок використання ВЕУ; системи отримання H_2 та O_2 , які акумулюються і далі використовуються у паливних елементах (ПЕ) для одержання електроенергії, а також супутні їм пристрої; ТНУ і ДЕУ або БЕУ, для яких задаються необхідні техніко-економічні параметри і характеристики, відповідне спеціальне інформаційне забезпечення.

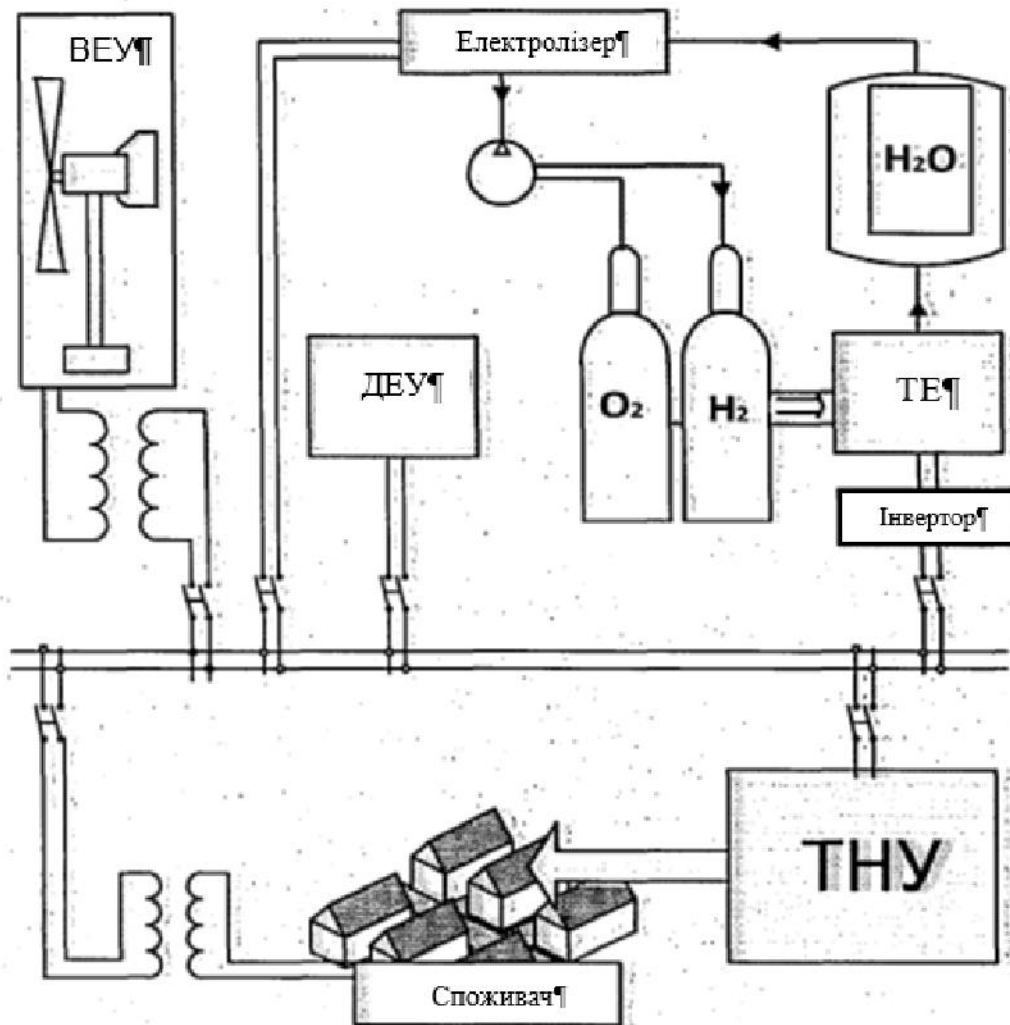


Рисунок 2.1. Принципова схема ЕК на: основі вітрової, дизельної, теплонасосної установок і системи акумулювання водню.

За ТЕ та системою акумуляції H₂ та O₂ необхідно враховувати продуктивність електролізера (нм³ / ч), встановлену потужність $P_{ел}^{уст}$ (кВт), тиск компресора (атм.), необхідний об'єм зберігання водню V_{H₂} (за необхідності – кисню V_{O₂}) (нм³), встановлена потужність ТЕ $N_{ТЕ}^{уст}$ (кВт), вартісні характеристики обладнання, його доставка і монтаж, кліматичні умови експлуатації.

Для ТНУ з вертикальною системою відбору низькопотенційного тепла необхідно знати: тип ТНУ із заданим типом вертикальних теплообмінників; тип ґрунту (джерела низькопотенційного тепла); встановлену потужність ТНУ $N_{ТНУ}^{уст}$ (кВт); коефіцієнт перетворення електричної енергії в теплову; вартість

ТНУ; вартість доставки; вартість монтажу; вартість буріння; глибина буріння свердловини (м); середньодобові температури ґрунту і повітря в розрахунковій точці.

Щодо ДЕУ (БЕУ): тип ДЕУ (БЕУ), питома витрата палива $b_{уд}$ (л/кВт), вартість палива, термін служби і вартість ДЕУ (БЕУ).

Також необхідно враховувати експлуатаційні та енергетичні характеристики допоміжного обладнання, такого як інвертори, трансформатори, вимірювальне обладнання, керуюча система тощо.

Потрібно знайти оптимальні типи і число основних елементів розглянутого ЕК з метою забезпечення мінімуму наведених витрат за розглянутий розрахунковий період часу $T = t_k - t_0$, тощо.

$$Z_{\Sigma}^{pp}(T) = Z_{BEU}^{pp} + Z_{TE}^{pp} + Z_{акк}^{pp} + Z_{ТНУ}^{pp} + Z_{ДЕУ(БЕУ)}^{pp} \rightarrow \min \quad (2.2)$$

за умови врахування таких умов та обмежень:

$$P^{\max} \leq N_{BEU}^{уст} + N_{TE}^{укр} + N_{ДЕУ(БЕУ)}^{уст} \quad (2.3)$$

$$\bar{P}_i = \bar{N}_{BEU_i}(\bar{v}_i) + \bar{N}_{TE_i} + \bar{N}_{ДЕУ(БЕУ)_i} \quad (2.4)$$

$$\bar{N}_{BEU_i} = \bar{N}_{BEU_i}(\bar{v}_i) \quad (2.5)$$

$$0 \leq \bar{v}_i \leq \bar{v}_{max} \quad (2.6)$$

$$0 \leq \bar{N}_{BEU_i} \leq \bar{N}_{BEU}^{уст} \quad (2.7)$$

$$0 \leq \bar{N}_{TE_i} \leq \bar{N}_{TE}^{уст} \quad (2.8)$$

$$0 \leq \bar{N}_{ДЕУ(БЕУ)}^{min} \leq \bar{N}_{ДЕУ(БЕУ)} \leq \bar{N}_{ДЕУ}^{уст} \quad (2.9)$$

$$\bar{N}_{TE_i} = \bar{N}_{TE_i}(\bar{V}_{H2}) \quad (2.10)$$

$$0 \leq V_{H2}(N_{TE}(t)) \leq V_{H2}^{max} \quad (2.11)$$

$$V_{H2}(T) = \int_T V_{H2}(N_{BEU}(t)) dt \quad (2.12)$$

де V_{H2} (нм³) - обсяг запасеного водню.

При цьому в (2.3) слід також урахувати і прийняте число основних розрахункових елементів ЕК, а також капвкладення і витрати в них, циклічність ремонтів і строки служби.

Аналіз розглянутої задачі дає змогу класифікувати її як багатофакторну, цілочисельну з урахуванням рівнянь зв'язку типу (2.3), обмежень типу нерівності (2.6, 2.7, 2.8, 2.11), інтегрального обмеження типу (2.12) і нелінійних зв'язків типу (2.5). Подібні задачі можуть бути як одно - так і багато екстремальними, що вимагає використання для їх розв'язання глобальних методів пошуку в математичному програмуванні.

Вихідні дані:

$v(t)$ - швидкість вітру (погодинні дані);

$P_{ел}(t)$ - електричне навантаження споживача (погодинні дані);

$P_{мен}(t)$ - теплове навантаження споживача (погодинні або середньодобові дані);

Характеристики основного обладнання ЕК містять у собі такі параметри:

1. ВЕУ

$N_{ВЕУ}(v)$ - характеристику потужності ВЕУ;

$m_{ВЕУ}$, кг - маса ВЕУ;

$U_{ВЕУ}$, В- вихідна напруга ВЕУ;

$T_{ВЕУ}$, років - термін служби ВЕУ;

$Ц_{ВЕУ,грн.}$ - вартість ВЕУ.

2. ДЕУ

$N_{уст.ДЕУ}$, кВт - встановлена потужність ДЕУ;

$b_{мон}$, л/кВт.ч- питома витрата палива (може задаватися як константа, або як функція потужності $b_{топ}(N_{ДЕУ})$, де $N_{ДЕУ}$ - вироблена потужність ДЕУ в даний момент часу);

$b_{мас}$, л/кВт.ч - питома витрата масла;

$m_{ДЕУ}$, кг - маса ДЕУ;

$Ц_{ДЕУ}$, грн - вартість ДЕУ;

$T_{рем\ ДЕУ}$, ч - термін служби ДЕУ до капітального ремонту;

$T_{ДЕУ}$, ч - термін служби ДЕУ;

3. ТНУ

$N_{уст\ ТНУ}$, кВт - встановлена потужність ТНУ;

$K_{ТНУ}$, о.е. - коефіцієнт перетворення електричної енергії в теплову;

Тип ґрунту (джерело низькопотенційного тепла);

$L_{тр,М}$ - сумарна довжина труб теплообмінника (залежить від типу ґрунту і потужності теплового насоса);

$h_{скв}$, м - глибина свердловин;

$m_{ТНУ}$, кг - маса ТНУ (разом із трубами);

$Ц_{ТНУ}$, грн - вартість ТНУ;

$Ц_{бур}$, грн/м - вартість буріння 1-го метра;

$T_{ТНУ}$, років - термін служби ТНУ;

4. Електролізер

$N_{е-ра}$, кВт - номінальна потужність електролізера;

$P_{е-ра}$, $нм^3/ч$ - продуктивність електролізера;

$\Delta E_{е-ра}$, $кВт.ч/нм^3$ - питома витрата енергії на виробництво $1нм^3$ водню;

$m_{е-ра}$, кг - маса електролізера;

$T_{е-ра}$, ч - термін служби електролізера;

$Ц_{е-ра}$, грн. - вартість електролізера;

5. Компресор (зазвичай входить у комплект разом з електролізером)

$P_{комп}$, атм. - тиск водню на виході УЗ компресора;

$Ц_{комп}$, грн. - вартість компресора (враховується, якщо компресор не входить до складу електролізера)

$M_{комп}$, кг - маса компресора (враховується, якщо компресор не входить до складу електролізера)

6. Система акумулювання водню (балони для зберігання водню)

$V_б$, $нм^3$ - сумарний об'єм водню, що вміщується в балони;

$P_б$, атм. - тиск, під яким може перебувати водень у балоні;

$Ц_б$, грн. - вартість балонів для зберігання водню;

M_6 , кг - маса балонів (порожніх).

7. Паливні елементи

N_{TE} , кВт - номінальна потужність ТЕ;

η_{TE} , о.е. - ККД ТЕ;

m_{TE} , кг - маса ТЕ;

T_{TE} , ч - термін служби ТЕ;

Ψ_{TE} , грн. - вартість ТЕ;

8. Джерело безперебійного живлення (ДБЖ)

$C_{ДБЖ}$, Ач - ємність ДБЖ;

$U_{ДБЖ}$, В - напруга ДБЖ;

$m_{ДБЖ}$, кг - маса ДБЖ;

$T_{ДБЖ}$, років - термін служби ДБЖ;

$\Psi_{ДБЖ}$, грн. - вартість ДБЖ;

9. Тепловий акумулятор.

η_{TE} , о.е. - ККД ТА;

$m_{ТА}$, кг – маса ТА;

$T_{ТА}$, ч - термін служби ТА;

$\Psi_{ТА}$, грн - вартість ТА;

У роботі доцільно прийняти такі допущення:

1. \bar{v}_i - швидкість вітру протягом години приймається постійною;
2. Втрати теплової енергії входять до складу теплового навантаження;
3. Втрати електричної енергії в мережі споживача входять до складу електричного навантаження;

4. Для зручності й автоматизації роботи енергетичну характеристику ВЕУ визначають таким чином: Швидкість вітру за якої вітроагрегат починає працювати $v_{пуск} = 3 \div 4$ м/с визначається виходячи з середньої пускової швидкості розглянутого класу ВЕУ. Швидкість, за якої вітроагрегат виходить у номінальний режим, визначається виходячи з середньої швидкості виходу в номінальний режим вітроагрегатів даного класу $v_{НОМ}^{кл}$. На ділянці енергетичної

характеристики – від $v_{\text{пуск}}$ до $v_{\text{ном}}$ потужність змінюється за кубічною залежністю.

5. Теплове навантаження за допомогою бака акумулятора перерозподіляється протягом доби. Це припущення дає змогу уникнути різких стрибків у роботі теплового насоса, а також знизити його встановлену потужність.

6. У разі якщо на покриття теплового навантаження потужності ТНУ недостатньо, то вважаємо, що вона покривається за рахунок електричного обігрівача з ККД = 95%;

7. Втрати водню при зберіганні в балонах не враховуються.

8. Методика не враховує вартість земельної ділянки, призначеної для створення енергетичного комплексу.

9. Як базовий варіант приймається варіант енергозабезпечення за рахунок ДЕУ (ДЕС).

2.2. Висновки по другому розділу

1. Основним критерієм оптимального складу досліджуваного ЕК прийнято мінімум наведених витрат за умови повного фінансування за рахунок замовника.
2. Під час розгляду енергетичного комплексу, заснованого на застосуванні вітрової, теплонасосної, дизельної установок із застосуванням системи акумуляції на основі водню, необхідно визначити параметри основного та другорядного обладнання, а також режим їхньої роботи.
3. Для розв'язання поставленого завдання було прийнято низку припущень, які необхідні для універсалізації процесу обчислень.

3. МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ТА МОДЕЛЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ

3.1 Методика розрахунку

Для забезпечення надійності відповідних розрахунків по ВЕУ повинні бути наявні тривалі ряди спостережень за вітром у розглянутій точці Землі, де планується спорудження ВЕУ (бажано не менше 10 років). При цьому величина розрахункового інтервалу для швидкостей вітру має бути не більшою за одну годину, що вельми ускладнює забезпечення надійності всіх розрахунків через обмеженість рядів спостереження за вітром описаних вище. У зв'язку з цим для подібних розрахунків можна використовувати, існуючі сьогодні бази даних за вітром.

Як правило, дані за вітром подано для певної висоти (10м-Європа; 50м-США). Для перерахунку швидкості вітру на висоту вежі використовують формулу (3.1):

$$v_i = v_{i3M} \left(\frac{H_6}{H_{i3M}} \right)^\gamma, \quad (3.1)$$

де H_6 - висота вежі; H_{i3M} - висота, на якій проводилися вимірювання; v_{i3M} -виміряна швидкість вітру на висоті H_{i3M} ; коефіцієнт $\gamma \sim 0,2$ (залежить від місця розташування досліджуваного об'єкта).

Потужність, що виробляється ВЕУ, визначається за формулою (3.2):

$$N_{BEU}(t) = N_{BEU}(v(t)). \quad (3.2)$$

Під час використання теплового насоса або електричного обігрівача витрачається додаткова електрична енергія, яку не враховано в графіку навантаження споживача. Електричне навантаження з урахуванням використання ТНУ, або електричного обігрівача в будь-який момент часу розраховується за допомогою виразу (3.3):

$$P'_{ел}(t) = \begin{cases} P_{ел}(t) + \frac{P_{теп}(t)}{k_{ТНУ}}, & \text{якщо } P_{хв}(t) - N_{ТНУ} \leq 0 \\ P_{ел}(t) + \frac{P_{теп}}{k_{ТНУ}} + (P_{теп}(t) - N_{ТНУ}) \cdot \eta_{об}, & \text{якщо } P_{теп}(t) - N_{ТНУ} > 0 \end{cases} \quad (3.3)$$

де: $P_{ел}(t)$ - електричне навантаження споживача, $P_{хв}(t)$ - теплове навантаження споживача, $k_{ТНУ}$ - коефіцієнт перетворення електричної енергії в теплову.

У період часу, коли вироблювана потужність на ВЕУ(ВЕС) $N_{ВЕУ}(t)$ перевищує навантаження споживача з урахуванням використання ТНУ, або електричного обігрівача $P'_{ел}(t)$, надлишкову потужність доцільно акумулювати. Потужність, що передається на електролізер для отримання водню, розраховуємо за виразом (3.4):

$$P'_{е-ра}(t) = \begin{cases} N_{ВЕУ}(t) - P'_{ел}(t), & \text{якщо } N_{ВЕУ}(t) - P'_{ел}(t) > 0 \\ 0, & \text{якщо } N_{ВЕУ}(t) - P'_{ел}(t) \leq 0 \end{cases} \quad (3.4)$$

Вироблений об'єм водню можна визначити за (3.5):

$$V'_{H_2}(t) = \begin{cases} P'_{е-ра}(t) \cdot \Pi_{е-ра}, & \text{якщо } P'_{е-ра}(t) < P_{е-ра}^{уст} \\ P_{е-ра}^{уст} \cdot \Pi_{е-ра}, & \text{якщо } P'_{е-ра}(t) > P_{е-ра}^{уст} \end{cases}, \quad (3.5)$$

де: $\Pi_{е-ра}$ - продуктивність електролізера ($\text{нм}^3/\text{кВт} \cdot \text{ч}$); $P_{е-ра}^{уст}$ - встановлена потужність електролізера (кВт).

Потужність, що виробляється ТЕ, визначаємо за 3.6:

$$N'_{ТЕ}(t) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } P'_{ел} - N_{ВЕУ}(t) < 0 \text{ або } V_{H_2}(t) \rightarrow 0 \\ N_{ТЕ}, & \text{якщо } -N_{ВЕУ}(t) > N_{ТЕ}, V_{H_2} \gg 0 \\ P'_{ел}(t) - N_{ВЕУ}(t), & \text{якщо } N_{ТЕ} > P'_{ел}(t) - N_{ВЕУ}(t) > 0, V_{H_2} \gg 0 \end{cases} \quad (3.6)$$

Використаний об'єм водню при $N_{ВЕУ}(t) - P'_{ел}(t) < 0$ визначається за (3.7):

$$V''_{H_2}(t) = \frac{3600000 N'_{ТЕ}(t)}{q_{H_2} \cdot \rho_{H_2} \eta_{ТЕ}}, \quad (3.7)$$

де: $q_{H_2} = 120 \cdot 10^6$ Дж/кг - питома теплота згоряння водню; $\rho_{H_2} = 0,09$ кг/нм³ - густина водню; 3600000 коефіцієнт перерахунку Дж у кВт год.

Наявний об'єм водню в момент часу T визначаємо за 3.8:

$$V_{H_2} = V_{H_2 \text{нач}} + \int_{i=0}^T (V_{H_2}(t) - V'_{H_2}(t)) dt. \quad (3.8)$$

При цьому необхідно врахувати обмеження щодо запасу водню $V_{H_2 \text{max}} = V_6$

Потужність, що виробляється ДЕУ визначаємо за виразом (3.9).

$$N'_{ДЕУ} = \begin{cases} P'_{ел}(t) - N'_{ВЕУ}(t) - N'_{ТЕ}(t), \text{ якщо } N_{ДЕУ} > P'_{ел}(t) - N_{ВЕУ}(t) - N'_{ТЕ}(t) > 0 \\ N_{ДЕУ}, \text{ якщо } N_{ДЕУ} < P'_{ел}(t) - N'_{ВЕУ}(t) - N'_{ТЕ}(t) \\ 0, \text{ якщо } P'_{ел}(t) \leq N'_{ВЕУ}(t) - N'_{ТЕ}(t) \end{cases} \quad (3.9)$$

Витрата палива обчислюється за (3.10):

$$Q_{пал} = \sum_{i=1}^{8760T} b_{пал} N'_{ДЕУ}(t) \Delta t \quad (3.10)$$

Витрату масла обчислюють за (3.11):

$$Q_{мас} = \sum_{i=1}^{8760T} b_{мас} N'_{ДЕУ}(t) \Delta t \quad (3.11)$$

Для визначення економічної ефективності досліджуваного енергетичного комплексу необхідно провести розрахунок витрат за довгостроковий період і порівняти його з базовим варіантом енергозабезпечення за рахунок ДЕС за той самий період часу. Як правило, розрахунковий період обирають за обладнанням, що має найбільший термін служби.

Розв'язання поставленого завдання видається неоднозначним і трудомістким, заснованим на декількох сценаріях розвитку світової економіки. Це пов'язано з такими тенденціями:

1. Визначення інфляції в довгостроковий період на сьогоднішній день у період кризи видається досить невизначеним завданням. Тому пропонується три варіанти розвитку ситуації: оптимістичний (інфляція не перевищує 5% на рік); нормальний (інфляція становить від 0 до 10 % на рік із тенденцією її зменшення) песимістичний (інфляція становить від 5 до 15 % на рік).
2. Запаси легкодоступного органічного палива поступово виснажуються. На ринку поступово з'являється альтернативне паливо: водень, синтез газ біопаливо. Тому зміна цін на паливо (дизель і бензин) не буде корелюватися в довгостроковому періоді з інфляцією (як це було раніше, підвищення цін на паливо практично завжди призводило до пропорційного підвищення цін на основну продукцію). Найімовірніше, підвищення цін на паливо буде випереджати інфляцію. Однак важко

дати досить надійний прогноз. Для економічного аналізу пропонується розглянути 3 варіанти можливих змін цін: оптимістичний (підвищення ціна на паливо відповідатиме інфляції); нормальний (підвищення цін на паливо перевищуватиме інфляцію до 5 % на рік); песимістичний (підвищення цін на паливо перевищуватиме інфляцію до 10 % на рік); песимістичний (підвищення цін на паливо перевищуватиме інфляцію до 10 % на рік).

3. На сьогоднішній день обладнання, що працює на ВДЕ, коштує досить дорого, проте існує стійка тенденція до зниження його вартості, пов'язаної із запуском його в масове виробництво, а також впровадженню нових технологій, які дають змогу використовувати дешевші матеріали і знизити матеріаломісткість виробів. Для спрощення розв'язання задачі вважатимемо, що зміна вартості на обладнання, що працює на ВДЕ, буде однаковою. Розглядаються три сценарії зміни цін на енергетичне обладнання, що працює на основі ВДЕ: оптимістичний (зниження вартості обладнання ВДЕ становить від 0 до 5% на рік); нормальний (зміна вартості обладнання ВДЕ відповідає інфляції); песимістичний (вартість обладнання перевищує інфляцію до 5%).

3.2. Воднева енергетика, методи отримання водню із застосуванням відновлюваних джерел енергії. Оптимізація параметрів системи отримання водню

Базова конфігурація автономної системи типу «вітро-водень» включає в себе вітроелектричну установку (ВЕУ) для виробництва електроенергії та електролізер (ЕЛ), який використовує цю електроенергію для отримання водню. Проте ефективність такої системи є обмеженою через можливі простой або неповне використання обладнання у періоди недостатньої вітрової активності.

Підвищення економічної ефективності можливе шляхом додавання компонентів, які дозволяють краще використовувати доступну енергію вітру

та розширити можливості застосування наявного обладнання. Наприклад, варто передбачити накопичення або альтернативне використання надлишкової електроенергії у випадках, коли потужність ВЕУ перевищує споживання електролізером. У протилежній ситуації – при нестачі вітрової енергії – до системи можуть бути підключені додаткові джерела енергії: як із накопичувачів, так і з зовнішньої мережі чи інших ВДЕ, зокрема сонячних панелей.

Собівартість отриманого водню може варіюватися залежно від сценарію:

- якщо водень є єдиним кінцевим продуктом системи;
- якщо надлишкова електроенергія споживається в межах автономної системи, тоді її вартість визначається за внутрішніми тарифами;
- якщо надлишкова енергія постачається зовнішнім користувачам, її ціна може базуватися на «зеленому» тарифі, встановленому для електроенергії, виробленої з вітру чи інших ВДЕ.

Підключення до централізованої електромережі як високопродуктивний варіант наразі не розглядається, оскільки йдеться саме про автономну, тобто локальну, енергосистему.

Математична модель. З теорії вітрової енергетики відомо, що вироблена на ВЕУ за певний час T електроенергія визначається рівністю

$$E_w = T \int_{\infty}^0 P(v) f(v) dv \quad (\text{кВ.год}), \quad (3.12)$$

де $P(v)$ – енергетична характеристика ВЕУ, кВт (крива потужності);

$f(v)$ – функція щільності розподілу швидкості вітру як випадкової величини;

v – поточна швидкість вітру, як правило нормована.

Традиційне визначення собівартості – приведені капітальні витрати мінус дохід від побічної продукції (електроенергії), віднесені до обсягу виробленої продукції, як правило в річному вимірі:

$$C_B = \frac{\alpha_1 C_w + \alpha_2 C_E - t(E_w - E_E)}{k E_E}, \quad (3.13)$$

де a_i – відсоток щорічних витрат (амортизація та експлуатаційні витрати);

C_W та C_E – капітальні витрати вітрової та електролізної складових відповідно;

t – тариф на електроенергію; k – продуктивність виробництва водню.

Собівартість продукції визначається на основі витрат на експлуатацію обладнання та обсягів виробництва. Обсяг виробленого водню NNN і надлишкової електроенергії EEE обчислюються з урахуванням розподілу швидкості вітру та енергетичних характеристик вітроелектричної установки (ВЕУ).

Щодо експлуатаційних витрат, для прикладу, використано такі підходи. За даними Європейської вітроенергетичної асоціації (звіт EWEA, 2014 р.), середня вартість встановлення 1 кВт потужності вітроелектростанції становила від 1160 до 1600 євро. В Україні, за інформацією Української вітроенергетичної асоціації (УВЕА), у період з 2011 по 2014 рік було введено в експлуатацію 410 МВт потужностей, що потребувало інвестицій на суму 1110 млн євро, тобто орієнтовна питома вартість становила 2700 євро/кВт. Цей показник вищий, ніж у Європі, але включає витрати на реалізацію будівельної програми 2015 року, створення виробничої бази та розвиток інфраструктури. Для європейських проектів типовим вважається рівень капіталовкладень у межах 1500 євро/кВт.

Ключовим компонентом водневої системи накопичення є електролізер, від якого залежать усі інші елементи системи. Його вибір тісно пов'язаний з потужністю встановлених відновлюваних джерел енергії. У дослідженні розглядаються електролізні модулі з номінальною продуктивністю 0,2 і 1,0 м³/год (моделі ЕВД 0,2-150 та ЕВД 1,0-150), а також варіант із продуктивністю 6,0 м³/год і питомим споживанням електроенергії на рівні 4,0 кВт·год/м³.

Продуктивність різних типів ВЕУ на досліджуваному майданчику була розрахована на основі метеорологічних даних про вітрову активність, зафіксованих протягом 2013–2014 років (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 Виробіток електроенергії одиночною ВЕУ (кВт-год)

місяць	ВЕУ-075		WE-8000		T600-48	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014
1	77	145	275	800	17250	48050
2	89	65	405	220	24800	14000
3	154	133	940	765	56250	48200
4	80	96	350	490	21850	29600
5	68	73	295	320	18650	19600
6	51	77	185	305	12300	18750
7	58	65	220	250	14100	15550
8	45	55	140	205	9350	13050
9	77	73	345	320	21350	19900
10	61	69	245	295	15150	18100
11	123	89	605	420	36250	25600
12	113	82	520	305	31100	18900
За рік	997	1023	4525	4700	278400	28930
$K_{ввп}$	0,152	0,157	0,065	0,067	0,053	0,055

Як видно з таблиці 3.1, коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) вітроелектроустановок загалом невисокий, що свідчить про слабкий вітровий потенціал досліджуваного майданчика. Зокрема, середня швидкість вітру на висоті 10 м становила 2,51 м/с у 2013 році та 2,55 м/с у 2014 році. Дещо кращі результати демонструють установки типу ВЕУ-075, оскільки вони спеціально розроблені для роботи в умовах низької швидкості вітру.

Розрахунки базуються на прямих вимірюваннях швидкості вітру. Варто зазначити, що використання розподілу Вейбулла дещо занижує прогнозовану генерацію енергії порівняно з реальними даними. Аналіз імовірнісного розподілу потужності ВЕУ показує, що основне вироблення електроенергії припадає на діапазон швидкостей вітру в межах регульованої зони роботи установки ($V_0 < v < V_p$), де і визначається співвідношення потужностей між

ВЕУ та електролізером. За середньої швидкості вітру 2,6 м/с основна генерація електроенергії припадає на швидкість близько 4 м/с.

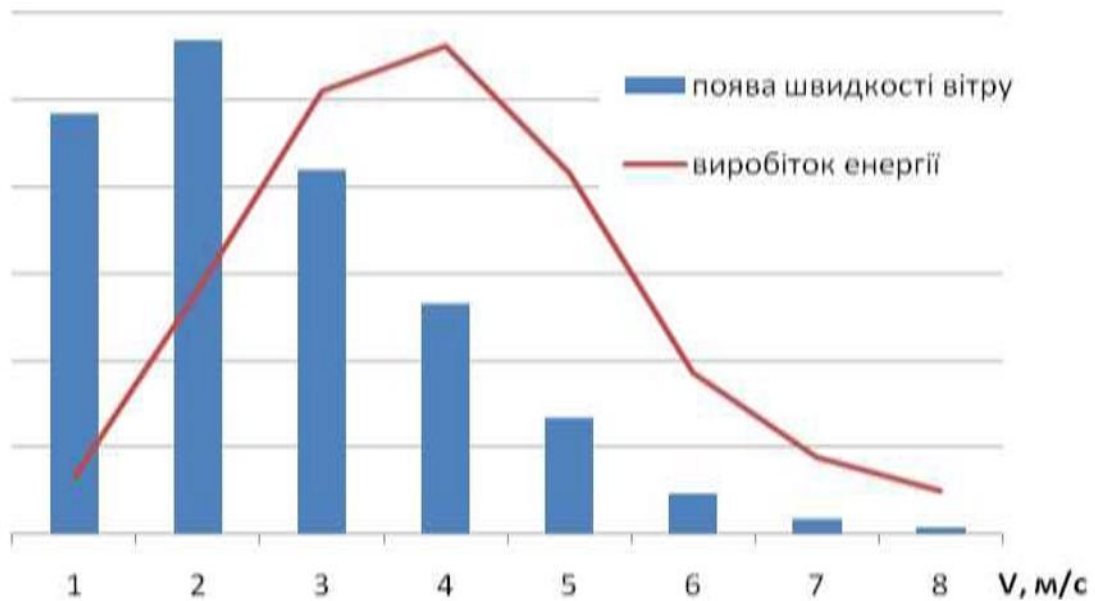


Рисунок 3.1 – Гістограма розподілу швидкостей вітру та виробітку ВЕУ-075 за даними МС Яготин

Розглянемо варіант поєднання обладнання: ВЕУ 0,75 кВт – 3 шт., СЕС 1,0 кВт; електролізер 0,2 нм³/год (0,8 кВт). За результатами моделювання сумісної потужності розраховано імовірні рівні виробітку електроенергії та відповідного об'єму водню (табл. 3.2) з урахуванням доступної для електролізера енергії в кожен момент часу.

Таблиця 3.2 Показники роботи для системи «вітро-водень»

Місяць	Березень	Червень	Вересень	Грудень	За рік
Всього енергії, кВт.год	405	247	242	270	3270
Водень, нм ³	83	56	54	62	715
Зайва енергія, кВт.год	73	23	26	22	405

Таблиця 3.3 Показники роботи для системи «вітро-водень плюс СЕС»

Місяць	Березень	Червень	Вересень	Грудень	За рік
Всього енергії, кВт.год	510	438	324	285	4370
Водень, нм ³	94	85	70	65	880
Зайва енергія, кВт.год	134	98	44	25	845

Таким чином, додавання сонячної електростанції (СЕС) номінальною потужністю 1 кВт до наявної вітроелектростанції (ВЕС) потужністю 2,25 кВт забезпечує загальне зростання виробітку електроенергії на 33%, зокрема для виробництва водню — на 23%. Водночас, наявність СЕС призводить до частішого перевищення максимальної потужності електролізера, що вимагає утилізації надлишкової електроенергії. Очевидним рішенням є збільшення потужності електролізного обладнання, проте через модульну структуру таке збільшення можливе лише ступінчасто — наприклад, шляхом подвоєння потужності.

До того ж, основне надходження сонячної енергії припадає на літні місяці, тоді як у зимовий період її внесок є незначним. Це ще більше поглиблює нерівномірність завантаження електролізера протягом року.

У наведеному прикладі використано ВЕУ потужністю 0,75 кВт, розроблену для умов низького вітрового потенціалу. Середня швидкість вітру на рівні 2,5 м/с вважається несприятливою для ефективного використання вітроенергетики. У південних регіонах України, де швидкість вітру вища, ВЕУ працюватимуть значно продуктивніше. Там же можливе й покращення ефективності СЕС через більшу сонячну активність. Тому остаточне рішення щодо доцільності поєднання ВЕС і СЕС має прийматися з урахуванням конкретних кліматичних умов місцевості та співвідношення вартості відповідного обладнання.

Загалом, поєднання вітрової та сонячної генерації є ефективним з точки зору збільшення загального виробництва електроенергії. Проте таке комбінування супроводжується більшою нерівномірністю генерації, оскільки СЕС не працює в нічний час, на відміну від ВЕУ. Водночас, якщо робота системи планується переважно на денний період, використання сонячної енергії стає цілком обґрунтованим.

3.3 Класифікація гібридних систем. Використання відновлюваних джерел енергії в гібридній енергосистемі

Гібридні електростанції на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) являють собою комбіновані системи електропостачання, у яких поряд із сонячними панелями чи вітрогенераторами можуть застосовуватися й інші джерела енергії — такі як централізована електромережа, бензинові або дизельні генератори тощо. Для накопичення енергії використовуються акумуляторні системи, необхідність у яких визначається доступністю централізованого живлення та вимогами до якості електроенергії.

Гібридні системи, що підключаються до електромережі, можуть мати різні конфігурації. Наприклад, вони можуть бути об'єднані загальною шиною постійного струму, яка з'єднується з мережею за допомогою інвертора (рис. 3.2). Інвертор виконує функцію інтерфейсу між джерелами енергії та мережею, регулюючи напругу в шині постійного струму.

Окремі модулі в таких системах можуть бути призначені для досягнення максимальної продуктивності сонячних і вітрових установок. Акумуляторні батареї заряджаються у разі надлишку генерованої енергії та віддають її в систему при нестачі потужності з ВДЕ. Крім того, енергія з відновлюваних джерел може передаватися до мережі безпосередньо через окремі інвертори (рис. 3.3).

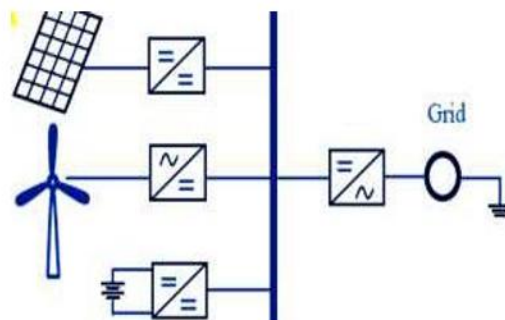


Рисунок 3.2 Мережева гібридна система зі спільною шиною постійного струму

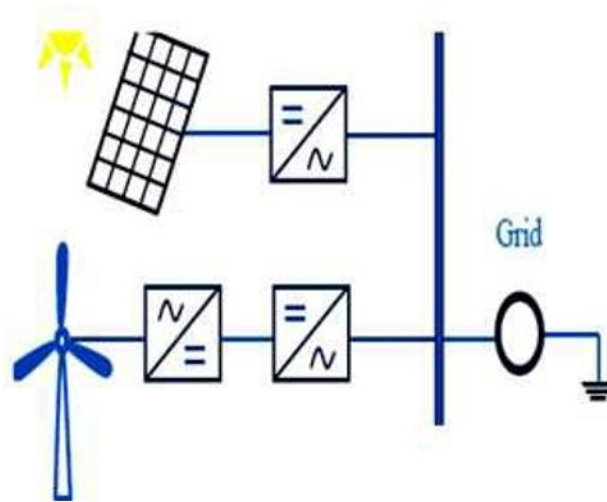


Рисунок 3.3 Мережева гібридна система із загальною шиною змінного струму

Хоча використання гібридної мережі дозволяє зменшити кількість процесів перетворення струму в окремих джерелах, на практиці виникає низка складнощів при її інтеграції в інфраструктуру, де переважає змінний струм. Для стабільної роботи системи на високому рівні впровадження сонячних або вітрових установок необхідні спеціалізовані контролери, які забезпечують динамічне регулювання напруги та стійкість у перехідних режимах. Без додаткових заходів щодо зміцнення мережі або запровадження обмежень на її роботу, стабільність електропостачання може бути під загрозою.

Вартість систем зберігання енергії є серйозним економічним бар'єром для автономних джерел живлення. Однак об'єднання сонячних і вітрових генераторів у єдину комбіновану систему дозволяє зменшити потребу в акумуляторах, що, у свою чергу, знижує загальну вартість проєкту. Це пояснюється тим, що акумуляторні батареї значно дорожчі й мають менший термін служби, ніж сонячні панелі чи вітрові турбіни.

Одним із можливих варіантів побудови системи є використання спільної шини постійного струму та одного інвертора (рис. 3.4). Основною перевагою такої архітектури є здатність об'єднувати різні типи генераторів, які не потребують синхронної роботи чи сталої частоти. Напруга на шині

постійного струму може бути встановлена на фіксованому рівні, тоді як струм від кожного джерела регулюється незалежно.

Уся сукупна потужність системи подається на загальний інвертор, а стабілізація напруги здійснюється за допомогою акумуляторної батареї.

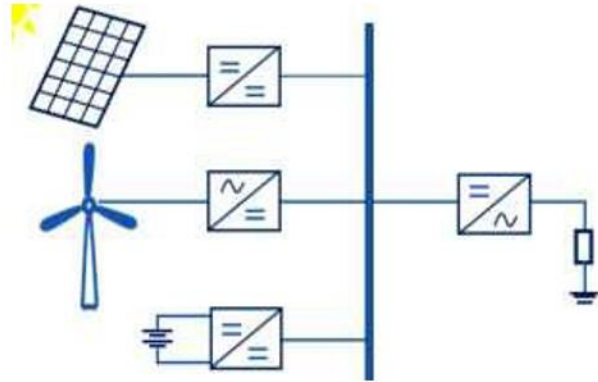


Рисунок 3.4 Автономна гібридна система зі спільною шиною постійного струму

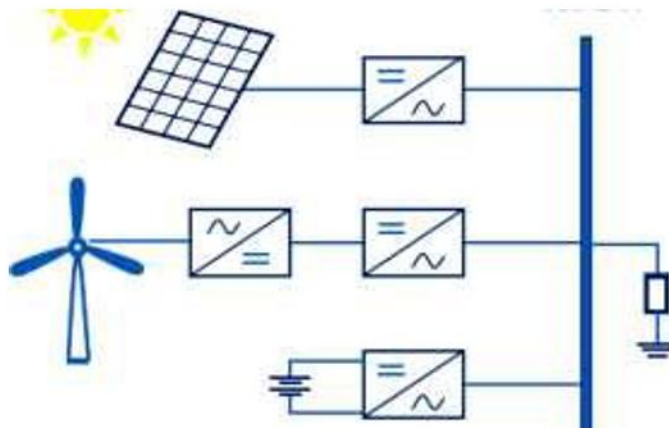


Рисунок 3.5 Автономна гібридна система із загальною шиною змінного струму

Використання силової електроніки є традиційним підходом до керування гідравлічними або гібридними енергетичними системами. Основне її призначення — забезпечити максимальне використання енергії, яку генерують сонячні панелі та вітрові турбіни, шляхом досягнення точки

максимальної потужності. Крім того, силова електроніка сприяє зменшенню коливань потужності.

На рисунку 3.5 представлено приклад автономних сонячних та вітрових електростанцій, об'єднаних у комбіновану систему з єдиною шиною змінного струму.

Для оцінки надійності роботи локальних енергосистем (ЛЕС), з урахуванням особливостей сталих режимів, джерела електроживлення умовно поділяють на три категорії:

1. джерела централізованого електропостачання;
2. джерела розподіленої генерації (РГ), здатні забезпечувати безперервне живлення;
3. джерела РГ з нерегульованими вихідними характеристиками, що залежать від погодних умов (наприклад, вітроелектростанції та сонячні електростанції).

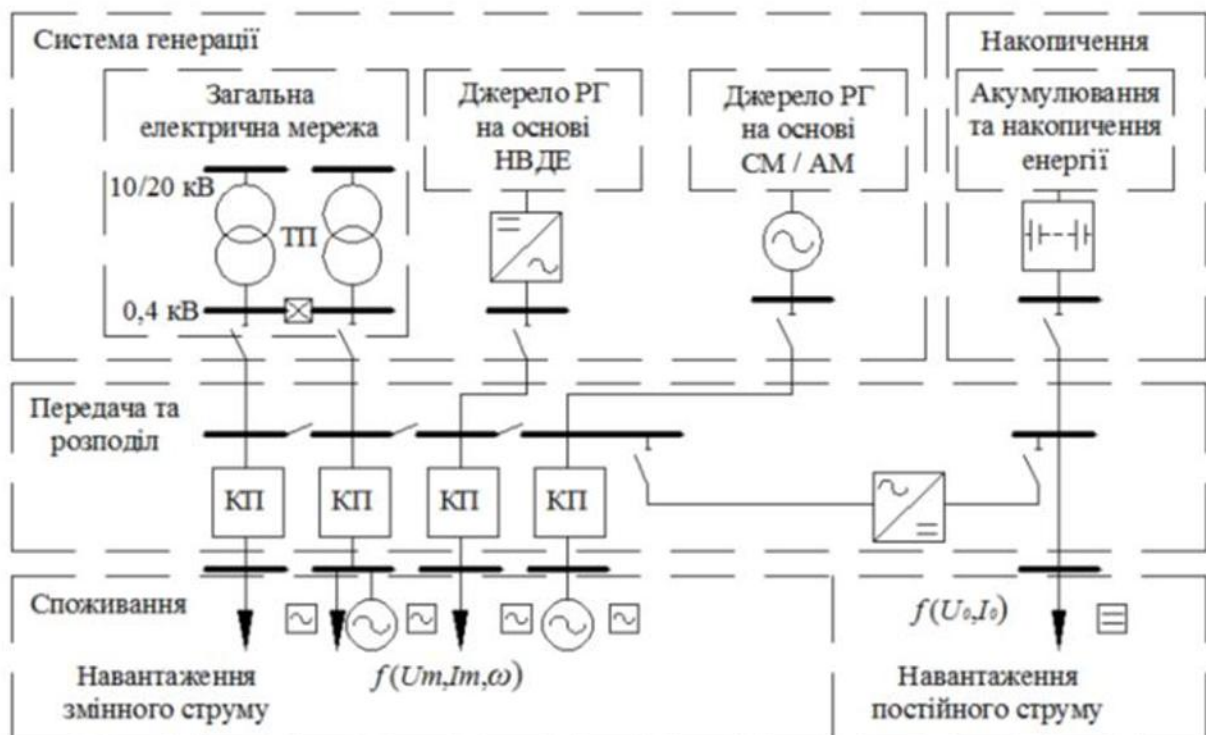


Рисунок 3.6 Комплексна структура локальної ЕС (Microgrid)

КП - коригуючі пристрої, РГ - розосереджена генерація, НВДЕ - нетрадиційні та відновлювані джерела енергії, СЕ - силова електроніка, СМ/АМ – синхронна/асинхронна машина

Локальна енергосистема (ЛЕС) — це сукупність генераторного електрообладнання обмеженої потужності та низької напруги, перетворювачів і споживачів електроенергії, об'єднаних із урахуванням структури розподільчої мережі (рис. 3.6). У такій системі відбуваються взаємопов'язані електромагнітні процеси, характерні для режимів генерації, перетворення, розподілу та споживання електроенергії, що відповідає концепції сучасних мікромереж (Microgrid).

У ролі електричних генераторів можуть використовуватись як дизельні або газові установки, що працюють на традиційному чи біопаливі, так і малі гідроелектростанції. Таким чином, допоміжне контрольоване джерело генерації може бути як традиційного, так і відновлюваного типу, і застосовується для забезпечення стабільного енергопостачання у разі відсутності централізованої мережі або для зменшення навантаження на неї в періоди пікового споживання.

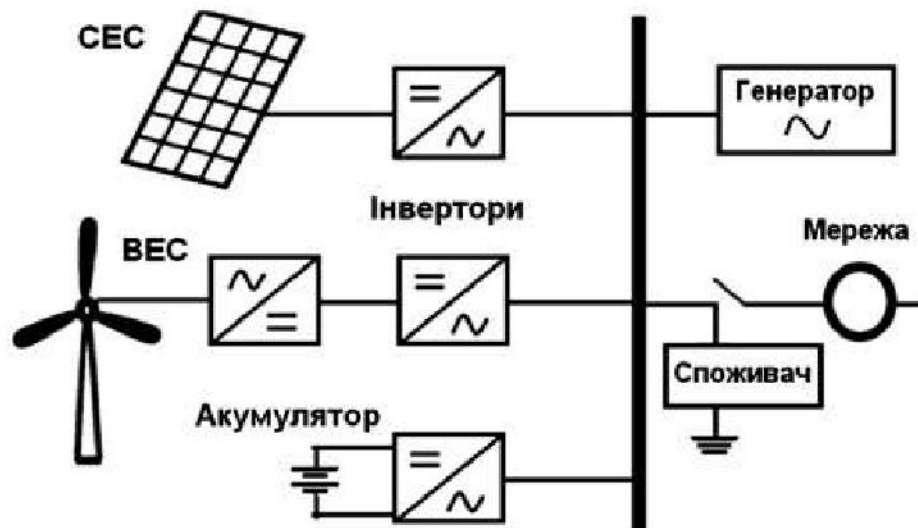


Рисунок 3.7 Блок-схема комбінованої мережево-автономної енергосистеми

У міжнародній практиці планування роботи електростанцій, що використовують відновлювані джерела енергії, обов'язково включає аналіз їхнього впливу на надійність функціонування енергосистеми в довгостроковій перспективі.

Для оцінювання потенційного впливу на надійність електропостачання споживачів зазвичай застосовують такі показники:

- очікуваний обсяг втрати навантаження (Loss of Load Expectation, LOLE);
- очікувані втрати енергії (Loss of Energy Expectation, LOEE);
- частота виникнення втрат навантаження (Loss of Load Frequency, LOLF);
- втрачена або невикористана енергія за певний період часу (WE).

Існують різні підходи до визначення індексів такого роду. Концептуально вони визначаються наступними виразами.

$$\text{LOLE} = \sum_{i \in S} \rho_i T_i, \quad (3.14)$$

де ρ_i – імовірність перебування системи в i -му стані, S – множина всіх станів системи, що асоціюються з втратою навантаження, T_i – тривалість стану (дискретність по часу).

Інший схожий показник, що застосовується при вивченні надійності енергосистеми – імовірність втрати навантаження *LOLP* (loss of load probability). Це прогнозована кількість часу в довгостроковій перспективі, коли очікуване навантаження буде більшим, ніж потужність наявних генеруючих потужностей.

Одне з формулювань цього індексу:

$$\text{LOLP} = \sum_j P[C_j] \cdot P[L_j > C_j], \quad (3.15)$$

де $P[\cdot]$ – імовірність певної потужності (іноді позначається як *Prob*); C_j досяжна в j -й відрізок часу генерована потужність; L_j - навантаження.

Ці індекси пов'язані залежністю $\text{LOLE} = \text{LOLP} \cdot T = \sum_i T_i$.

Кінцевий показник відомий як індекс надійності енергії. Нехай ймовірність недостатньої потужності на k -му інтервалі часу позначено p_k ; втрачена внаслідок дефіциту енергія навантаження, як недовиконана робота, дорівнює E_k . Тоді ймовірна втрачена (недопоставлена) енергія *LOEE* (loss of energy expectation) дорівнює $p_k E_k$, а очікувана втрата енергії за певний період розраховується як $\sum_{k \in S} P_k E_k$. Як правило, обирається розмірність

«МВт·год/рік». Нормалізований індекс визначається діленням на загальну спожиту енергію:

$$LOEE_n = \sum_{k=1}^n \frac{P_k E_k}{E_\Sigma}, \quad E_\Sigma = \sum_{t=0}^T E_L(t) \cdot \Delta t. \quad (3.16)$$

Тут n – кількість часових періодів (при часовій дискретності «год/рік» $n=8760$, для «днів/рік» $n=385$).

Відхилення генерованої потужності від потреб споживання може призвести до коливань напруги. Показником якості профілю напруг (voltage quality) може бути величина відносного відхилення поточної напруги від нормальної:

$$VQ(T) = \sum_{t=0}^T \frac{|V_{norm} - V(t)|}{V_{norm}}. \quad (3.17)$$

Нехай ймовірність невикористаної (відключеної) генерованої потужності позначено P_k ; втрачена через відключення потужність дорівнює E_k . Тоді ймовірна втрачена енергія $LOEE$ (Loss of Energy Expectation) дорівнює $E_k P_k$, а очікувана втрата енергії розраховується як $LOEE = \sum_{k=1}^n E_k P_k$. Нормалізований індекс визначається діленням на загальну енергію нижче кривої навантаження.

Індекс ненадійності енергії EIR (Energy Index of Unreliability):

$$EIR = 1 - \sum_{k=1}^n \frac{E_k P_k}{E_{load}} \quad (3.18)$$

Коли генерована енергія є надмірною, вона втрачається як невикористана. При перевищенні потреб і повністю зарядженій батареї акумуляторів втрачена на елементарному часовому інтервалі енергія визначається рівністю:

$$WE(t) = [P_{CEC}(t) + P_{BEC}(t)] \Delta t - \left(\frac{P_{load}(t)}{\eta_{inv}} \Delta t + \left(\frac{C_{bat\ max} - C_{bat}(t-1)}{\eta_{cha}} \right) \right), \quad (3.19)$$

де C_{bat} – рівень зарядки акумуляторних батарей.

Частка надлишкової енергії EXC (energy excess) за період T :

$$EXC(T) = \frac{\sum_{t=0}^T WE(t) \cdot \Delta t}{E_\Sigma}. \quad (3.20)$$

У разі автономного функціонування енергосистеми вимоги споживачів до якості електроенергії можуть залишатися такими ж високими, як і при централізованому електропостачанні. У цьому випадку згадані вище індекси використовуються для вибору акумуляторної батареї, яка повинна відповідати енергетичним потребам споживачів згідно з заданими показниками. До таких критеріїв належать, зокрема, індекси ЕХС та WE.

Коли автономна система працює разом із контрольованим генератором (резервним джерелом живлення на традиційному паливі), до показників надійності додаються й інші вимоги: мінімізація витрат палива при максимально можливому використанні енергії з ВДЕ, а також зниження собівартості виробленої електроенергії. У такому випадку ефективність енергосистеми оцінюється не лише за рівнем надійності (який може бути забезпечений за рахунок традиційної генерації), а й за економічними та екологічними параметрами.

Процес оптимізації починається ще на стадії проектування, при виборі обладнання та структури системи, яка має відповідати потребам конкретного споживача. Основними цілями оптимізації можуть бути: гарантоване і стабільне електропостачання для забезпечення надійної роботи обладнання або побутових умов; ефективне використання всієї генерованої енергії з мінімізацією втрат; підвищення економічної ефективності, тобто зменшення собівартості електроенергії. Як правило, така задача має багатокритеріальний характер.

Аналізуючи отриманий результат, можна відзначити таке:

1. Використання енергії вітру в умовах знаходження об'єкта — вкрай ефективне як з економічної, так і з енергетичної точки зору. Ця теза підтверджується всіма проведеними розрахунками за будь-якого заданого економічного сценарію, а також реальним експлуатаційним досвідом встановленого на об'єкті вітро-дизельного комплексу. Настільки ефективно застосування ВЕУ пояснюється високими та досить стабільними швидкостями

вітру, які дозволяють застосовувати їх з коефіцієнтом використання встановленої потужності (КІУМ) від 0,5 до 0,8.

2. Застосування теплових насосів також може бути ефективним для цього об'єкта. Необхідна для об'єкта потужність теплового насоса не перевищує 4 кВт. Дана установка дозволяє додатково економити до 20% палива для ветродизельної станції за всіх сценаріїв економічного розвитку.

3. Проведені дослідження показали, що облік зміни вартості обладнання ВДЕ для ВДЕК та ЕК на основі ДЕУ, ВЕУ та ТНУ істотно не впливає на підсумковий результат. Це можна пояснити тим, що протягом майже всього терміну експлуатації заміна даного обладнання не здійснюється або відбувається 1 раз. Експлуатаційні витрати змінюються відповідно до інфляції. Іншими словами, для енергетичних комплексів цього виду достатньо врахувати інфляцію та зміну цін на дизельне паливо або 9 варіантів економічного розвитку відповідно до розробленої методики.

4. При використанні системи акумуляції на основі водню виникає низка істотних труднощів щодо оптимальних параметрів енергетичного комплексу. Наприклад, якщо взяти ряд значень встановленої потужності ВЕУ (наприклад, від 20*80 кВт з кроком 1 кВт) і кожного значення розрахувати оптимальні параметри досліджуваного енергетичного комплексу.

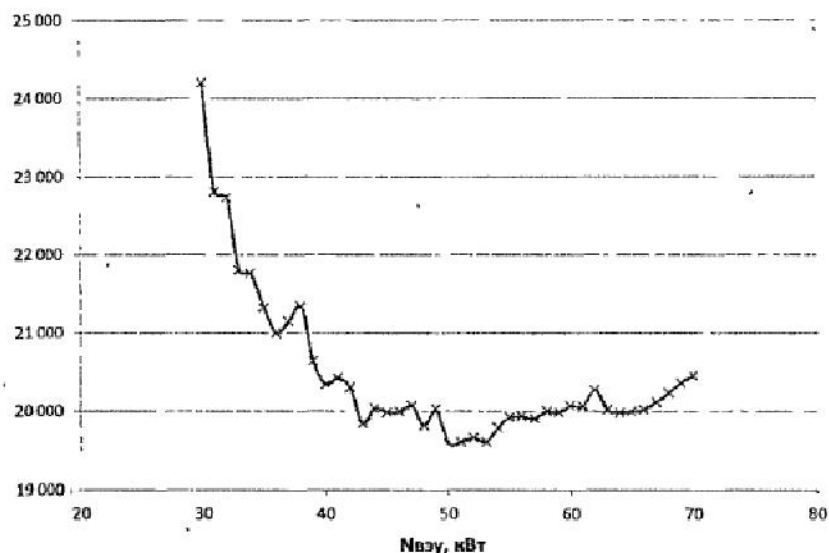


Рисунок 3.8 Залежність наведених витрат на досліджуваній енергетичний комплекс від встановленої потужності ВЕУ

Аналізуючи криву рис.3.8, можна сказати, що вона має кілька локальних екстремумів. Тобто рішення про склад енергетичного комплексу не є однозначним. Наведена функція залежить тільки від одного параметра. Реальна функція має низку змінних, таких як потужність електролізера, потужність паливних елементів, обсяг балонів для зберігання водню. Це означає, що кількість локальних екстремумів значно більша, ніж на рис. 3.8. Дана крива має яскраво виражену зону від 45 до 60 кВт встановленої потужності ВЕУ, де наведені найменші витрати. Підсумкове рішення щодо складу енергетичного комплексу можна ухвалити керуючись низкою міркувань. Чим нижча встановлена потужність ВЕУ, ТЕ та електролізера тим нижчі витрати на початковому етапі експлуатації енергетичного комплексу, проте щорічні витрати на органічне паливо вищі і навпаки. Надійність енергетичного комплексу тим нижча, що більше послідовних елементів у системі та вище, якщо є дублюючі елементи.

5. Так як при використанні системи водневої акумуляції різко зростає кількість елементів, що працюють на основі ВДЕ, облік змін цін на дане обладнання потрібно проводити в обов'язковому порядку. Різниця між капітальними вкладеннями при оптимістичному прогнозі зміни цін на обладнання ВІЕ та песимістичному можуть перевищувати 20%. На рис. 3.9 та 3.10 ці залежності показані у графічному вигляді. Аналіз даних залежностей показує, що зі збільшенням встановленої потужності необхідний обсяг водневосховища та потужність електролізера зменшуються. Чим потужніший електролізер, тим менший обсяг водневосховища потрібний для роботи ЕК (ця теза справедлива за умови, що в період повного заповнення балонів воднем відбувається відключення потужностей ВЕУ):

Встановлена потужність ТЕ залежить від жодних параметрів, крім навантаження споживача. Якщо енергетичний комплекс включена ДЕУ (БЕУ), то встановлена потужність ТЕ визначається лише економікою. На діаграмі (рис. 3.11) відображено зміну наведених витрат за 20 років для використання лише ДЕУ в залежності від обраного сценарію економічного розвитку.

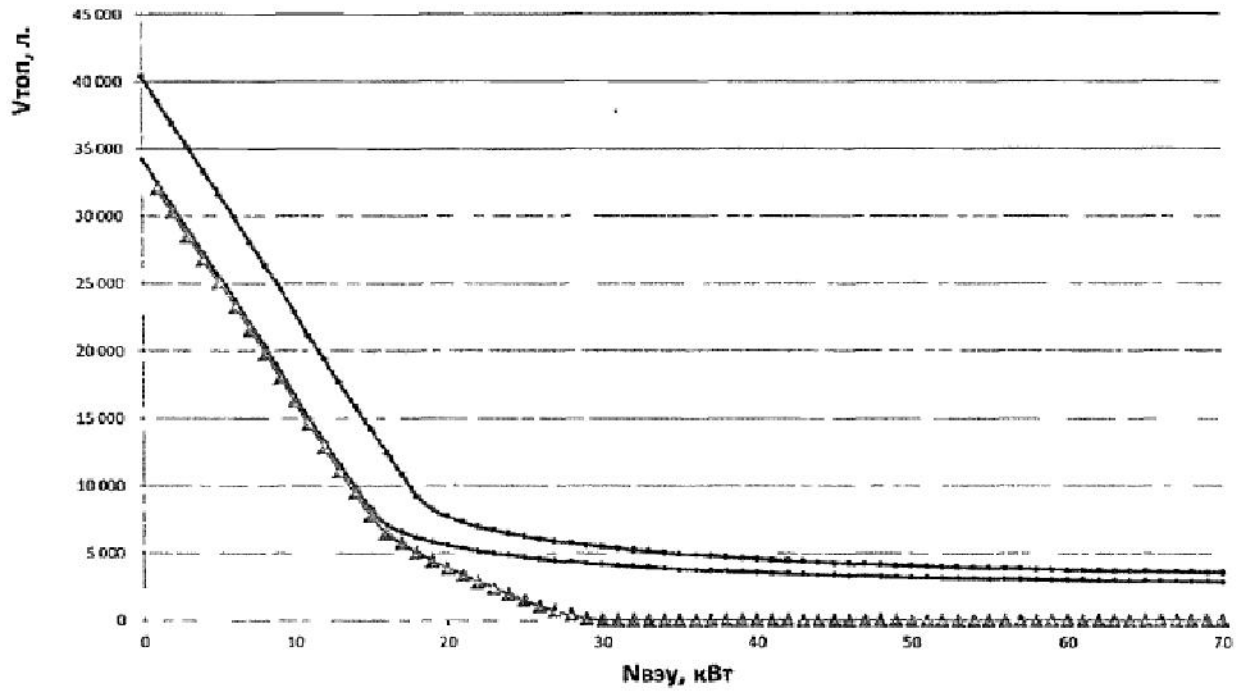


Рисунок 3.9 Витрата палива протягом року залежно від встановленої потужності ВЕС

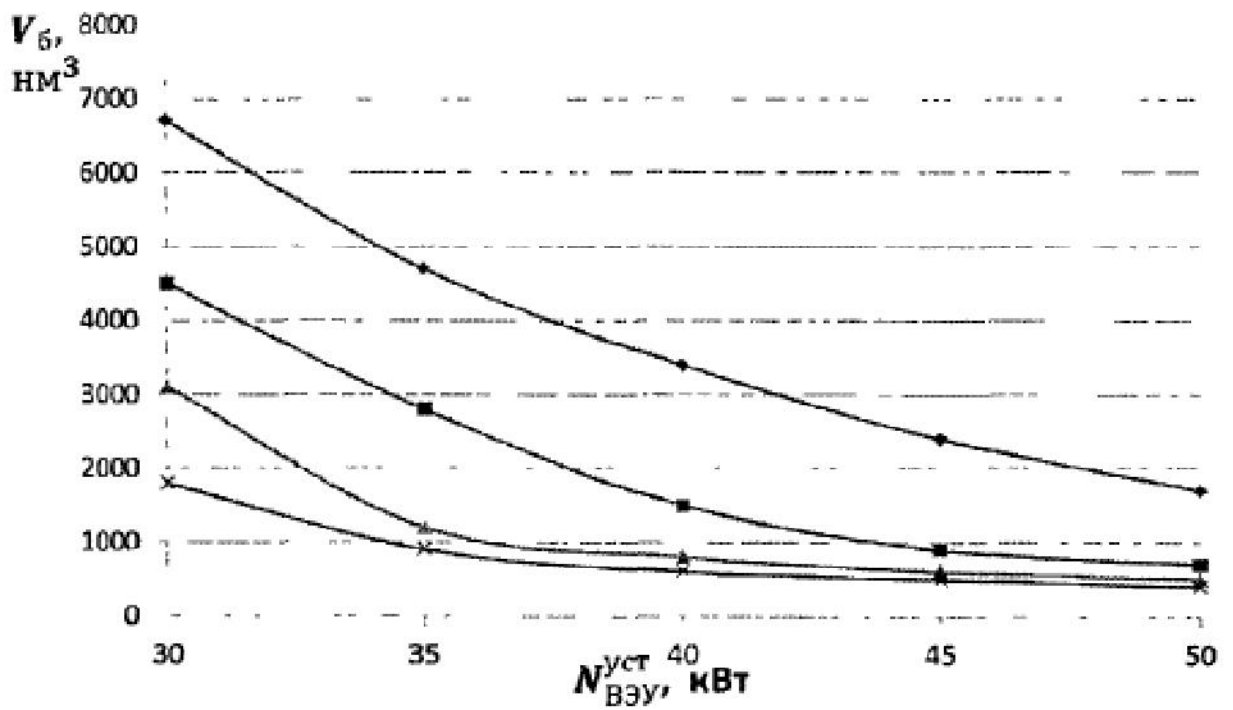


Рисунок 3.10 Залежність обсягу водневого сховища від встановленої потужності ВЕУ при фіксованій потужності електролізера

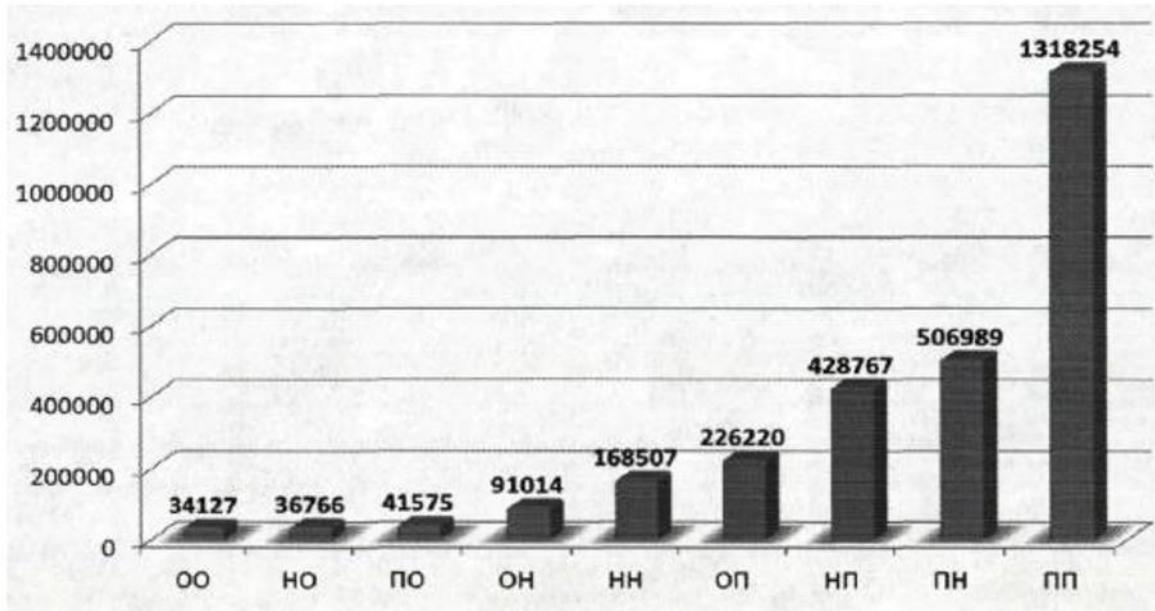


Рис. 3.11 Залежність наведених дисконтованих витрат на використання лише ДЭУ

ОО - оптимістичні значення інфляції та зміни цін на паливо, що відображають вартість використання ДЭУ у відсутності будь-яких змін. Щорічна інфляція становить 0%, зміна ціни паливо становить також 0 %.

ПП – песимістичні значення інфляції та зміни цін на паливо. Найнесприятливіший прогноз для використання ДЭУ. Інфляція становить від 5 до 15% на рік, зміна цін на пальне – від 15 до 25%.

Обидва ці варіанти є малоімовірними. Найімовірнішим прогнозом буде варіант ПН, а також прилеглі до нього ВП та ВП. Особливого значення має питання зберігання водню. При вирішенні завдання необхідно вибрати такі параметри обладнання, які дозволять використовувати балони з мінімальним обсягом зберігання водню та відсутністю необхідних викидів під час переповнення балонів. При цьому повинен дотримуватися балансу: обсяг запасеного водню на початок року і на кінець року має бути однаковим.

Дослідження показали, що створення енергетичного комплексу на основі ВЕУ, ДЭУ, ТНУ із системою акумуляції водню для автономного споживача як технічно, так і економічно доцільно. Цей комплекс дозволить надійно забезпечити споживача тепловою та електричною енергією при мінімальному використанні дорогого дизельного палива.

Проведені розрахунки показують, що вже сьогодні можливе створення енергетичного комплексу на основі вітрової, теплонасосної, дизельної установок та системи акумуляції водню. При цьому є можливість для відмови використання ДЕУ. Однак для остаточного вирішення цього питання потрібний експлуатаційний досвід. В цілому ж, розрахунки та дослідження показують високу енергетичну ефективність комплексу, а також за наявності вищеописаних умов, пов'язаних з проблемами доставки палива, та економічну ефективність. Якщо ж зважити на зниження вартості обладнання ВІЕ в часі, то можна сказати, що масове використання подібних енергосистем питання найближчого десятиліття.

3.4. Висновки по третьому розділі

Точність енергетичних розрахунків для ВЕУ забезпечується точністю вихідної інформації. Для проведення розрахунків необхідно мати дані за швидкістю вітру з інтервалом не більше години.

Для проведення досліджень з визначення оптимальних спараметрів енергетичного комплексу, заснованого на використанні більш ніж одного джерела енергії та системи її акумулювання, необхідно розглядати кілька можливих сценаріїв динаміки економічного розвитку.

ВИСНОВКИ

1. У роботі виконано аналіз сучасного стану вітрової енергетики, використання теплонасосних установок, водневої енергетики, застосування енергетичних комплексів на основі вітрових та дизельних енергетичних установок, розглянуто існуючі вітроводородні енергетичні комплекси в Канаді та Австралії.
2. Залежно від географічного розташування та побудови внутрішніх та зовнішніх економічних взаємин кожна країна обирає свій шлях енергетичного розвитку. Європейський Союз пішов шляхом створення Єдиної енергетичної системи і, отже, основний вектор розвитку в галузі застосування ВДЕ — це створення великих енергетичних установок та станцій, що підключаються до енергосистеми.
3. Особливістю США та Канади є той фактор, що в галузі енергетики конкурують низка енергетичних компаній, які мають свої енергетичні системи та мережі. Надійність такої системи дещо нижча, ніж при використанні єдиної енергетичної мережі. Тому економіка цих країн базується на прагненні споживачів енергії до незалежності від енергетичних компаній. Цей фактор сприяє активному розвитку ринку систем автономного енергопостачання, особливо на основі використання ВДЕ.
4. У процесі виконання роботи було розроблено методичку обґрунтування параметрів та складу ЕК на основі вітрових, дизельних, теплонасосних установок із системою акумуляції водню на основі паливних елементів.

Література

1. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник/ М.Й. Бурбело – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.
2. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник/ М.Й. Бурбело – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.
3. Титко Р., Відновлювальні джерела енергії / Р. Титко, В. Калініченко. - Варшава: Вид-во OWG, 2010. – 533с
4. Щур І. З. Техніко-економічне обґрунтування параметрів сонячної системи для електропостачання окремого об'єкта [Текст] / І. З. Щур, В. І. Климко // Електромеханічні і енергозберігаючі системи. – 2014. – Вип. 2. – С. 92–100.
5. Сонячні батареї - [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <https://pidruchniki.com>.
6. Казіміров О. О., Власов К. В., Куртов А. І., Потіхенський А. І. Дослідження можливостей використання сонячної енергії для автономного живлення об'єкту. Збірник наукових праць сил. 2017. № 1 (147). С. 58–61.
7. Сонячна енергетика в Україні - [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <https://avenston.com>
8. Характеристики сонячних батарей - [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <https://electricavdome>
9. Вітроенергетика та енергетична стратегія / О. Ф. Оніпко, Б. П. Коробко, В. М. Мханюк. – К. : УАН, Фенікс, 2008.
10. Вітроенергетика // Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження в Україні [Електронний ресурс].
11. Шефер, В.В. Електричні машини: навчальний посібник / В.В. Онушко, О.В. Шефер. – Полтава, ПолтНТУ, 2015.

- 12.Кудря С.А., Пермінов Ю.М., Буденний І.В. Особливості проектування вітрогенераторів. Відновлювальна енергетика. - Київ, 2014. № 3.
- 13.Боровик Ю. Т. Проблеми та перспективи розвитку альтернативної енергетики в Україні / Ю. Т. Боровик, Ю. В. Єлагін. 23. // Вісник економіки транспорту і промисловості № 65. – 2019.
- 14.Шефер О.В. Методичні вказівки до курсового проектування з дисципліни „Електричні машини” для студентів усіх форм навчання спеціальності 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”. – Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2020.
- 15.Методичні рекомендації до виконання розрахунково-графічної роботи з навчальної дисципліни «Спеціальні електричні машини» (для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти всіх форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії») / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : М. Л. Глєбова, О.Б. Єгоров, Я. Б. Форкун; Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2022. – 37 с.
- 16.Камінський Ю. Вітрогенератори для дому: види, приблизні ціни, виготовлення своїми руками [Електронний ресурс] / Ю. Камінський // isu.org.ua. – Режим доступу до ресурсу: <https://cutt.ly/4e7twAi>.
- 17.Вітроенергетика України [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: http://www.uwea.com.ua/ukraine_wind.php
- 18.Перспективи світової вітроенергетики. Доповідь GWEC, Greenpeace International, DLR та Ecofys Spnsultancy / [під ред. Crispin Aubrey, Angelika Pullen, v Arthouros Zervos, Sven Teske], Berlin. 2007.
- 19.Гармаш, Є. В. "Розрахунок вітрогенератора в сільській місцевості". Thesis, Київський національний університет технологій та дизайну, 2017. <https://er.knutd.edu.ua/handle/123456789/8607>.

I ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF WIND, LOW-POWER, HYDROGEN ENERGY AND ENERGY COMPLEXES BASED ON THEM

1.1 Research and application of wind energy, use of low-potential heat energy and hydrogen energy

The 21st century poses the task of scientists from almost all countries of the world to obtain a reliable, environmentally friendly source of energy. A number of scientists and engineers, both in Ukraine and abroad, believe that the energy supply of the future should be based on renewable energy sources.

This paper considers the combined use of wind energy, low-potential heat sources using HPUs, and an energy storage system based on hydrogen energy.

Europeans consider the most promising direction to be development a single energy system. Relatively small distances between energy resources and consumers, as well as a fairly high population density justify this direction. As the main vector in the field of development of renewable energy, Europe has chosen the use of wind energy. The greatest development has been achieved by large system machines with a capacity of 5 MW and above. A small number of scientists are engaged in the creation and research of energy complexes for autonomous energy supply, and this is not systemic in nature. As a rule, autonomous energy supply can be found on islands adjacent to Europe, where the possibility of connecting to a single energy system is limited. It is worth noting the companies Hydrogenics and Siemens, which offer a number of solutions for an autonomous consumer based on renewable energy sources and hydrogen storage systems [1 - 3].

The situation in the USA and Canada is completely different. Traditionally, the USA has a number of generating companies, the electricity networks of which are not always connected to each other. There is a fairly large number of energy consumers who use various autonomous energy supply systems. As a result, the development of renewable energy in the USA has gone through the creation of small energy supply systems, including energy complexes based on RES (although there

are large wind farms and solar power plants in the USA); quite a lot of work has been done to create wind -diesel complexes, which are successfully operating in the state of Alaska, as well as in other states of America[4].

Active work is being carried out in the field of using hydrogen storage systems [4]. The leader in this direction is the company " General Electric ", which is actively implementing its methods and technologies into the US energy supply system, as well as in a number of other countries [5-6].

The EC under study must ensure reliable and uninterrupted operation the power supply system as a whole. To do this, depending on the type and category of consumers, it is necessary to provide appropriate energy sources in the power supply system, which should smooth out the variability of the wind turbine power output over time, including uninterruptible power supplies.

1.2 Wind energy. Current status

Worldwide, the kinetic energy contained in the wind is 80 times greater than the total energy consumption of the Earth's population, although the bulk of wind energy resources are in the world's oceans. This suggests that wind energy can be a potential alternative to partially replacing traditional sources of electricity generation. According to estimates by the World Wind Energy Association (W.WEA), in 2010 the installed capacity of wind power plants (WPPs) in the world was about 160 GW [7 - 8].

Wind power is one of the fastest growing sectors not only in the renewable energy sector, but also in the energy sector as a whole. The average growth rate of the world's installed capacity of wind turbines over the past 10 years was approximately 29% per year. [9-10] The leading countries in terms of installed capacity of wind turbines are Germany, Spain, the USA, India, China and Denmark. The market of the largest wind turbine manufacturers is concentrated on the capacity base of a dozen foreign companies; mechanical engineering, such as Vestas , Siemens , Enercon , GeneralElectric , etc. [11].

In 2001, the EU adopted a directive on the promotion of electricity production from renewable energy sources with the aim of achieving a share of electricity from renewable energy sources of 22.1% of gross domestic electricity consumption by 2020 [12].

In January 2008, the European Commission (EC) published data on the climate change forecast and energy package. In December 2008, the European Parliament and the Council reached an agreement on the energy package proposed by the EC, aiming to achieve by 2020 an EU average share of renewables in final energy consumption of 20%, including at least 10% of the purchased “Green Energy” in each EU country [13].

Wind power currently provides 3.7% of the EU's total electricity consumption. The EC's goal is to increase this share to 12% by 2020. According to the European Wind Energy Association (EWEA), in 2010 the installed capacity of wind farms in the EU was 80,000 MW, including 3,500 MW offshore. The target is to have 180,000 MW of wind power installed in the EU by 2020, including 35,000 MW offshore, or between 11.4% and 14.3% of the total energy consumption in the EU in % in 2020 depending on electricity demand development scenarios. According to estimates by the European Council on Renewable Energy Sources" (EREC) by 2020 production electricity at wind farms will reach 477 kW h/year. Greenpeace and the World Wind Energy Council (GWEG) predict an increase in wind power capacity from 41,000 MW in 1990 to 385,000 MW by 2020 for the most optimistic scenario based on market growth and technical progress in the EU. [15 - 17].

For reliable medium-term forecasts of wind power development, it is necessary to reliable estimates of Europe's wind potential. This is especially relevant for those countries where the development of wind power plants is still insignificant and it is necessary to do it in a geographically explicit form. Typically, in the calculations of the EWEA wind resource three categories of wind energy potential are used: gross, technical, limited and ecologically competitive [17].

The concept of gross potential corresponds to global approaches. In this case, “technical potential” corresponds to a high level of energy production at wind farms at maximum density of wind farms based on the use of modern technologies. “Limited potential” corresponds to the part of the technical potential that takes into account such problems as protection of the biological environment, regulatory restrictions and social restrictions, that is, it is rather a “technical-social-ecological” potential. “Ecologically competitive potential” corresponds to that part of the technical potential that can be implemented environmentally effectively, taking into account the forecast of average electricity costs in the future.

The main source of wind speed data in Europe -ECMWF- European Centre for Medium-Range Forecasts. Data on average annual wind speed for the period 2000-2005 are used [17, 18].

ECMWF is an international organization supported by 18 EU countries and has cooperation agreements with other EU countries, as well as with the WMO (World Meteorological Organization) . Meteorological Organization). It is responsible for preparing operational global data analysis and medium-term data forecasts for its members and conducts comprehensive scientific research programs to ensure the further development and improvement of its products.

These data are converted to account for the roughness of the Earth's surface for different types, using specialized databases on soil and vegetation cover. ECNWF gives wind speeds at a height of 10 m. These speeds are converted to the level of the height of the wind turbine towers.

1.3 Modern application of heat pump systems

The scale of development of other types of renewable energy sources is very significant, which are aimed not only at the development of electric power, but also fuel and energy systems. In particular, this concerns one of the most promising areas of development of science and technology, related to solving the problems of energy conservation. heat pump units (HPU) or heat pumps (HP). [19].

According to forecasts of the World Energy Committee (WEC), by 2020 in developed countries up to 75% of heat for heating and hot water supply will be provided by CHP. If in 1972 about 100,000 CHPs were operating in the world, today there are about 40 million. The thermal capacity of CHPs in the world, even according to minimal estimates, is about 250 GW with an annual heat output of 1 billion Gcal , which corresponds to the displacement of fossil fuels by up to 80 million tons of equivalent fuel (equivalent fuel). [20].

In the world's heating systems today, they are widely used steam-compressor HPPs with a capacity of up to 0.5 MW with piston compressors. There are also screw HPPs with a thermal capacity of 9 MW and turbocompressors - over 9 MW . Currently, more than 18 million HPPs of higher capacity are operating in the world. [21].

Today, it is worth noting the rapid development of TNU in many Western countries: the USA, Germany; Japan, France, Sweden; Finland; Denmark, Norway; Austria; Great Britain, Canada, and others. In the USA, the annual introduction of TNU is about 1 million installations, in Japan - about; 3 million installations. To stimulate the development of TNU, loans for preferential purchases of certain types of TNU have been introduced in a number of states. The annual; sales volume of TNU produced outside of Ukraine is today about 125 billion dollars or 3 times more than the world volume1 of arms sales; [23].

Between 2005 and 2006, sales of room heat pumps in Germany more than doubled, in France it increased by 5 times, in Austria by 45%, in Switzerland by almost 30%, in Sweden by 20%.

In Europe, centralized systems are developing intensively in Scandinavia. Heat supply systems based on HPU, including large (MW - class) HPU. In central Europe (Germany) HPUs driven by a gas engine are common, the main types of HPUs in Europe are: "Water-water", "Water-air".

As an illustration, Table 1.1. presents data on the use of only geothermal HPPs in some countries of the world in 2017.

Table 1.1. Use of geothermal HPPs in some countries of the world in 2017 (data from ENRA - European Heat Pump Association)

Country	Installed capacity equipment, MW	Energy produced TJ /year
Austria	352.0	303.9
Bulgaria	109.6	1672
Hungary	694.2	7939.8
Germany	952.0	6060.0
Greece	74.8	567.2
Denmark	330.0	4400.0
Iceland	1844.0	24500.0
Italy	650	8000.0
Netherlands	254.5	685.0
Norway	600.0	3085.0
Poland	210.0	1108.0
Serbia	88.8	2375.0
Slovakia	187.7	3034.0
USA	6400.0	122000.0
Turkey	1385.0	24000.0
Finland	260.0	1950.0
France	308.0	5195.7
Czech Republic	204.5	1220.0
Switzerland	500.0	550.0
Sweden	377.0	1146.6

is developing dynamically ; it is engaged in by many dozens of companies, which are focused on the huge market for their products. As an example, Table 1.2 shows data on the number of geothermal heat pumps sold and installed in a number of European countries in 2002, 2013 and 2014 (ENRA data) [23].

To stimulate the development of TNU abroad, various types of material support are widely used: For example; subsidies from the state. In Germany, until

2015, large subsidies were allocated to firms using HPP: 300 marks per 1 kW of HPP power. [25]

GWh per year) between 2005 and 2008. To revive this program, the state allocated large investments to large energy companies and provided them with significant tax breaks. The first CHP plants were built in the country back in the 1930s. Today, tens of thousands of small-capacity CHP plants are operating here. Large CHP plants have also been built for operation in district heating systems. The largest of them operates in the city of Lausanne with a thermal capacity of 7 MW and an electric drive.

Table 1.2. Number of geothermal HPU's sold and installed in a number of European countries in 2002, 2013 and 2014.

Country	2002	2013	2014	Growth in 2014 compared to 2013
Austria	800	3780	5129	36%
Bulgaria	-	15	25	67%
Czech Republic	20	1200	2400	100%
Estonia	-	510	750	47%
Finland	100	8540	12648	48%
France	4000	13700	17300	26%
Germany	2000	15838	20636	30%
Ireland	-	1300	1800	38%
Latvia	-	527	839	59%
Holland	-	1557	1800	16%
Norway	1000	55081	35390	-36%
Slovenia	-	25	35	40%
Sweden	15000	68100	100215	47%
Switzerland	2700	6695	9796	13%
Total	24100	178341	207924	17%

Sweden should be especially noted as a leader in the use of HPPs in the country's economy, where the total installed HPP capacity has exceeded 3,800 MW . Today, about 85% of all heat in the country is received from thermal power plants. Today, the two most powerful thermal power plants in the world, 200 and 320 MW , are also operating here . They use the waters of the Baltic Sea as a source of low-potential heat, the temperature of which is from 5 to 6 °C during the heating season. The most powerful (320 MW) Stockholm thermal power plant, located on barges

moored to the shore, cools sea water to 2 °C in winter. The cost of heat from this thermal power plant, which provides 12% of all heating in Stockholm, is 20% lower than the cost of heat from boiler houses .

Even in Denmark, where the conditions for using HPPs are among the worst in Europe (high electricity prices - 20 cents/kWh due to taxes reaching 50%), by 2005, 28,000 HPPs were operating (20,000 for hot water supply, 8,000 for heating).

In Germany today, hundreds of thousands of HPUs are in operation. They are used in water and air heating systems and for air conditioning. The compressors are driven mainly by electric motors. There are also hundreds of high-power HPUs and those driven by diesel engines and gas turbines. Low-potential heat sources: air (external and exhaust), soil, water, etc. Large HPUs are used in district heating systems. Several dozen absorption HPUs with a unit thermal capacity of up to 4 MW are also in operation .

There are millions of TNUs working in the United States today. Of these, over 50% are in housing and communal sector. The most widespread in the USA are reversible HPUs of the "air-to-air" type with an electric drive for year-round air conditioning in premises. HPUs are produced in the USA by more than 50 companies of various capacities. Up to 30% of cottages being built in the country today are equipped with HPUs. The USA has an effective system of penalties for CO₂ emissions when burning limited fuel, and incentives for the use of HPUs.

Dozens of companies in the world today produce a huge number of HPUs of various capacities, types and purposes. The widespread use of HPUs is facilitated by their high environmental and energy performance. As an example, Table 1.3 provides data on the environmental and energy performance of heating systems in Europe. [20]

Table 1.3 Environmental and energy efficiency of different heating systems in Europe

Heating system	Energy efficiency primary energy %	Specific value CO2 emissions, kg/kWh
Electric heating	35	0.55
Oil-fired boiler and hot water heating	80	0.29
Gas boiler and hot water heating	80	0.21
Gas condensing boiler and hot water heating	95	0.19
Electric and heating system	100	0.1
Heat pump with electric reason	110	0.14-0.22
Absorption TN	130	0.17
Gas engine driven HV	150	0.12

1.4 Hydrogen energy. Current status

The concept of "hydrogen energy" appeared in: the mid-70s of the last century, when the entire civilized world began to think about an alternative source of energy to fossil fuels. At that time, it was assumed that the main primary sources of energy would be nuclear energy (fission and cold fusion) and renewable energy sources. Hydrogen should act as a secondary source of energy, for its transportation directly to the consumer. To date, more than 30 years of experience in the use of hydrogen in energy have been accumulated. Experimental models of cars that use hydrogen as fuel have been created. The market for fuel cells is developing, the cost of which has a steady tendency to decrease and mass implementation; ECs using a hydrogen accumulation system have been created.

Typically, hydrogen is produced by electrolysis of water. Generating electrical energy from hydrogen can be done in various ways.

To date, the following are considered the main ones:

- obtaining electrical energy using a fuel cell;
- hydrogen combustion in specially converted diesel generators or steam generators.

The use of fuel cells is currently considered more promising. Electricity is obtained with a higher efficiency (50-80% versus 20-35% when using the second method). However, the cost of the fuel cells themselves remains quite high. [13]

Today, dozens of companies around the world produce equipment for the production of hydrogen and the generation of electricity; from this; fuel. Some of them are presented in Table ; 1.4

Table 1.4 - Companies engaged in the production of equipment for hydrogen energy.

Company	Country
BallardBowerSystems	Canada
Acumentrics	USA
Ceramic Fuel Cells	Australia-Great Britain
Hydrogenics Corporation	Denmark
EuropeanFuelCells	Germany
FuelGell Technologies	USA
IdatecH	USA
Mitsubishi Heavy Industries	Japan
Sanyo Electric	Japan
Shanghai-ShenLi	Japan
Sharp Corporation	Japan

Many of these companies offer their customers turnkey solutions based on their equipment. For example, Hydrogenics Corporation (Denmark) offers a range of solutions based on its electrolyzers and fuel cells, as well as renewables. These solutions are presented in the block diagram shown in Figure 1.1.

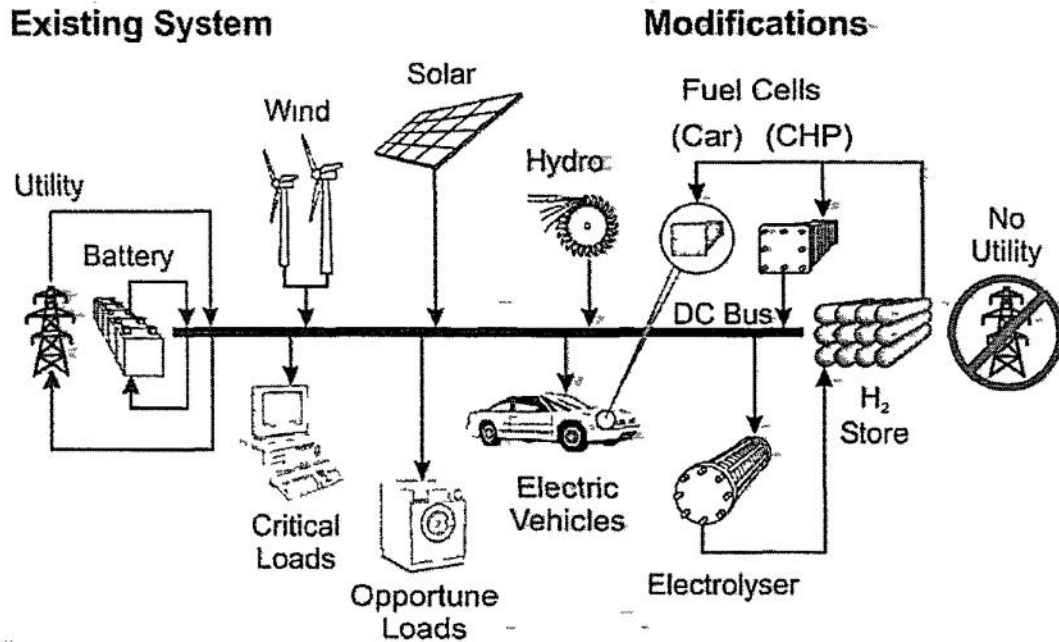


Figure 1.1 - Diagram of solutions offered by Hydrogenics Corporation based on renewable energy and hydrogen

During the operation of such energy complexes, the need to store hydrogen in fairly large volumes. To date, a number of methods have been proposed, some of which have proven themselves over time, some of which are undergoing laboratory and production tests. Hydrogen storage can be carried out in the following ways [11].

1. Storage of gaseous hydrogen in large quantities at atmospheric and elevated (1-1.5 MPa) pressure. For this purpose, gas holders, natural and artificial underground reservoirs, etc. are used. The total capacity of such systems can reach several million cubic meters, so they remain the only possibility of storing large quantities of hydrogen with a long, for example seasonal, cycle of filling the storage and withdrawing hydrogen from it. Gaseous hydrogen is usually stored and transported under pressure up to 15-35 MPa in cylinders with a capacity from several liters to several cubic meters.

For storage and transportation of small quantities of compressed hydrogen, steel cylinders with a working pressure of up to 15-20 MPa are usually used. The

hydrogen content in such cylinders is usually 1.2-1.5% by mass, and the bulk density is 10-12 kg/m³. Modern cylinders allow storing hydrogen under pressure up to 35-69 MPa, which corresponds to its content of over 6% by mass and a bulk density of up to 30 kg/m³. Composite cylinders for a pressure of 35 MPa are currently produced by the industry, and serial production of cylinders for 69 MPa is planned in the near future. The leading manufacturers of such cylinders are the companies "Dynetec" (Canada), "Quantum" (USA), BOS (Great Britain) and a number of others.

2. Liquid hydrogen storage systems are of considerable interest due to the high bulk density and high hydrogen content stored. Liquid hydrogen is stored in special double-walled tanks (Dewar vessels).

Hydrogen as a cryogenic liquid exists in a narrow temperature range, from a boiling point of minus 252.77 °C to a freezing point of minus 259.19 °C. Due to its low critical temperature (minus 240 °C), liquid hydrogen can be stored either in open systems or in special closed tanks that provide for gas release if the pressure increases by more than 0.2-0.3 MPa; otherwise, the pressure can increase (at room temperature) to 10⁴ bar.

Today, the technologies for producing hydrogen and storing it in a liquid state are well-developed. Recent developments have resulted in the creation of highly efficient cryogenic tanks, infrastructure for their refueling, and improved safety measures.

3. Hydrogen storage in microencapsulated form. This method can be attributed to the storage of gaseous hydrogen under pressure (35-65 MPa), where the role of cylinders is performed by glass microspheres with a diameter of 5-500 μm with a wall thickness of ~1 μm. At elevated temperatures (200-400 °C), the glass walls become permeable to hydrogen, which makes it possible to fill the storage system with hydrogen and deliver it to the consumer. The content of stored hydrogen is up to 10 mass fraction, %, and the bulk density is up to 20 kg/m³, which does not exceed the indicators of hydrogen storage in composite gas cylinders. At the same time, this method requires additional energy costs for heating the microspheres

during filling the storage and removing hydrogen from it. The main disadvantage of the method is high hydrogen losses due to mechanical destruction of glass microspheres during transportation.

4. Storing hydrogen in cryogenic vessels is more promising high pressure. The essence of the method is to use standard composite high-pressure cylinders (aluminum sleeve covered with reinforced plastic), which are placed in a cryogenic heat-insulating shell. Such cylinders can be filled with either liquid hydrogen or gaseous hydrogen at a reduced temperature. In the latter case, a higher bulk density and hydrogen content are achieved than in gas cylinders operating at room temperature.

5. Rather conventionally, all materials capable of storing bound hydrogen can be divided according to the energy of the bond between the hydrogen atom or molecule and this material. These are bonds of physically adsorbed or absorbed hydrogen (with the lowest bond strength), chemisorbed and valence bonded hydrogen.

6. Hydrogen can be stored and transported not only in a free state, but also in a chemically bound state. All materials that are a storage medium for chemically bound hydrogen can be divided into two groups. The first group includes substances that contain chemically bound hydrogen and are capable of releasing it under certain conditions (elevated temperature and the action of a catalyst). Examples are catalytic reactions of ammonia decomposition at 800-900 °C and hydrogenation/dehydrogenation reactions of unsaturated hydrocarbons.

The second group includes the so-called energy-storing substances, which do not always contain chemically bound hydrogen, but are capable of generating it during hydrolysis. A classic example is sponge iron, which interacts with water vapor at 550-600 °C.

7. A serious alternative to the described methods of storing and transporting hydrogen is the metal hydride method, i.e. storing hydrogen in the form of metal hydrides or intermetallics. compounds .

The discovery in the second half of the 19th century of the ability of a number of metals to reversibly absorb significant amounts of hydrogen gave rise to a whole range of technical ideas for the practical use of this phenomenon. The reason is the unique combination of properties of "metal-hydrogen" systems, including the possibility of achieving extremely high volumetric densities of hydrogen atoms in the metal matrix, a wide range of operating pressures and temperatures, selectivity of absorption/release processes, significant changes in the physical properties of the metal during its saturation with hydrogen, catalytic activity and a number of other non-trivial features. [22-24].

1.5 Energy complexes based on renewable energy sources

World experience in the development of renewable energy resources shows that the use of only one type of renewable energy in the energy supply systems of autonomous consumers does not always allow to ensure reliable and uninterrupted energy supply due to the physical characteristics of the renewable energy sources themselves. In this regard, as a rule, the energy supply of an autonomous consumer at the expense of renewable energy sources is attempted to be provided by combining different types of renewable energy sources in the so-called EK, the so-called EK. They usually include both power plants based on renewable energy sources and diesel (gasoline) power plants (DEU, BEU), as well as various types of energy storage systems.

Today, the most studied and reliable complexes are wind-diesel power complexes (VDEC). Such complexes are operated in many countries around the world and are a reliable source of electrical energy for thousands of autonomous consumers.

The research was conducted at the RISO national laboratory (Denmark). The studied wind turbines (WTUs) were divided into 4 classes [25]:

Class 1 (the simplest) (Figure 1.2 a). A standard wind turbine (WT) for network use with an asynchronous generator (AG) was studied, which operates with

constant connection to the consumer's busbars (BS). An automatically regulated load (VL) is introduced into the equipment set, which prevents overloading of the WT at high wind speeds by reducing the rotation speed to a given design level. A standard diesel generator station operates constantly, providing reactive energy to the WT. A full (100%) share of participation in the WT load schedule is considered permissible. Fuel savings will be small, but the system turns out to be extremely simple and acceptable in cases where the reliability factor is more important than maximum fuel savings.

Class 2 VDU (Figure 1.2 b); Changes have been made to the design of the diesel power plant : a coupling and a small inertial accumulator are installed between the diesel engine (DE) and the synchronous generator. Class 2 VDU is quite simple and requires a minimum of electronic equipment. Fuel economy in this version increases significantly due to the fact that under favorable wind conditions the diesel engine does not work and does not consume fuel.

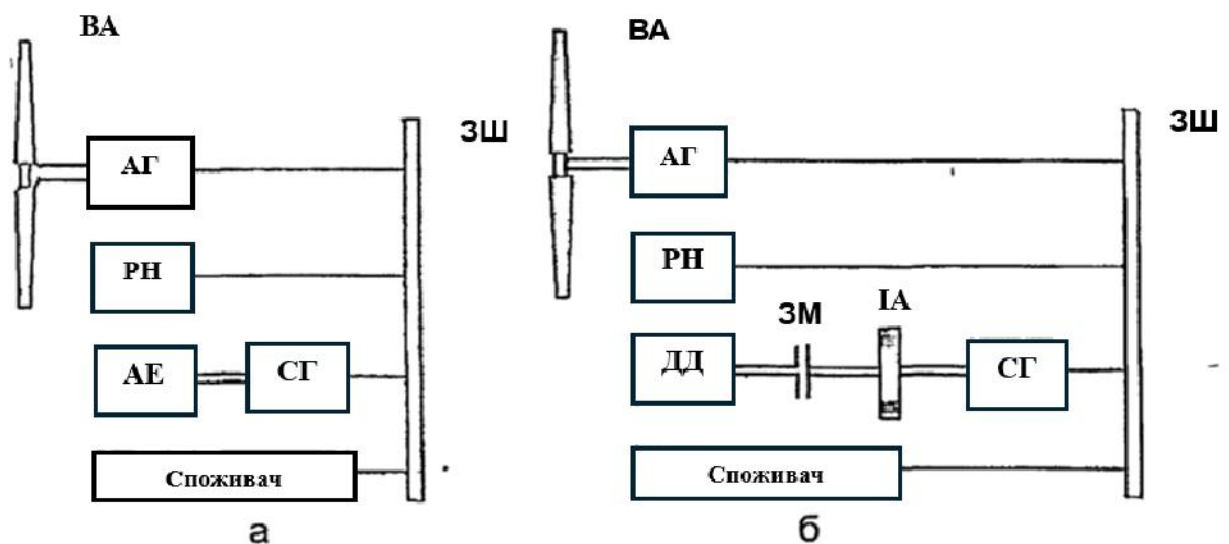


Figure 1.2 Block diagram of class 1(a) and class 2(б) VDUs VA - wind turbine ;

AG - asynchronous generator; RN - regulating load;

ZSh - prefabricated tires; DD - diesel engine; SG - synchronous generator;

ZM - connecting coupling; IA - inertial accumulator.

The scheme of the VDU class 3 (Figure 1.3 a) differs from the previous version by the introduction of an energy accumulator into the VDU, which can be a

battery, a hydraulic accumulator and other energy sources. Fuel economy when using the VDU class 3 in areas with favorable conditions reaches a high level. The National, RISO laboratory indicates that due to the relatively simple device and the possibility of obtaining significant fuel savings, the VDU class 3 has prospects for wide application.

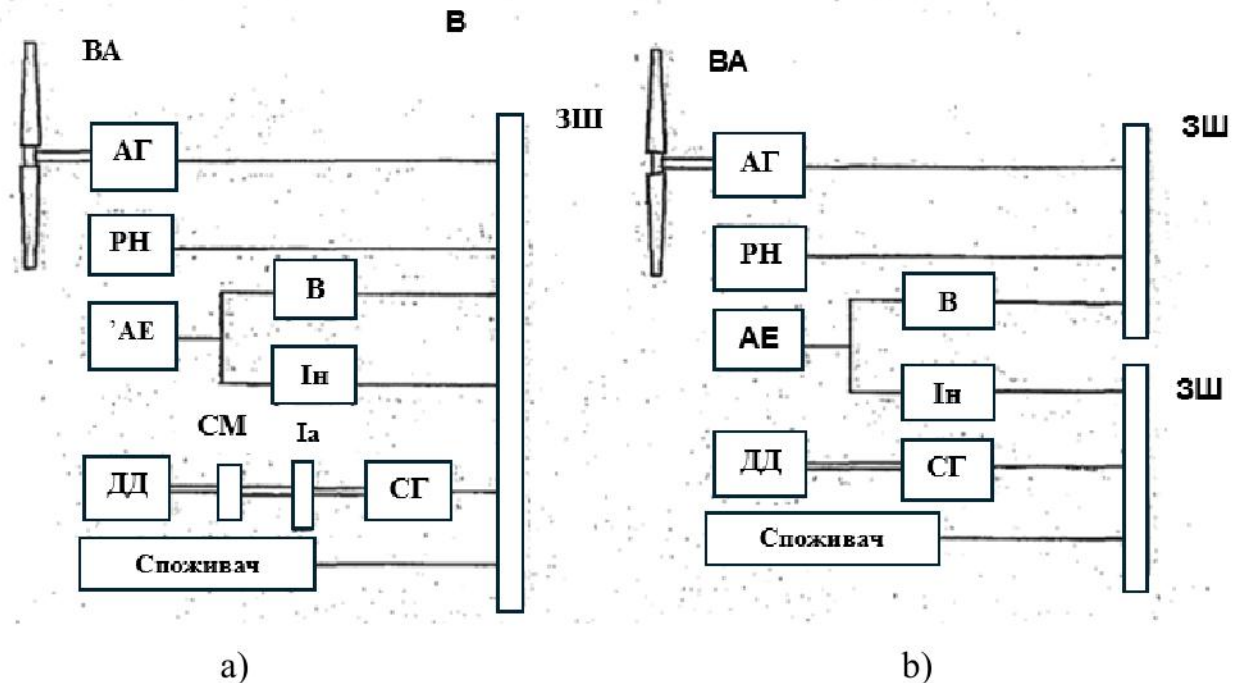


Figure 1.3 Block diagram of class 3 (a) and class 4 (b) VDU VA - wind turbine ;
 AG - asynchronous generator; PH - regulating load; ЗШ - busbars; ДД - diesel engine; СГ - synchronous generator; ЗМ - coupling; IA - inertial accumulator; АЕ - energy accumulator; В - rectifier;

IN- inverter

Class 4 VRP (Figure 1.3 b) includes a standard type of VA with a synchronous or asynchronous generator, and a standard design of a diesel generator of comparable power to a VA, without the use of an inertial battery. The VA operates through a rectifier to an inverter, the output of which is connected to the consumer's busbars. In the event of a lack of energy to meet the consumer's needs, the missing part comes from the battery. In the event of an excess of energy, the consumer's loads are powered and the battery is recharged. In calm weather and with light winds, the

the type of consumption so that the consumer in each house knows when the energy meter is switched to a higher tariff. The results of the work on the island of Fer are given in Table 1.5.

Fer Island

Indicators	Making energy kWh	Fraction, %
Total energy production of the VDU per year of operation	185024	100
Wind power plant energy production per year of operation	168895	91.28
Energy production of DPPs per year of operation	16147	8.72

From the above table it is clear that the share of DES is only 8.72% of the energy produced. The rest of the energy was provided by wind farms. In 1987, SMA built and tested the world's first VDU with a new control system on the island of CapeClear . It was followed by VDUs in Greece, Jordan and China.

Raslin Island (Ireland) included three wind turbines " Aeroman " with a capacity of 33 kW each, three diesel generators with a capacity of: 48, 80 and 132 kW, a 220 V battery with an energy capacity of up to 100 kWh and a three-phase inverter with an output power of 140 kW (class 4 according to the Danish classification). The wind conditions on Raslin Island are very favorable for the use of wind energy ($V_{cp} = 10$ m/s). Thanks to this and the use of the IPS system, the island's electricity supply was ensured with minimal participation of the DPPs: the total time of their operation during the year of operation did not exceed 10-20%. [25]

The basis of this technology is the use of megawatt- capacity wind and hybrid wind-diesel complexes as a source of autonomous energy. This technology has been successfully used for many years in Canada, the USA, Norway, Australia, the Philippines and 70 other countries.

The cost of energy for the complex depends mainly on the wind potential and can range from 2.5 UAH/kWh to 1 UAH/kWh.

The turnkey implementation of the VDK is carried out in 1.5-2 years (including wind monitoring for 1 year). Specific capital investments per 1 kW of installed capacity are 1.9 thousand euros.

If necessary, to increase the reliability of energy supply, the wind-diesel complex can be additionally equipped with a flywheel. The flywheel will allow in the short term to redistribute the energy received from the wind turbine, as well as to ensure the operation of the diesel engine in the nominal mode, which has a positive effect on the final fuel consumption (Figure 1.4). Research in the field of flywheel applications; including in joint work with renewable energy sources, is covered in sufficient detail.

Using VDU allows you to significantly save diesel fuel fuel, however, its contribution to the consumer's energy supply remains significant. An accumulation system that allows for long-term energy redistribution can minimize the use of fossil fuels. One of the alternative solutions to the problem is the use of hydrogen technologies. At a time when the energy production at wind farms exceeds the consumer load, using excess energy using an electrolyzer, hydrogen can be obtained. This hydrogen can be effectively used during calm or weak winds. Using fuel cells or slightly modified DEUs, electricity can be obtained from hydrogen to cover the consumer load.

Similar energy complexes have already been created and are successfully operated in the USA, Canada, Australia, and Denmark.

In Canada, hybrid schemes are used to provide energy to remote villages: wind -diesel and wind -hydrogen. Hydrogen is stored and used to produce electricity in internal combustion engines. Two projects have been created in Canada under the wind-hydrogen scheme: Prince Edwardsland Wind-Hydrogen Village and in the city of Ramea . Fig. 1.5 shows a diagram of a wind-hydrogen complex operating in the city of Romea . The capacity of the hydrogen generator is 250 kW. It allows saving 120,000 liters of fuel annually, thereby preventing the emission of harmful substances into the atmosphere: CO_2 - 320 t, NO_x - 6.8 t, SO_2 - 0.6 t. In the work devoted to the study of this complex, data on the economy are not reflected.

However, it is indicated there that the construction of the complex is economically justified.

Tasmania Institute operates a complex consisting of 2 -wind turbines, an electrolyzer, and a diesel plant converted to run on hydrogen.

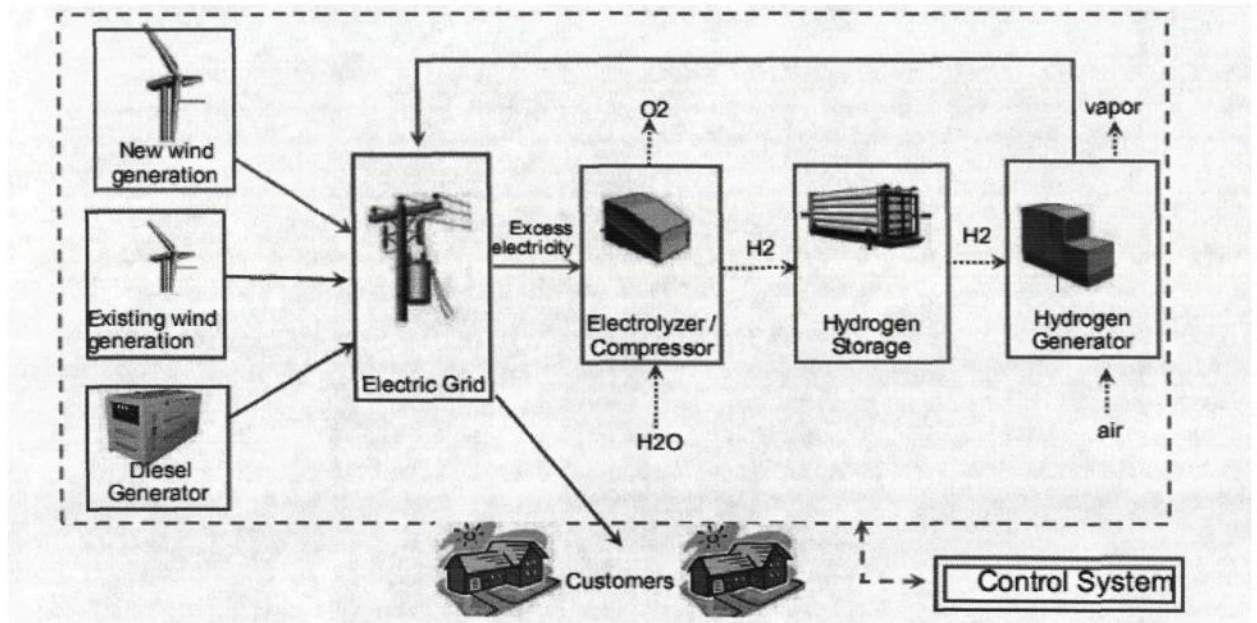


Figure 1.5. Scheme of the wind-hydrogen energy complex in Romea (Canada)

1.6. Conclusions on the first section

1. megawatt -class wind turbines operating in a unified energy system .
2. The use of autonomous energy supply systems is most relevant for the USA and Canada, where energy is based on the competition of a number of generating companies, whose energy networks, as a rule, are not connected into a single energy system. Also, the use of autonomous energy based on renewable energy is relevant for consumers located on islands.
3. In a number of cases, due to the high cost of fuel delivery, the use of DEU leads to significant financial costs. In this case, the use of renewable energy-based power plants becomes relevant.

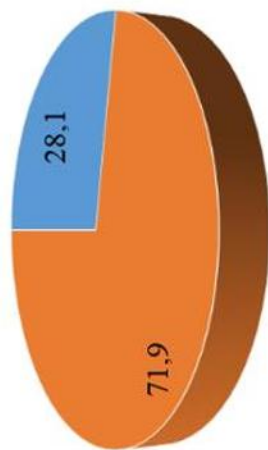
4. Most consumers remote from centralized energy supply are located in areas with good wind resources. Thus, wind turbines can be used quite effectively in their energy supply system.
5. Today, wind-diesel power plants are considered the most effective and proven.
6. In order to minimize the consumption of fossil fuels and most effectively redistribute wind energy to cover the load schedule, it is necessary to provide the power plant with a reliable storage system. This task can be effectively solved by technologies based on the production and use of hydrogen. Hydrogen is a universal fuel. It can be used as a fuel for recycled diesel engines (DEU) or as an electrode in a fuel cell.
7. Today, the hydrogen energy market is just emerging. Therefore, equipment for obtaining, storing and oxidizing hydrogen has a high cost. At the same time, there is a clear trend towards a decrease in the cost of this equipment. Today, a number of stations are already operating in Canada and Australia, where a hydrogen storage system is used to redistribute energy obtained from the wind.

1

Актуальність теми. На даний період переважна більшість енергогенеруючих систем та мереж електропостачання є застарілими та неефективними. Більшість теплових електростанцій перебувають за межею фізичного зносу і потребують значної модернізації або заміни. Баланс потужності української електроенергетичної системи характеризується дефіцитом регулюючих потужностей, що призводить до нерационального використання наявних потужностей та високого рівня втрат. У найближчому майбутньому використання альтернативних джерел енергії, в тому числі відновлюваних джерел енергії, буде пріоритетним через неминуче скорочення споживання викопних видів палива. Тому, останнім часом альтернативні джерела енергії дуже ефективно використовуються в певних секторах енергетичного сектору в ряді країн і успішно конкурують з традиційними джерелами енергії.

Мета роботи полягає в підвищенні енергоефективності автономних комбінованих систем електропостачання з використанням відновлювальних джерел електроенергії.

Частка ВДЕ в загальному виробництві електроенергії у світі в 2021 р. (%) 2



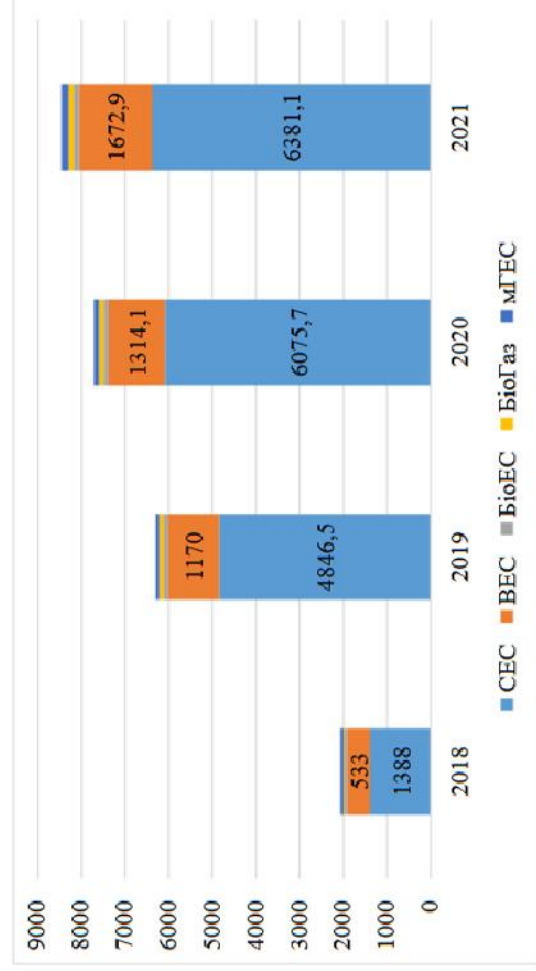
■ відновлювана енергія ■ традиційна електроенергія

Динаміка частки ВЕД за регіонами світу за 2000-2021 роки, %

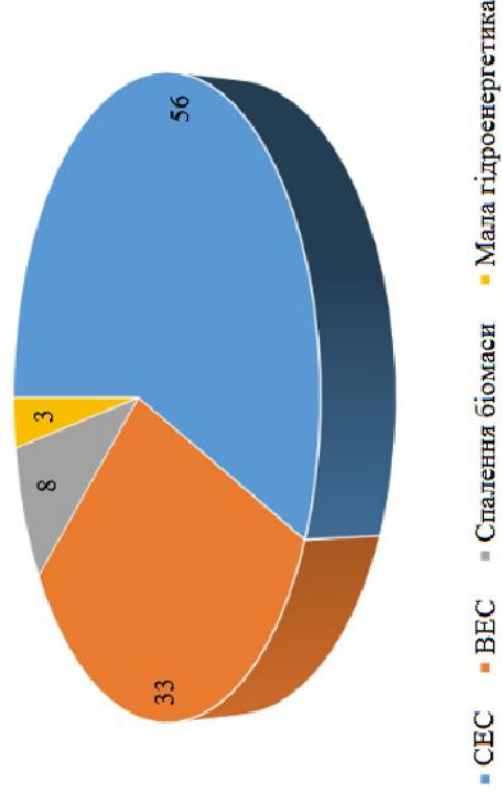
Показники	2000	2005	2010	2015	2021
Європа	20,1	19,8	25,2	33,6	40,7
Північна Америка	15,5	15,5	16,7	20,3	26,5
Латинська Америка	61,6	58,8	57,3	51,8	57,5
Азія	13,3	13,7	15,7	19,7	25,3
Тихоокеанський регіон	18,8	17,9	18,7	23,6	34,2
Африка	17,8	17,0	17,6	18,0	22,1

3

Динаміка росту встановленої потужності об'єктів ВДЕ, які працюють за «зеленим» тарифом, МВт

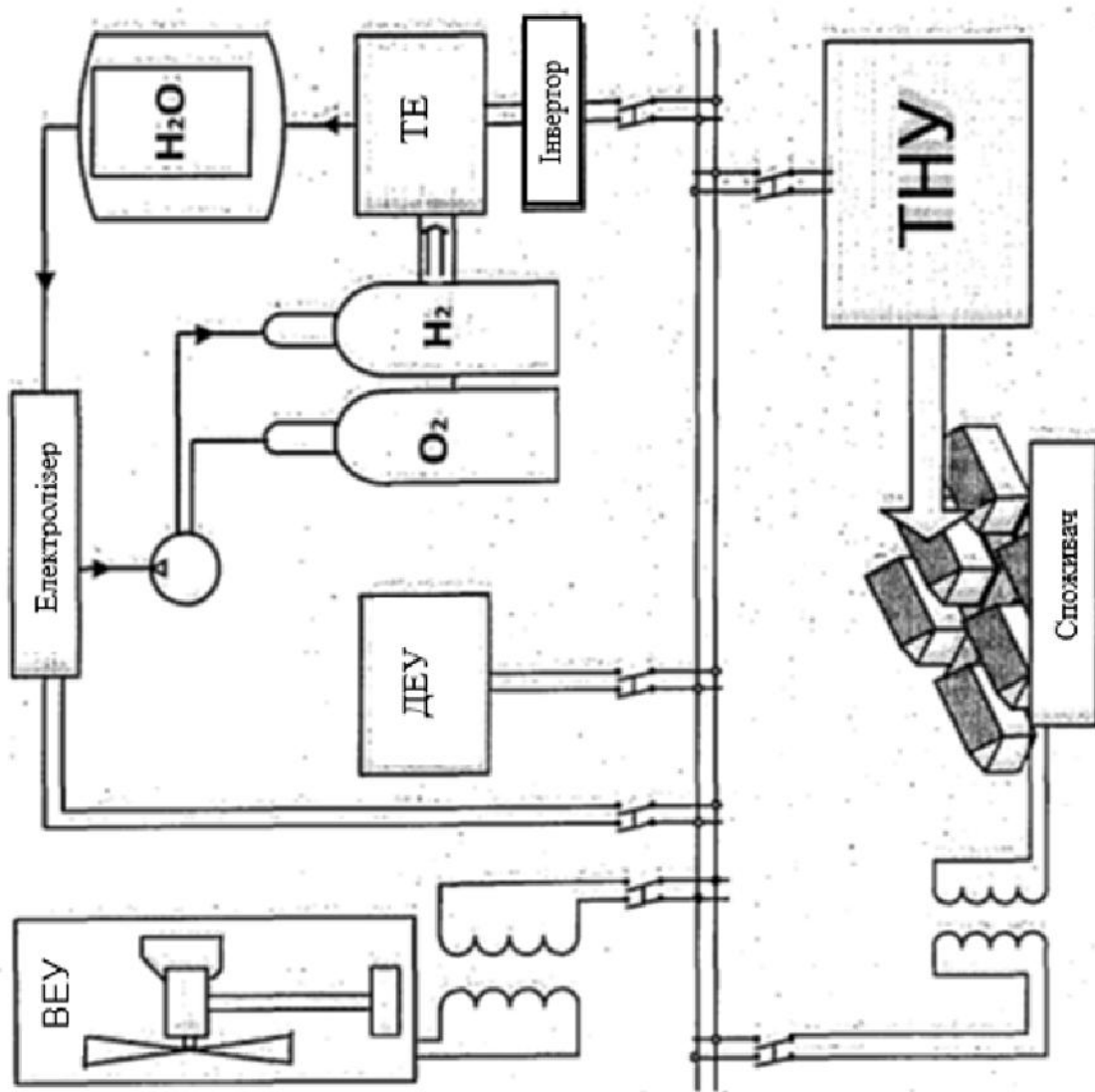


Питома вага ВДЕ в Україні у 2021 році, %



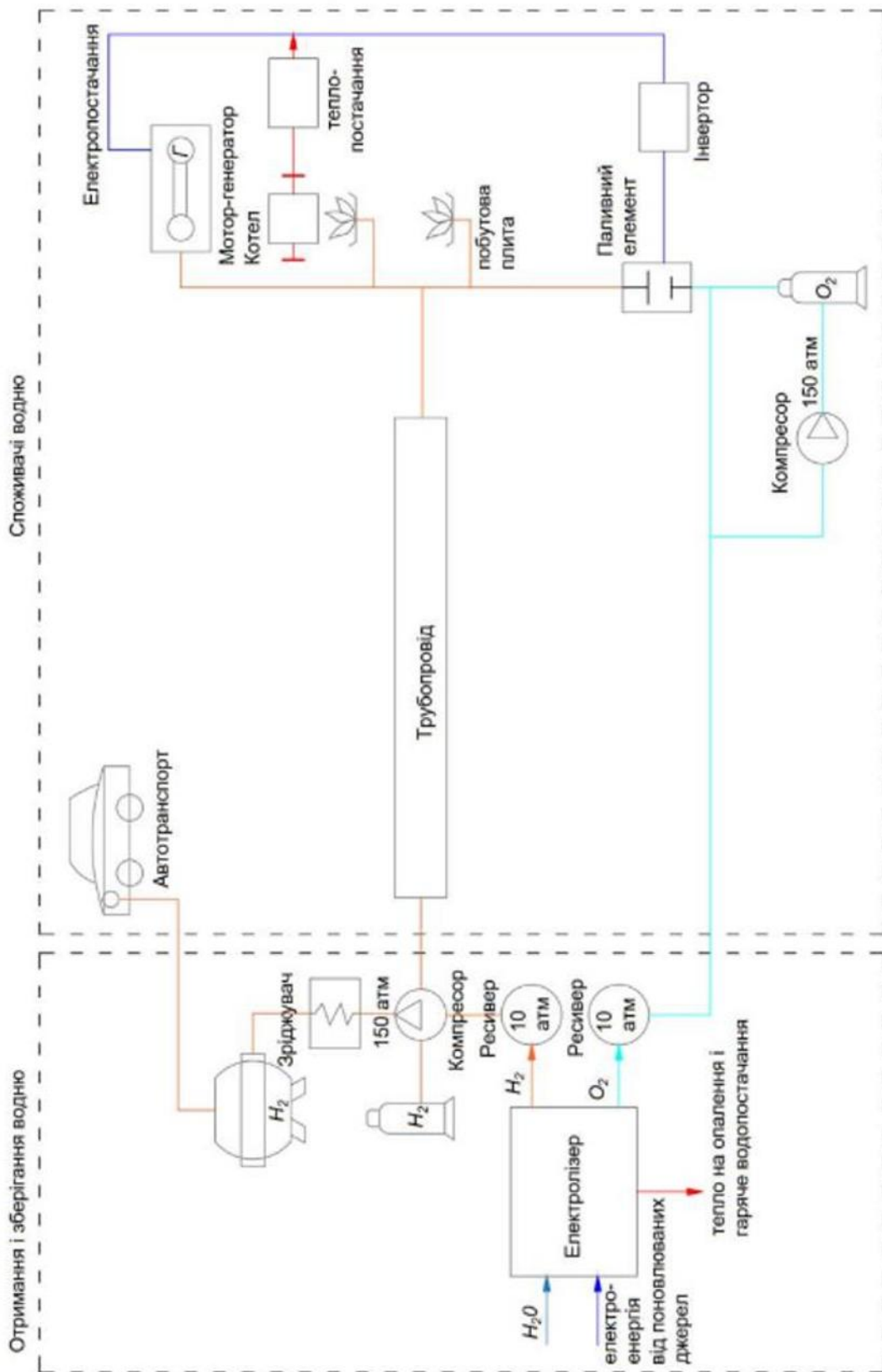
Принципова схема ЕК на: основі вітрової, дизельної, теплонасосної установок і системи акумулювання водню

4

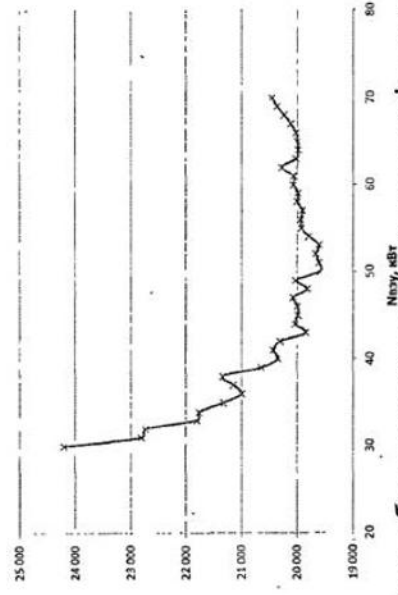


Загальна схема комплексної гібридної енергетичної системи

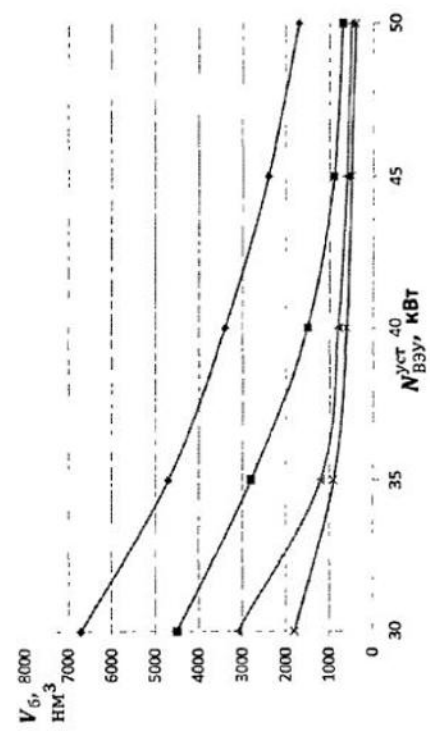
5



Залежність наведених витрат на досліджуваний енергетичний комплекс від встановленої потужності ВЕУ

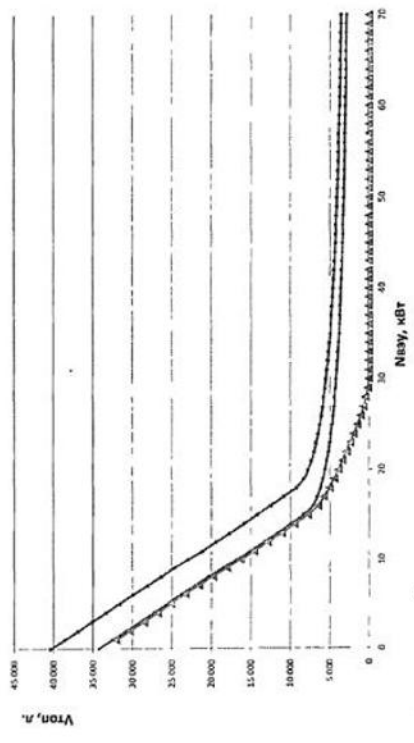


Залежність обсягу водневого сховища від встановленої потужності ВЕУ при фіксованій потужності електролізера

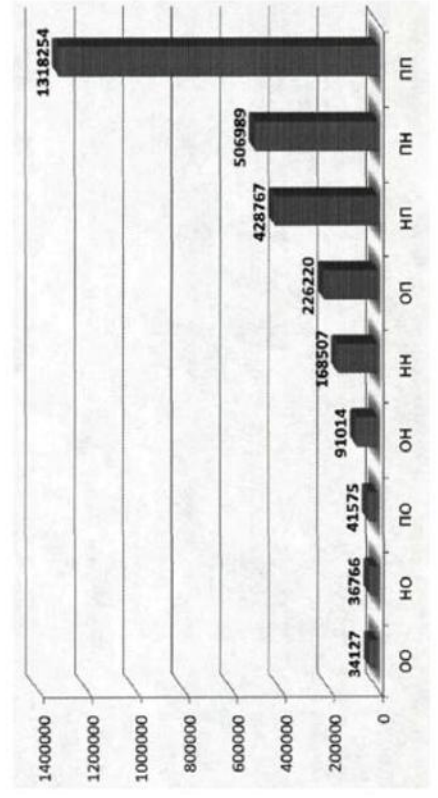


Витрата палива протягом року залежно від встановленої потужності ВЕС

6



Залежність наведених дисконтованих витрат на використання лише ДЗУ



ВИСНОВКИ

1. У роботі виконано аналіз сучасного стану вітрової енергетики, використання теплонасосних установок, водневої енергетики, застосування енергетичних комплексів на основі вітрових та дизельних енергетичних установок, розглянуто існуючі вітроводородні енергетичні комплекси.
2. Залежно від географічного розташування та побудови внутрішніх та зовнішніх економічних взаємин кожна країна обирає свій шлях енергетичного розвитку. Європейський Союз пішов шляхом створення Єдиної енергетичної системи і, отже, основний вектор розвитку в галузі застосування ВДЕ — це створення великих енергетичних установок та станцій, що підключаються до енергосистеми.
3. Особливістю США та Канади є той фактор, що в галузі енергетики конкурують низка енергетичних компаній, які мають свої енергетичні системи та мережі. Надійність такої системи дещо нижча, ніж при використанні єдиної енергетичної мережі. Тому економіка цих країн базується на прагненні споживачів енергії до незалежності від енергетичних компаній. Цей фактор сприяє активному розвитку ринку систем автономного енергопостачання, особливо на основі використання ВДЕ.
4. У процесі виконання роботи було розроблено методику обґрунтування параметрів та складу ЕК на основі вітрових, дизельних, теплонасосних установок із системою акумуляції водню на основі паливних елементів.