



**Міністерство освіти і науки України**

**ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИ-  
ТЕТ**

**Факультет енергетики, робототехніки та  
комп'ютерних технологій**

**Кафедра електропостачання та  
енергетичного менеджменту**

**О. М. Мороз, О. О. Мірошник**

**ПРОЕКТУВАННЯ ОБ'ЄКТІВ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ**

**Курс лекцій**

**для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти  
денної та заочної форм навчання  
спеціальності**

**141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

**Харків  
2023**

Міністерство освіти і науки України

ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет енергетики, робототехніки та  
комп'ютерних технологій

Кафедра електропостачання та енергетичного менеджменту

О. М. Мороз, О. О. Мірошник

**ПРОЕКТУВАННЯ ОБ'ЄКТІВ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ**

Курс лекцій  
для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти  
денної та заочної форм навчання  
спеціальності  
141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ради

Затверджено  
рішенням науково-методичної

факультету енергетики,  
робототехніки та  
комп'ютерних технологій  
Протокол № 3  
від 22 лютого 2023 року

**Харків  
2023**

УДК 620.92(477)

М-80

Схвалено на засіданні кафедри  
електропостачання та енергетичного менеджменту  
Протокол №7 від 8.02.2023 р.

**Рецензенти:**

*С. О. Тимчук*, д-р техн. наук, проф., зав. кафедри автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій ДБТУ.

*Ю. М. Хандола*, канд. техн. наук, зав. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ.

М-80 Проектування об'єктів альтернативної енергетики: курс лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної та заочної форм навчання за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / О. М. Мороз, О. О. Мірошник / - Електрон. дані. – Х.: ДБТУ, 2023. – 117 с.

Курс лекцій з дисципліни «Проектування об'єктів альтернативної енергетики» складений відповідно до програми навчальної дисципліни. У курсі лекцій вивчаються тенденції розвитку альтернативної енергетики у світі та Україні, основи проектування сонячної та вітрової енергетики, малих та мікро гідроелектростанцій, біоенергетичних установок та теплових насосів. Кожна лекція містить питання для самоконтролю.

Видання призначено для здобувачів технічних спеціальностей закладів вищої освіти.

УДК 620.92(477)

**Відповідальний за випуск: О. О. Мірошник**, д-р техн. наук, професор

2023.

© Мороз О.М.,  
Мірошник О.О.,

© ДБТУ, 2023

## Лекція 1

### Перспективи розвитку відновлювальної енергетики у світі та в Україні.

#### Види відновлювальної енергетики

#### 1.1 Перспективи розвитку відновлювальної енергетики у світі

Відновлювальні джерела енергії – не викопні джерела енергії, які постійно існують або періодично з’являються в навколишньому природному середовищі такі як енергія сонця, вітру, геотермальна, аеротермальна, гідротермальна, енергія хвиль та припливів, гідроенергія, енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів.

На сьогодні технології відновлюваної енергетики (ВЕ) забезпечують близько 30% виробництва електроенергії у світі, і таке виробництво буде швидко зростати за рахунок розвитку СЕС та ВЕС [1]. В даний час ВДЕ є найдешевшим джерелом нової електроенергії на більшості ринків світу.

За сценарієм STEPS зростання виробництва ВЕ перевищує приріст загального обсягу генерації до 2030 та 2050 років (рис. 1.1), зменшуючи потребу у викопному паливі. За сценарієм APS, генерація електричної енергії від фотоелектричної та вітрової енергетики будуть випереджати зростання попиту на електричну енергію до 2030 та 2050 років. За новозеландським сценарієм зростання ВЕ відбувається на 40% швидше до 2030 р. і на 20% швидше до 2050 р., ніж у APS.

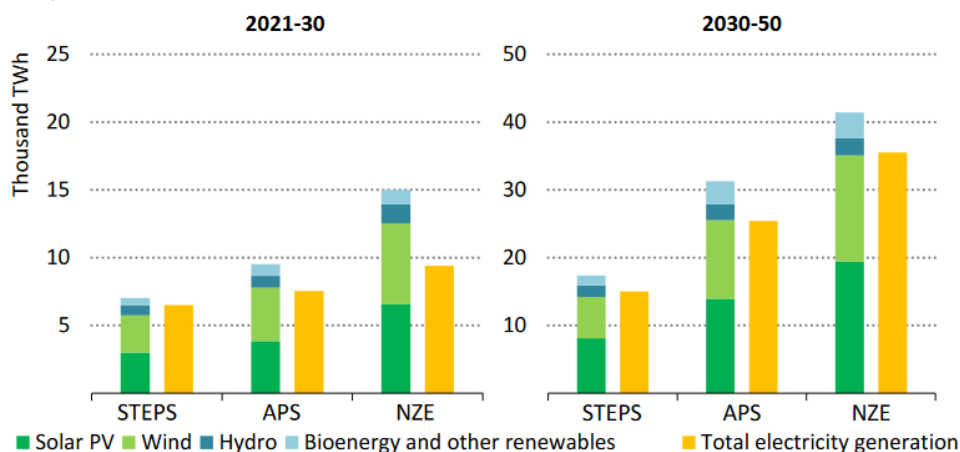


Рисунок 1.1 – Глобальне зростання відновлюваної електроенергії відносно загальної електроенергії впродовж 2021-2050 рр за різними сценаріями (STEPS = Stated Policies Scenario; APS = Announced Pledges Scenario; NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario)

Відновлювальні джерела енергії (ВДЕ) в майбутньому стануть домінуючим джерелом електроенергії в усьому світі. Загальне виробництво електроенергії з ВДЕ зросло більш ніж на 500 ТВт·год з 2020 року і досягло рекордного рівня понад 8 000 ТВт·год у 2021 році, головним чином завдяки зростанню сонячної фотоелектричної енергії і вітровій генерації (рис. 1.2). Як наслідок, частка ВДЕ у світовій електроенергії досягло майже 29%. ВДЕ продовжують швидко нарощувати потужності і їхня частка виробництва зростає до 43% до 2030 року і 65% до 2050 року (сценарій STEPS). APS передбачає ще швидший перехід на ВДЕ на 35% вищий ніж у STEPS до 2030 року.

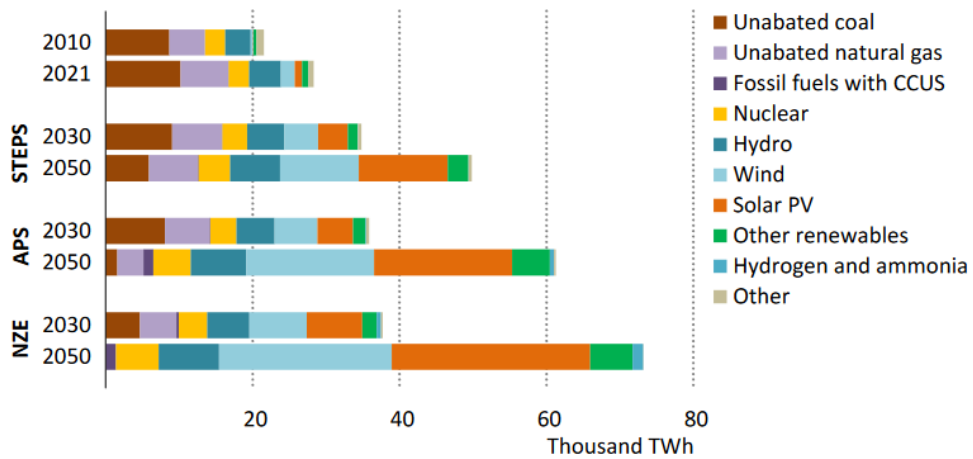


Рисунок 1.2 – Глобальне виробництво електроенергії з різних джерел за сценаріями 2010-2050 років  
(Інші ВДЕ включають біоенергію та відходи, геотермальну енергію, концентрацію сонячної енергії та енергію приливів морів) (CCUS - Carbon capture, use, and storage - уловлювання, використання та зберігання вуглецю)

Очікується, що потужність ВДЕ буде збільшуватись у всіх регіонах світу (рис. 1.3). ВЕС та СЕС будуть найбільшими джерелами ВДЕ. Внаслідок такого розвитку загальна встановлена потужність СЕС значно перевищить інші джерела енергії, починаючи з 2030 років. Вітрові та сонячні фотоелектричні системи разом встановлюють нові рекорди щороку до 2030 р., а потім продовжують стабільне щорічне зростання до 2050 р. У всіх регіонах світу на них припадає від 45% до 85% збільшення потужності до 2050 р.



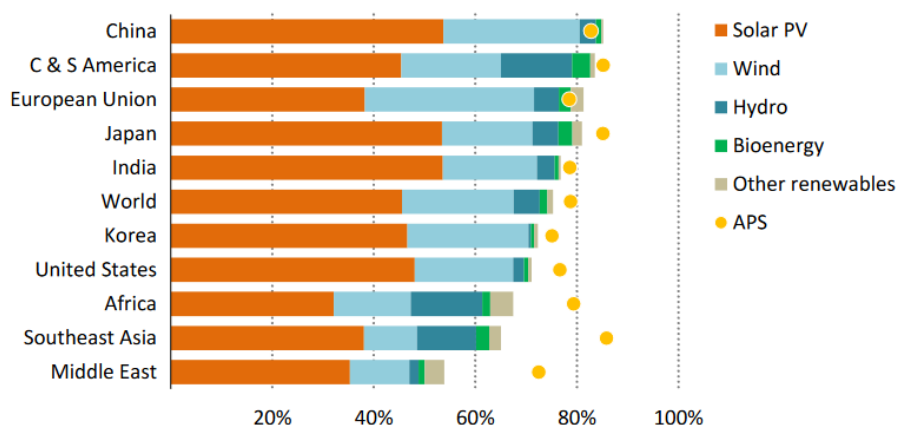


Рисунок 1.3 – Частка ВДЕ в загальній доданій потужності в регіонах за прогнозами STEPS, 2022-2050 рр.

(C & S = Central and South America – центральна та південна Америка)

Щорічна додана потужність ВЕУ збільшиться з 95 ГВт у 2021 році до 210 ГВт у 2030 р. і 270 ГВт у 2050 році, тоді як додаткова потужність сонячних електричних установок зросте зі 151 ГВт у 2021 р. до 370 ГВт у 2030 р. та майже 600 ГВт у 2050 р. За новозеландським сценарієм частка ВДЕ в загальному виробництві зросте з 29% у 2021 р. до понад 60% у 2030 р. та майже на 90% у 2050 році. Величезне зростання частки сонячної фотоелектричної та вітрової енергії в загальному обсязі генерації і відповідно зміни джерел генерації в енергетичних системах потребує корінних змін побудови енергосистем та значно збільшує вимога до їх гнучкості.

## 1.2 Альтернативна енергетика та нормативно-правова база України, щодо її використання

Державний орган, який реалізує державну політику у сфері ефективного використання ПЕР (паливо-енергетичних ресурсів), енергозбереження, відновлювальних джерел енергії та альтернативних видів палива є Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України.

Сайт Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України – <http://sae.gov.ua/uk/activity/vidnovlyuvana-enerhetyka/normatyvno-pravova-baza>

На сайті приведені закони України, постанови кабінету міністрів України та НКРЕКП, розпорядження накази та роз'яснення законодавства у сфері відновлювальної енергетики.

### Нормативно-правова база

1. [Закон України «Про альтернативні види палива»;](#)
2. [Закон України «Про альтернативні джерела енергії»;](#)
3. [Закон України «Про електроенергетику»;](#)

4. [Закон України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії \(когенерацію\) та використання скидного енергопотенціалу»](#);
5. [Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо сприяння виробництву та використанню біологічних видів палива»](#);
6. [Закон України «Про газ \(метан\) вугільних родовищ»](#).

Види альтернативної енергетики

1. Біоенергетика
2. Вітроенергетика
3. Енергія сонця
4. Гідроенергетика
5. Геотермальна енергія
6. Енергія довкілля
7. Воднева енергетика

### 1.3 Біоенергетика

**Біоенергетика** – галузь енергетики, заснована на використанні біопалива, яке виробляється з біомаси.

**Біомаса** – біологічно відновлювальна речовина органічного походження, що зазнає біологічного розкладу (відходи сільського господарства (рослинництва і тваринництва), лісового господарства та технологічно пов'язаних з ним галузей промисловості, а також органічна частина промислових та побутових відходів).

Для України біоенергетика є одним із стратегічних напрямків розвитку сектору відновлюваних джерел енергії. На жаль, темпи розвитку біоенергетики в Україні істотно відстають від європейських. На сьогоднішній день частка біомаси у валовому кінцевому енергоспоживанні становить 1,78%. Щорічно в Україні для виробництва енергії використовується близько 2 млн. т у.п. біомаси різних видів. На деревину припадає найвищий відсоток використання економічно доцільного потенціалу – 80%, тоді як для інших видів біомаси (за винятком лушпиння соняшника) цей показник на порядок нижче. Найменш активно (на рівні 1%) реалізується енергетичний потенціал соломи зернових культур та ріпаку.

*(Тонна умовного палива – одиниця вимірювання енергії, яка дорівнює 29,3 ГДж, визначається як кількість енергії, що виділяється при згоранні 1 тони кам'яного вугілля).*

**Енергетичні культури** – це окремі види дерев та рослин, що спеціально вирощуються для виробництва твердого біопалива. Вони поділяються на три окремі групи:

- швидкоростучі дерева;

- багаторічні трави (міскантус, шавнат);
- однорічні трави (сорго, тритикале).

До енергетичних рослин також належать традиційні сільськогосподарські культури, що вирощуються з метою виробництва біодизельного пального (ріпак, соняшник), біоетанолу (кукурудза, пшениця) та біогазу (кукурудза). Одним із напрямків використання біомаси є її переробка у рідке біопаливо: біодизель та біоетанол.

**Біогаз** – газ, отриманий з біомаси, що використовується як паливо. Виробництво енергії з біогазу не шкідливе для оточуючого середовища, оскільки не спричиняє додаткову емісію парникового газу CO<sub>2</sub> і зменшує кількість органічних відходів. На відміну від енергії вітру і сонячного випромінювання, біогаз можна отримувати незалежно від кліматичних і погодних умов, а на відміну від викопних джерел енергії біогаз в Україні має дуже великий відновлюваний потенціал. Річний теоретичний потенціал біогазу в Україні становить 3,2 млрд. м. куб. (*споживання газу в Україні за рік біля 30 млрд. м<sup>3</sup>*).

Найбільший потенціал біогазу зосереджений у Дніпропетровській, Донецькій та Київській областях і становить понад 150 тис. т н.е./рік. (*н.е. – нафтовий еквівалент*).

Ефективним шляхом доповнення та заміни традиційних паливно-енергетичних ресурсів є виробництво та використання біогазу, який утворюється в результаті застосування технологій метанового збродження тваринницької біомаси і на 60-70% складається з метану. Іншим джерелом біогазу є звалища сміття на полігонах твердих побутових відходів. (*ТОВ “Рогань біогаз” – 1,8 МВт·год.*).

Крім цього, джерелом біогазу є стічні води. Утилізація відстоїв міських і промислових стічних вод забезпечує вирішення важливих екологічних, енергетичних і соціальних проблем міст, особливо мегаполісів. Відстої міських і промислових стічних вод мають у своєму складі велику кількість органічних речовин.

Застосування біогазу дає змогу отримувати теплову та електричну енергію, що є особливо привабливим для фермерських господарств.

Крім цього, суттєвий негативний вплив на довкілля здійснюють звалища і полігони твердих побутових відходів (далі – ТПВ).

Закриття полігонів і сміттєзвалищ та їх використання для будівництва сучасних систем збору й утилізації біогазу матиме позитивний екологічний та соціальний ефект. Науковці розглядають полігони ТПВ як джерела відновлюваних газових родовищ. Завдяки тому, що звалища ТПВ містять значну кількість органічних відходів, у товщі звалища в умовах обмеженого доступу

кисню, органічні речовини під дією природних метаноутворюючих бактерій піддаються процесу анаеробної ферментації з утворенням біогазу.

Основними компонентами біогазу є метан (40–60 %) і вуглекислий газ (30–45 %).

До сучасних способів використання біогазу, отриманого зі звалищ ТПВ, відносять:

- спалювання з метою виробництва енергії;
- збагачення і використання в якості палива в газотурбінних установках для комбінованого вироблення теплової та електричної енергії;
- факельне спалювання з метою усунення неприємних запахів і зниження пожежної небезпеки на полігонах ТПВ;
- використання в якості палива для газових двигунів з отриманням електричної і теплової енергії;
- використання біогазу в якості палива для автомобілів;
- збагачення (підвищення вмісту метану до 94–95 %) і використання в газових мережах загального призначення в якості заміни природного газу.

Енергетичний потенціал біомаси в Україні наведений в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Енергетичний потенціал біомаси в Україні

Вид біомаси	Теоретичний потенціал, млн. т	Частка, доступна для отримання енергії, %	Економічний потенціал, млн. т у.п.
Солома зернових культур	30,6	30	4,54
Солома ріпаку	4,2	40	0,84
Відходи виробництва кукурудзи на зерно (стебла, стрижні)	40,2	40	4,39
Відходи виробництва соняшнику (стебла, кошики)	21,0	40	1,72
Вторинні відходи с/г (лушпиння, жом)	6,9	75	1,13
Деревна біомаса (дрова, порубкові залишки, відходи деревообробки)	4,2	90	1,77
Біодизель (з ріпаку)	-	-	0,47
Біоетанол (з кукурудзи та цукрових буряків)	-	-	0,99
Біогаз з відходів та побічної продукції АПК	1,6 млрд. м <sup>3</sup> метану (CH <sub>4</sub> )	50	0,97
Біогаз з полігонів ТПВ	0,6 млрд. м <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	34	0,26
Біогаз із стічних вод (промис-	1,0 млрд. м <sup>3</sup>	23	0,27

лових та комунальних)	CH <sub>4</sub>		
Енергетичні культури:			
- верба, тополя, міскантус	11,5 млрд. м <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	90	6,28
- кукурудза (біогаз)	3,3 млрд. м <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	90	3,68
Торф	-	-	0,40
Всього	-	-	27,71

#### 1.4 Вітроенергетика

**Вітроенергетика** – галузь альтернативної енергетики, яка спеціалізується на перетворенні кінетичної енергії вітру в електричну енергію.

Для найкращого використання енергії вітру, важливо розуміти добові та сезонні зміни вітру, зміну швидкості вітру в залежності від висоти над поверхнею землі, кількість поривів вітру за короткі відрізки часу, а також статистичні дані хоча б за останні 20 років.

##### Потенціал використання вітру в Україні

Процес будівництва української вітроенергетики розпочався у 1996 році, коли була запроєктована Новоазовська ВЕС проектною потужністю 50 МВт.

Значне зростання будівництва вітроелектростанцій спостерігається з 2009 року, після запровадження Урядом України «Зеленого тарифу».

Інститутом відновлюваної енергетики НАН України складена карта вітроенергетичного потенціалу нашої країни [2]. Найбільш привабливими регіонами для використання енергії вітру є узбережжя Чорного та Азовського морів, гірські райони тимчасово окупованої АР Крим, територія Карпатських гір, Одеська, Херсонська та Миколаївська області (рис. 1.4).

Причинами позитивного розвитку ринків вітроенергетики є економічні переваги енергії вітру та її зростаючу конкурентоспроможність по відношенню до інших джерел електроенергії, а також гостру необхідність реалізації технологій без викидів з метою пом'якшення наслідків зміни клімату та забруднення повітря.

Провідними країнами з використання енергії вітру є Китай, Німеччина, Бразилія, Індія та США.

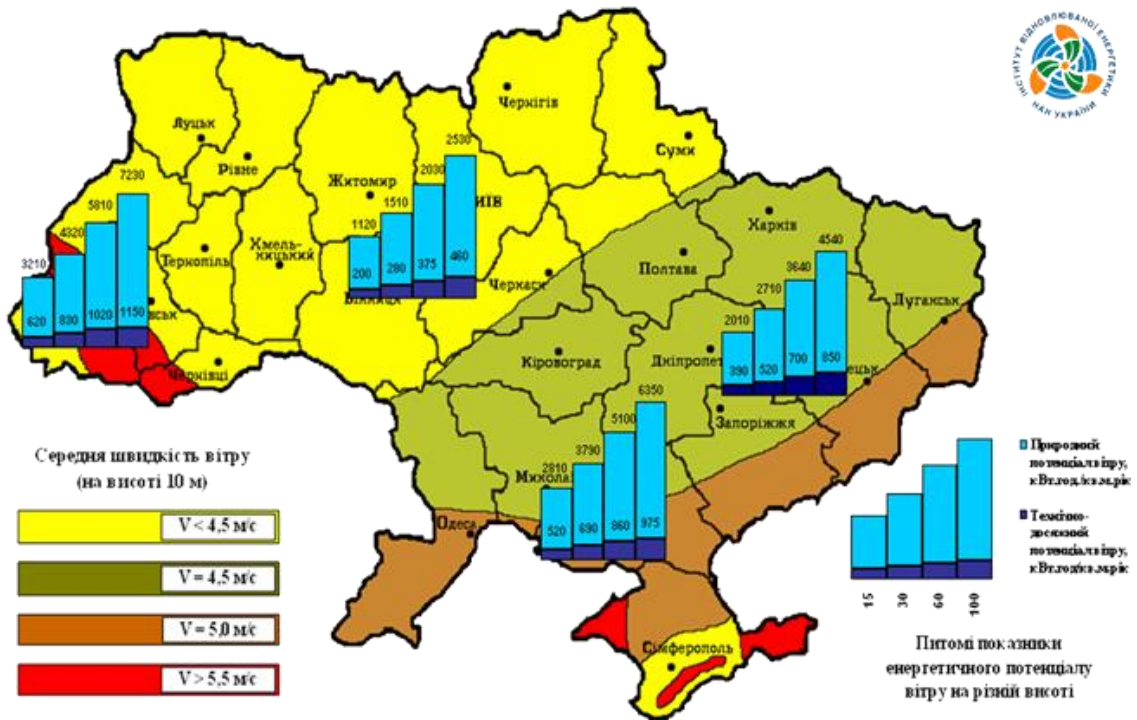


Рисунок 1.4 – Карта потенціалу вітру в Україні

Особливості застосування вітроелектричних станцій (ВЕС):

1. Паралельна робота з мережею. У цьому випадку електрична енергія, яку виробляє ВЕС, має відповідати вимогам якості електричної енергії у мережі. Мережа, у свою чергу, повинна мати можливість прийняти потужність від ВЕС (пропускна здатність ЛЕП, наявність відповідних лічильників електроенергії тощо) та вчасно реагувати на зміну її кількості.

2. Автономна робота ВЕС. Для такої роботи ВЕС необхідне встановлення акумуляторних батарей, які накопичуватимуть електричну енергію, що виробляється вітроагрегатом за сприятливих погодних умов. Наявність акумуляторів значно збільшує загальну вартість системи. Тому для прийняття остаточного рішення необхідно проводити техніко-економічні розрахунки. Встановлення автономної ВЕС можливо в поєднанні з фотоелектричним модулем.

3. Пряме перетворення електричної енергії в теплову. Електрична енергія, що виробляється ВЕС, перетворюється в теплову шляхом нагрівання об'єму води електричними ТЕНами. Тобто акумулятором тепла є вода. Таку схему можна використовувати для попереднього нагрівання води в системі гарячого водопостачання.

Основним недоліком вітроенергетики є несталість та нерегульованість вітрового потоку.

## 1.5 Енергія сонця

Середньорічна кількість сумарної енергії сонячного випромінювання, яка надходить щорічно на територію України, знаходиться в межах від 1 070 кВт·год/м<sup>2</sup> в північній частині України до 1 400 кВт·год/ м<sup>2</sup> і вище в АР Крим (рис. 1.5).

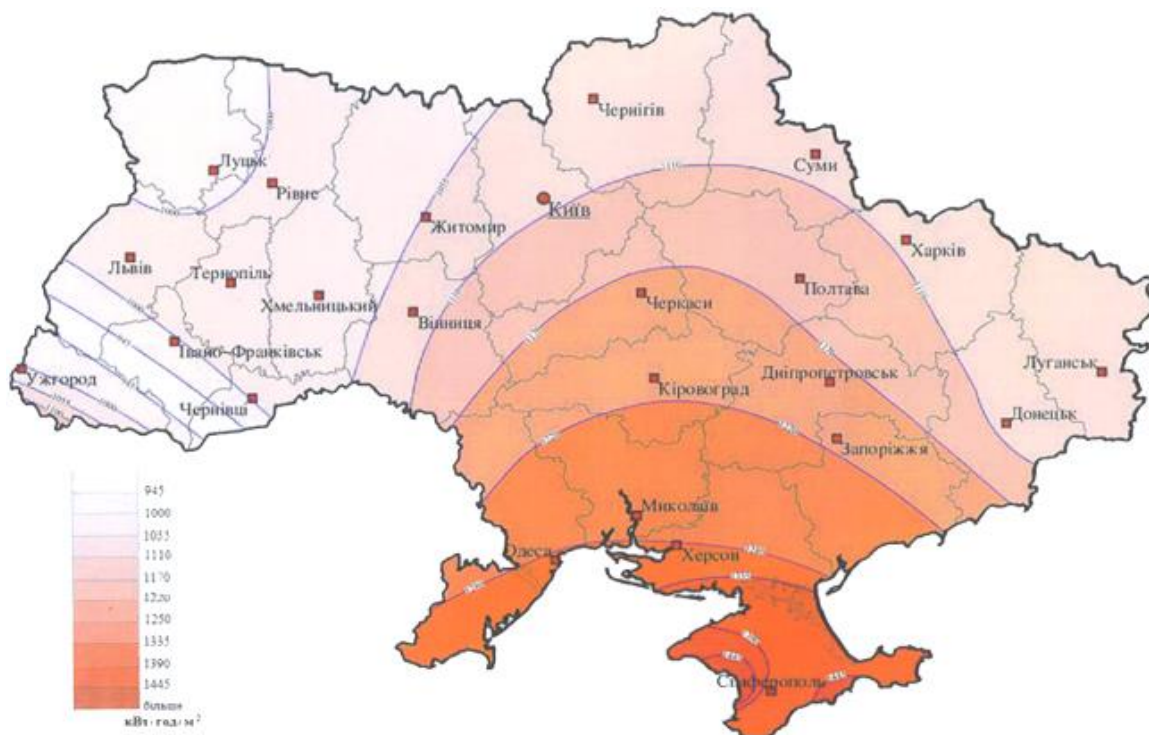


Рисунок 1.5 – Розподіл питомої середньорічної сонячної радіації на території України

Розвитку СЕС сприяє удосконалення технологій, зниження собівартості будівництва та економічна підтримка уряду.

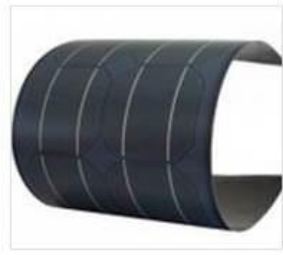
Істотним недоліком СЕС є те, що такі станції займають великі площі. Кожен 1 МВт потужності СЕС потребує відведення щонайменше 1,5 га землі. Мінусом також є те, що вихід енергії – непостійний. Перетворення сонячної енергії в електричну відбувається в основному за рахунок використання фотоелектричних модулів (ФЕМ).

Існують такі типи ФЕМ (рис. 1.6):

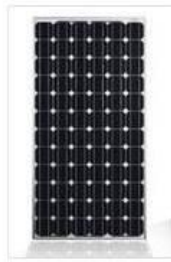
**Тонкоплівочні панелі** – використовується гнучкий фотомодуль, який містить приблизно в 50-100 разів менше кремнію, ніж класичні різновиди;

**Монокристалічні панелі** – побудовані на основі монокристалічних кремнієвих фотомодулів (елемент складається з одного однорідного кристалу кремнію);

**Полікристалічні панелі** – зроблені на основі полікристалічних кремнієвих модулів (кожен елемент складається з великої кількості різнорідних кристалів кремнію та містить незначні домішки).



- тонкоплівочні  
(аморфний кремній)



- монокристалічні



- полікристалічні

Рисунок 1.6 – Типи ФЕМ

Основні характеристики ФЕМ наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Основні характеристики ФЕМ

Характеристики / Типи модулів	Тонкоплівочні	Монокристалічні	Полікристалічні
ККД, %	12	25	20
Вартість	Найдешевші	Найдорожчі	Менша ніж у монокристалічних
Термін служби, років	< 2	20	20
Вага	Найлегші	Найважчі	Менша ніж у монокристалічних
Потреба у площі для системи 10 кВт, м <sup>2</sup>	85	70	183
Доцільно використовувати	Домогосподарства	Домогосподарства / промислові	Промислові

Фотоелементи широко використовуються і для автономного освітлення. Попит на них зростає з кожним роком у зв'язку з розвитком технологій та зниженням вартості обладнання.

Для приватних та промислових приміщень у якості покрівлі та елементів СЕС використовується сонячна черепиця (рис. 1.7) з вбудованими тонкоплівковими сонячними елементами CIGS. Технологія CIGS це особливий сплав селенід міді-індія-галію. Матеріал, з якого виробляється гнучкий сонячний елемент, що перетворює світлову енергію на електричну. Тонкоплівкова технологія має переваги перед монокристалом за рахунок гнучкості, легкості та можливості застосування на поверхнях будь-якої конфігурації. Це значно розширює галузі застосування: дахи та фасади, мобільні телефони, капот авто-



мобілів, крила літаків, туристичне спорядження. ККД технології CIGS станом на 2020 рік досягає 21,5%, а зниження ефективності від першопочаткового рівня становить max 10-15%. Технічні характеристики сонячної черепиці наведені в таблиці 1.3.



Рисунок 1.7 – Сонячна черепиця

Таблиця 1.3 – Технічні характеристики сонячної черепиці

1. Номінальна потужність, Вт	30
2. Напруга розімкненого контуру, В	10,6
3. Сила струму, А	3,5
4. Струм короткого замикання	4
5. Номінальна напруга, В	8,6
6. Температурний коефіцієнт, В/°К, %	0,36
7. Середній знос за 25 років, %	≤15

Широко використовується енергія сонця для вироблення тепла в системі гарячого водопостачання за допомогою сонячних колекторів (СК). Сонячні колектори здатні нагрівати воду до 70°C. Вдень СК перетворює енергію Сонця в теплову, яка гріє воду, що накопичується в теплоізольованих ємностях (баках-акумуляторах). Із баків-акумуляторів вода подається в систему гарячого водопостачання. СК встановлюються на даху будинку, а накопичувальна ємність та допоміжне обладнання монтується в технічному приміщенні.

Експлуатаційні витрати на роботу системи гарячого водопостачання на базі СК мінімальні, адже електрична енергія витрачається тільки на роботу циркуляційного насосу. Наприклад, за потреби громадського закладу в 650 л/добу гарячої води, річний виробіток теплової енергії плоскими сонячними колекторами становить 8,7 МВт·год (7,5 Гкал). При цьому, електричної енергії для роботи циркуляційного насосу витрачається близько 180 кВт·год.

СЕС з виробництва концентрованої сонячної енергії (КСЕ) використовують дзеркала для концентрування сонячного випромінювання на приймачі, який збирає та передає сонячну енергію до теплопровідної рідини, що може застосовуватися як для кінцевого використання, так і для генерування електричної енергії за допомогою звичайних парових турбін. Великі КСЕ-підприємства можуть бути оснащені системами акумуляування тепла для постачання теплової енергії споживачам та генерування електричної енергії також і вночі або у випадку, якщо день хмарний.

Існує чотири різновиди КСЕ-підприємств, а саме: з параболічним рефлектором, рефлектором Френеля, сонячною баштою та параболічним лотком, які відрізняються один від одного конструкцією, конфігурацією дзеркал та приймачів, робочою рідиною, для передачі енергії та фактом наявності або

відсутності теплового накопичувача. Перші три типи застосовуються у більшості електростанцій з централізованим виробництвом електрики. Система, яка використовує параболічний рефлектор, є найбільш технологічно розвинутою. Сонячні параболічні лотки більш придатні для розподільного видобутку електрики.

В останні роки широку практику мають СЕС, які розміщені в пустелях Африки, наприклад станція Уарзазат (Ouarzazate) (Марокко), яка забезпечує пікову потужність у 580 МВт (рис. 1.8). Передача електричної енергії до Європи здійснюється через кабель під Гібралтаром.



Рисунок 1.8 – СЕС Уарзазат (Марокко)

В Єгипті в пустелі Сахара запустили в експлуатацію сонячний парк Benban. Його потужність складає понад 1,5 ГВт, парк містить 6 млн. фотоелектричних панелей і займає 37 кв. км пустелі Сахара, в подальшому сонячний парк планує вийти на потужність в 1,8 ГВт.

Найбільшою СЕС в Україні Нікопольська сонячна електростанція, яка розташована на території відпрацьованого кар'єру – ділянці, яка непридатна для ведення сільського господарства. Побудована СЕС ДТЕК у кооперації з China Machinery Engineering Company, потужність станції 200 МВт.

## 1.6 Гідроенергетика

Україна має значний потенціал використання ресурсів малих річок (головним чином у західних регіонах), що складає майже 28% загального гідропотенціалу всіх рік України (рисунк 1.9).

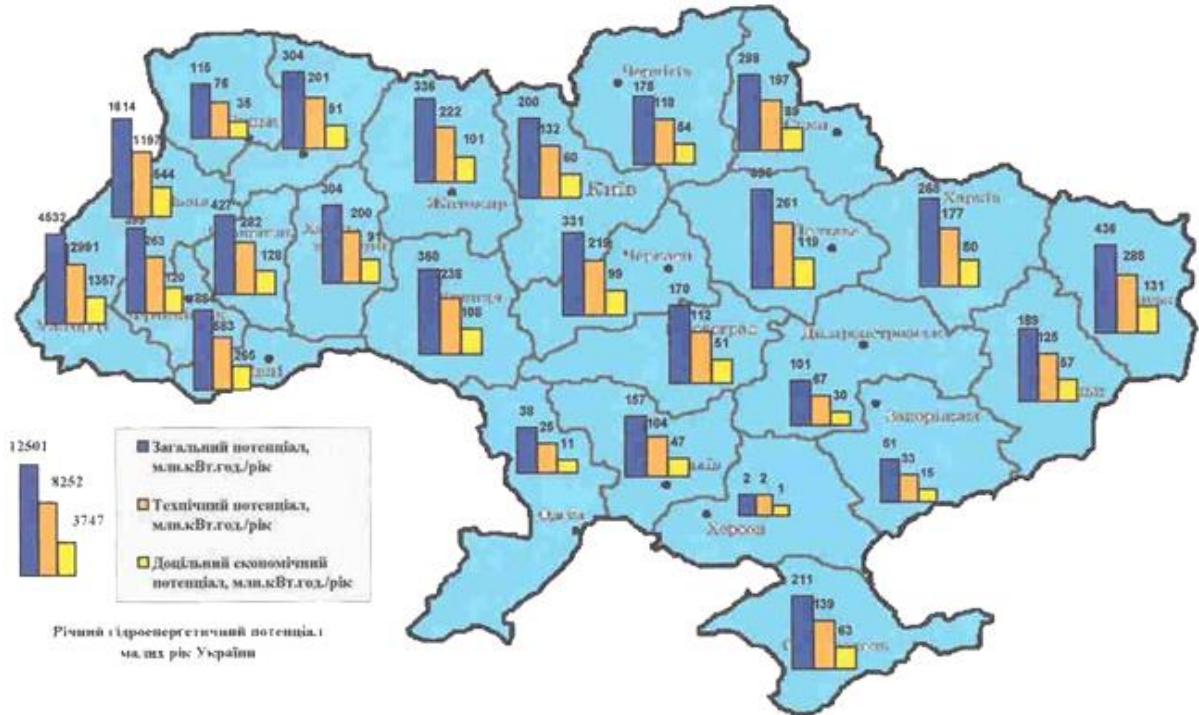


Рисунок 1.9 – Гідроенергетичний потенціал малих рік України

Мікро-, міні- та малі ГЕС можуть стати потужною основою енергозабезпечення для всіх регіонів Західної України, а для деяких районів Закарпатської та Чернівецької областей – джерелом повного енергозабезпечення.

Гідроенергетика становить 8% від загальної встановленої потужності електрогенеруючих об'єктів нашої країни, нові об'єкти можуть потенційно розміщуватись у будь-якому регіоні, який має малі або великі річки. В Україні понад 22 тис. річок, але лише 110 із них довші за 100 км., тому основні ресурси гідроенергетики зосереджені на малих річках. Водночас, внаслідок спорудження гідроенергетичних об'єктів можуть затоплюватися великі ділянки землі, зникати цінні породи риб та втрачатися родючі ґрунти. Тому подальший розвиток гідроенергетики потребує усунення екологічних ризиків.

На сьогодні, потенціал гідроенергетики використовуються на 60%, в основному за рахунок Дніпровського каскаду та інших великих ГЕС. Залишок потенціалу можливо реалізувати за рахунок встановлення нових та відновлення старих потужностей малих ГЕС.

У відповідності до існуючої класифікації до малих гідроелектростанцій (МГЕС) відносять гідроелектростанції потужністю від 1 до 10 МВт, до міні-ГЕС – від 200 до 1000 кВт, до мікроГЕС – не більше 200 кВт.

Основним недоліком будівництва МГЕС, особливо на гірських річках, є загроза порушення природного стану екологічної системи, тому необхідно завжди виконувати перевірку екологічних ризиків таких станцій.

Переваги малої гідроенергетики:

- виробництво електроенергії без використання викопного органічного та ядерного палива;
- значний термін служби та висока надійність експлуатації;
- передбачуваність та забезпеченість режимів роботи;
- висока маневреність і коефіцієнт готовності;
- можливість повної автоматизації процесу експлуатації;
- мінімальний вплив на навколишнє середовище при правильному виборі місця розташування та дотримання екологічного законодавства;
- мінімальний вплив на ландшафт та незначне відчуження земельних ділянок;
- додаткові можливості для ведення рибного господарства, зрошення, водопостачання.

## 1.7 Енергія довкілля

До природних енергетичних джерел довкілля належать тепло атмосферного повітря, води річок, морів, верхнього шару ґрунту та ґрунтові води.

Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал енергії довкілля в Україні є еквівалентним 12,6 млн. т н.е., а його використання дозволяє заощадити біля 15,6 млрд. м<sup>3</sup> природного газу.

Теплова енергія ґрунту та ґрунтових вод може використовуватися для обігріву та вентиляції приміщень. Відбір теплової енергії від ґрунту може здійснюватися за допомогою ґрунтових теплообмінників різних типів. Температура теплоносія у ґрунтовому теплообміннику становить від 3-5°C до 10-12°C і є придатною для застосування теплових насосів, які забезпечують підвищення температури теплоносія до 40-70°C. Досвід провідних країн свідчить, що енергію ґрунту найчастіше використовують у теплонасосних установках потужністю 10-20 кВт, які обслуговують окремі невеликі будинки. В умовах України це можуть бути садибні будинки міст та сіл.

Теплонасосна система теплохолодо-постачання, що працює з використанням теплоти ґрунту, є однією з найбільш енергетично ефективних технологій теплопостачання. Переваги теплонасосних установок порівняно з традиційними системами пов'язані не тільки зі значними скороченнями витрат первинної енергії, але і з їх екологічною чистотою, а також з можливістю підвищення ступеня автономності систем життєзабезпечення будівель. При розрахунку кількості можливих об'ємів споживання низькотемпературних

теплових ресурсів за кліматичних умов різних регіонів України необхідно враховувати, що інтенсивна експлуатація може призвести до зниження температури ґрунтового масиву та його промерзання. Необхідно підтримувати такий рівень використання енергії ґрунту, який дозволив би експлуатувати джерело енергетичних ресурсів без шкоди для навколишнього середовища. Для кожного регіону України існує деяка максимальна інтенсивність видобування геотермальної енергії, яку можна підтримувати тривалий час.

Для спорудження ґрунтових теплообмінників можуть використовуватись земельні ділянки, не зайняті дорогами та забудовою, як у межах садиб, так і на землях загального користування.

Для розрахунку прогнозних ресурсів низькопотенційної теплової енергії ґрунту та ґрунтових вод приймається, що ґрунтові теплообмінники закладаються в шарі ґрунту від глибини промерзання ґрунту (1,2 м) до глибини залягання нейтрального шару (18 м); в опалювальний період ґрунтовий теплообмінник буде охолоджувати ґрунт на глибині промерзання від 20°C до 0°C, а в літній період ґрунт прогривається знову до 20°C. Зміна середньої температури ґрунту у ґрунтовому теплообміннику за опалювальний сезон становитиме 10°C. Заморожування ґрунту та ґрунтових вод при такому тепловому режимі не відбувається.

Енергетичний потенціал верхнього шару ґрунту в Україні приведений в таблиці 1.4. Теплофізичні властивості ґрунтів при розрахунках приймаються для окремих областей, виходячи з переважаючого типу ґрунтів та підстиляючих порід.

Енергетичний потенціал повітря в Україні приведений в таблиці 1.5.

Таблиця 1.4 – Енергетичний потенціал верхнього шару ґрунту в Україні

№ з/п	Області	Технічно-досяжний тепловий потенціал верхнього шару ґрунту	№ з/п	Області	Технічно-досяжний тепловий потенціал верхнього шару ґрунту
		тис. т н.е./рік			тис. т н.е./рік
1.	АР Крим	371	14.	Миколаївська	119
2.	Вінницька	84	15.	Одеська	231
3.	Волинська	119	16.	Полтавська	231
4.	Дніпропетровська	735	17.	Рівненська	63
5.	Донецька	924	18.	Сумська	14
6.	Житомирська	119	19.	Тернопільська	63
7.	Закарпатська	56	20.	Харківська	504
8.	Запорізька	378	21.	Херсонська	98
9.	Івано-Франківська	119	22.	Хмельницька	119
10.	Київська	700	23.	Черкаська	168
11.	Кіровоградська	189	24.	Чернівецька	119
12.	Луганська	462	25.	Чернігівська	119
13.	Львівська	189	ВСЬОГО		6293

Таблиця 1.5 – Енергетичний потенціал повітря в Україні

№ з/п	Області	Технічно досяжний тепловий потенціал повітря	№ з/п	Області	Технічно досяжний тепловий потенціал повітря
		тис. т н.е./рік			тис. т н.е./рік
1.	АР Крим	280	14.	Миколаївська	126
2.	Вінницька	70	15.	Одеська	231
3.	Волинська	84	16.	Полтавська	210
4.	Дніпропетровська	840	17.	Рівненська	56
5.	Донецька	1029	18.	Сумська	126
6.	Житомирська	84	19.	Тернопільська	42
7.	Закарпатська	56	20.	Харківська	567
8.	Запорізька	350	21.	Херсонська	70
9.	Івано-Франківська	84	22.	Хмельницька	84
10.	Київська	861	23.	Черкаська	112
11.	Кіровоградська	140	24.	Чернівецька	112
12.	Луганська	406	25.	Чернігівська	112
13.	Львівська	175	ВСЬОГО		6307

Перспективним є застосування теплових pomp в комбінованих в локальних системах в комплексі з іншими технологіями використання відновлювальних джерел енергії (сонячні, вітрові, біоенергетичні).

За прогнозом Світового енергетичного комітету до 2020 р. використання теплових pomp для опалення і гарячого водопостачання складе 75%.

## 1.8 Воднева енергетика

**Воднева енергетика** – це напрям вироблення та споживання енергії людиною, який базується на використанні водню як засобу для акумулювання, транспортування та споживання енергії населенням, транспортом та різними виробничими напрямками. Водень ( $H_2$  – двохатомний газ без запаху, кольору та смаку) є найпоширенішим елементом на поверхні Землі та у космосі, він має найбільшу енергоємність, а продуктом його згоряння є вода, що знову вводиться у обіг. Для отримання водню можна використовувати різноманітні джерела енергії: викопні копалини, ядерну енергію та відновлювані джерела енергії, такі як сонячна, вітрова, гідро-, біо-, та геотермальна енергії. Із понад 50 млн тон водню, що виробляється (2004 рік), 48 % отримується шляхом конверсії водяної пари із природним газом, 30 % добувають із нафти, 18 % – вугілля, 4% – води. Для одержання 1 кг водню шляхом електролізу необхідно витратити біля 50 кВт\*год електроенергії.

За інформацією міжнародного енергетичного агентства (МЕА), є кілька напрямів використання водню. Основні галузі **промисловості**, що потребують значних об'ємів  $H_2$ : нафтопереробка; виробництво аміаку; метанолу та сталі. Наразі водень у промислових масштабах виробляється з використанням викопного палива, тому МЕА наголошує на потенціалі скорочення викидів за рахунок переходу на "чистий" водень.

На **транспорті** конкурентоспроможність автомобілів на водневих паливних елементах залежить від вартості паливних елементів і заправних станцій, а також вартості доставки самого водню, пояснили в МЕА. При цьому, судноплавство й авіація мають обмежені варіанти використання низьковуглецевого палива, що відкриває можливості для водневого палива.

У **будівлях** водень можна використовувати у сумішах з природним газом, експлуатуючи існуючі мережі. Найбільший потенціал – у багатоквартирних і комерційних будівлях, особливо у густонаселених містах, в той час як більш довгострокові перспективи можуть включати пряме використання водню у водневих котлах або паливних елементах.

Важливу місію, як відмічають аналітики МЕА, виконує водень у **виробництві електроенергії**. Водень – один з провідних варіантів зберігання відновлюваної енергії, а водень і аміак можна використовувати в газових турбінах для підвищення гнучкості енергосистеми. Аміак можна також використовувати на електростанціях для спільного спалювання з вугіллям, хоча ці технології ще у зародку.

Загальний обсяг інвестицій у відновлюваний водень в Європі до 2050 року може скласти від 180 до 470 млрд. євро. За підрахунками аналітиків, водень може задовольняти до 24 % світової потреби в енергоресурсах до 2050 року.

Ісландія зобов'язалась стати першою у світі країною, що повністю забезпечить свої енергетичні потреби за допомогою водневої енергетики до 2050 року.



У 2020 році Японія та Австралія запустили один із перших у світі проєктів щодо виробництва і транспортування скрапленого водню морським шляхом. Один з найбільш ефективних проєктів щодо перетворення сонячної енергії на водень розташований у Фукусімі.

Окрім стаціонарних систем генерації водню, компанія Японії створює модулі з високим рівнем мобільності, що забезпечують до 200 кВт потужності. Цього достатньо для встановлення такого модуля як джерела енергії, наприклад, на судні. Життєвий цикл роботи установки становить близько десяти років.

Перевагою водневої енергетики для України є можливість значного зменшення енергетичної залежності країни за рахунок перетворення існуючих власних енергетичних ресурсів (вугілля, торфу, сланців, біомаси, сірководню Чорного моря, промислових відходів та ін.) у водень з його подальшим використанням для задоволення енергетичних потреб країни. Перспективним для України є спосіб одержання водню шляхом газифікації вугілля, запасів якого в Україні достатньо. Дуже перспективним є метод отримання водню із води Чорного моря, кількість сірководню, розчиненого у воді, оцінюється у 4,5 млрд. тон. Продукт газифікації (водень) може використовуватися в паливних елементах для виробництва електричної і теплової енергії на електростанціях як для децентралізованого, так і централізованого енергопостачання.

Перспективи виробництва водню в Україні Україна має величезний потенціал ВДЕ, що за розрахунками Інституту відновлюваної енергетики НАН України в цілому становить 874 ГВт встановленої потужності. З урахуванням потенціалу вітрових та сонячних електростанцій експерти розраховали, що технічний потенціал виробництва «зеленого» водню становить 337-505 млрд н.куб.м (44 954 тис. т) щороку. Цього достатньо не лише для задоволення потреб внутрішнього ринку, а й для експорту в ЄС. З урахуванням цілей Енергетичної стратегії України до 2035 року щодо встановлених потужностей вітрових та сонячних електростанцій середньорічне виробництво «зеленого» водню може скласти 5,5 млрд н.куб.м.

*Нормальний кубічний метр - позасистемна одиниця виміру кількості речовини, яка в газоподібному стані займає один кубічний метр за умов, які називаються «нормальними умовами» (тиск 760 мм рт. ст., що відповідає 101325 Па, і температура 0°C).*

## 1.9 Характеристики об'єднаної енергетичної системи України

Встановлена потужність ОЕС України – 54199,7 МВт на серпень 2020 року (рис. 1.10, 1.11). Потужність обладнання ВДЕ 6152,9 МВт (рис. 1.12).

Сайт Укренерго <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energositymy-ukrayiny/#>.

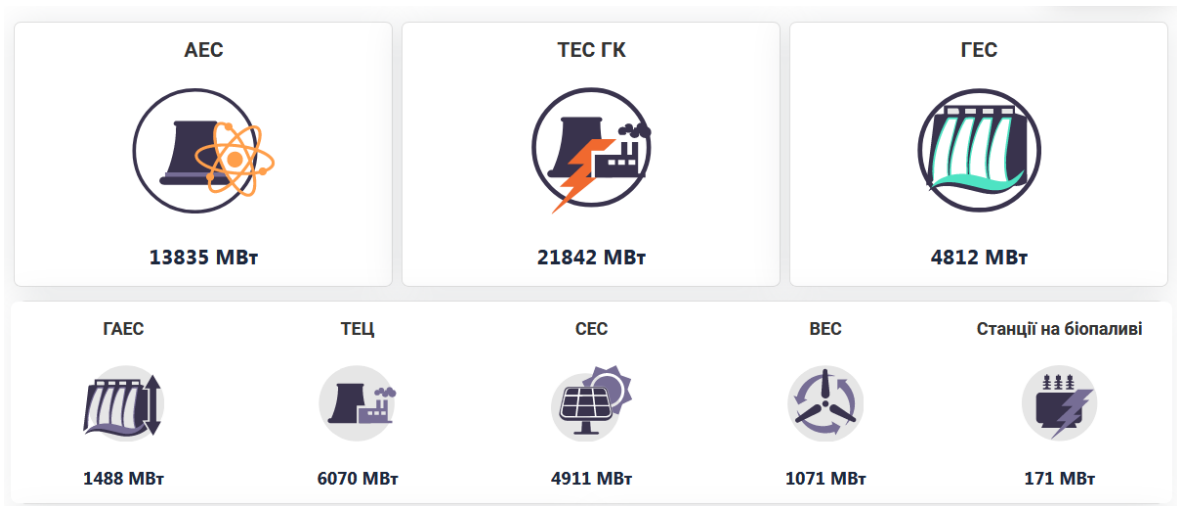


Рисунок 1.10 – Встановлена потужність ОЕС України в МВт



Рисунок 1.11 – Встановлена потужність ОЕС України у %

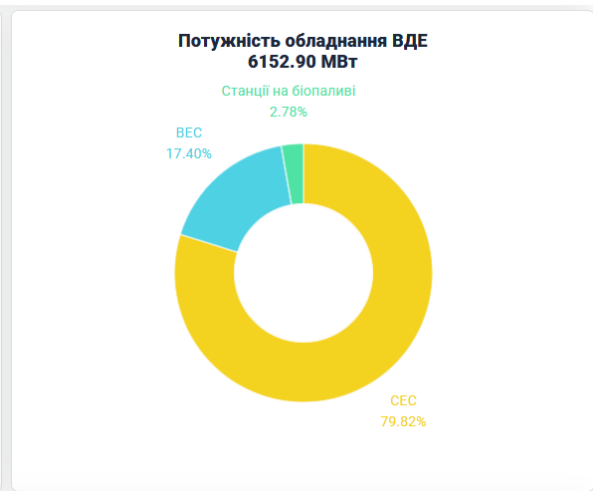


Рисунок 1.12 – Встановлена потужність ВДЕ ОЕС України у %

Зміни помісячної встановленої потужності ВДЕ за 2018-2020 роки приведена на рис. 1.13. Так впродовж 2019 року встановлена потужність ВДЕ збільшилася більше ніж у 2 рази, а за 8 місяців 2020 року збільшення склало 36%.

Добові графіки виробництва / споживання електричної енергії наведені на рисунках 1.14-1.16.



Рисунок 1.13 – Помісячна встановлена потужність ВДЕ за 2018-2020 роки

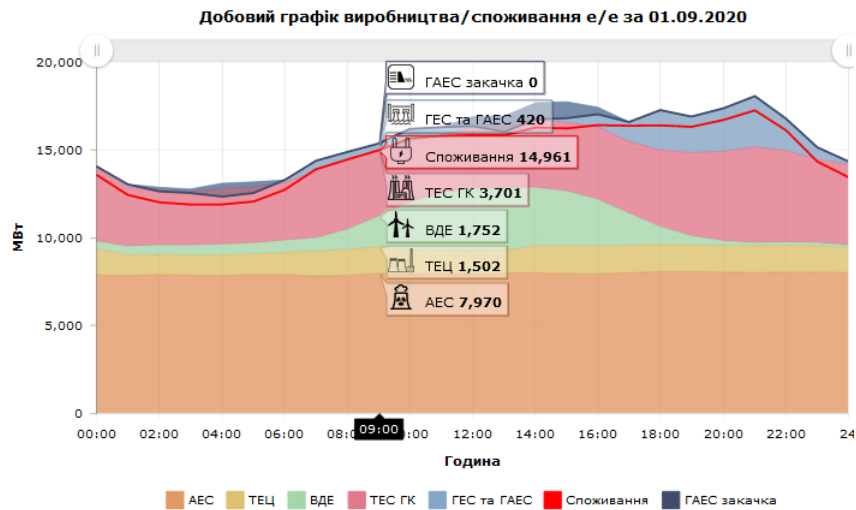


Рисунок 1.14 – Добовий графік виробництва/споживання електричної енергії (генерація о 9.00)

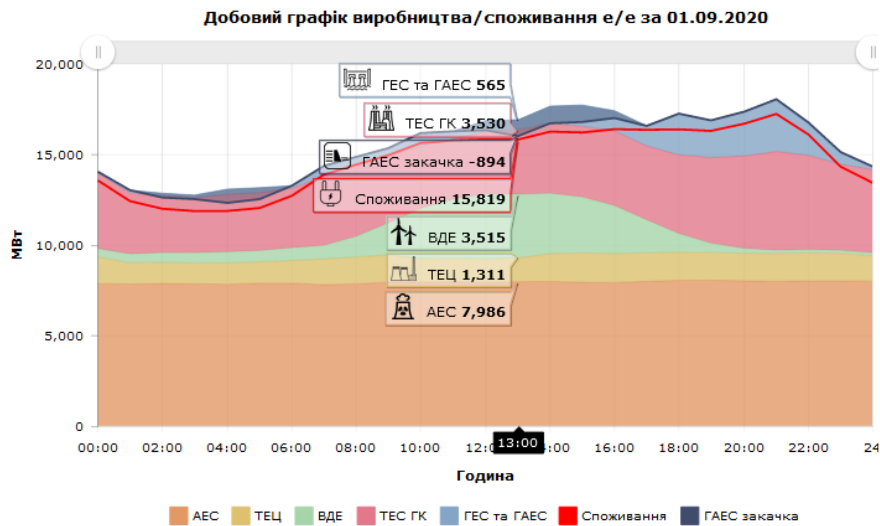
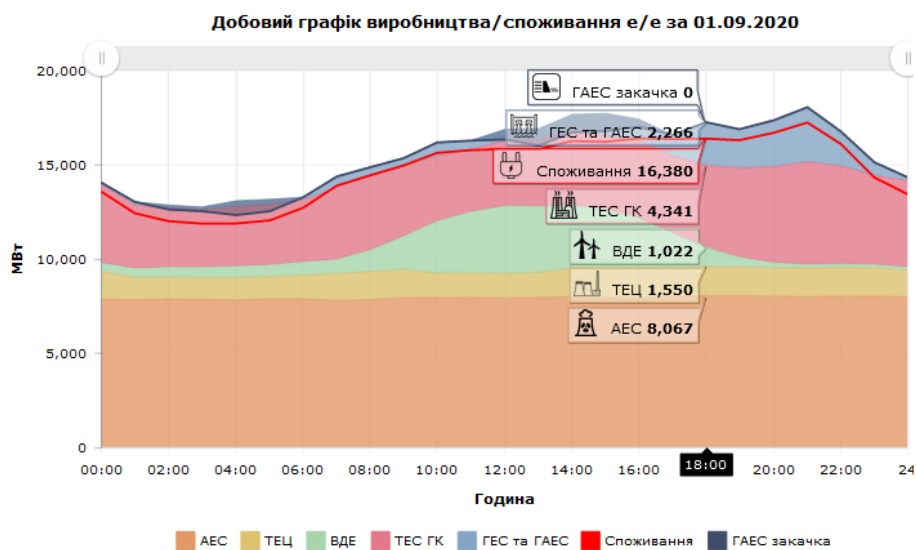


Рисунок 1.15 – Добовий графік виробництва/споживання електричної енергії (генерація о 13.00)



### Рисунок 1.16 – Добовий графік виробництва/споживання електричної енергії (генерація о 18.00)

Частка генерації електричної енергії від ВДЕ змінюється протягом доби, так на 9:00 частка генерації електричної енергії від ВДЕ 1.09.2020 складала 11,7%, на 13:00 – 22,2%, на 18:00 – 6,2%. Збільшення генерації ВДЕ о 13:00 відбулося за рахунок збільшення генерації електричної енергії СЕС.

Відповідно до Правил ринку п. 4.5.3 ОСП (оператор системи передачі) повинен оприлюднювати на офіційному вебсайті прогноз виробництва СЕС і ВЕС на наступну добу (<https://cutt.ly/eWb6Hsx>). Приклади прогнозної генерації СЕС і ВЕС на 8.09.2020 року приведені в таблицях 1.6 і 1.7. Як видно, генерація електричної енергії СЕС відбувається з 7:00 до 20:00, максимуму генерації спостерігається коли сонце знаходиться в zenіті. Генерація електричної енергії ВЕС здійснюється протягом доби але із значними коливаннями потужності .

Таблиця 1.6 – Прогнозна генерація СЕС

Прогноз СЕС		08.09.2020																							
	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00	
СЕС по Україні, всього, МВт	0	0	0	0	0	0	74	407	1 032	1 801	2 417	2 788	2 962	2 957	2 529	2 033	1 481	832	270	41	0	0	0	0	
<b>в тому числі:</b>																									
СЕС по "Буриштинському острову", МВт	0	0	0	0	0	0	0	8	56	137	192	224	229	229	201	182	119	55	11	0	0	0	0	0	
СЕС по Україні без "Буриштинського острова", МВт	0	0	0	0	0	0	74	399	976	1664	2225	2564	2733	2728	2300	1832	1299	713	215	30	0	0	0	0	

Таблиця 1.7 – Прогнозна генерація ВЕС

Прогноз ВЕС		08.09.2020																							
	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00	
ВЕС по Україні, всього, МВт	110	111	121	122	118	116	116	106	96	93	101	124	161	203	239	297	415	501	588	638	712	764	751	663	
<b>в тому числі:</b>																									
ВЕС по "Буриштинському острову", МВт	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	
ВЕС по Україні без "Буриштинського острова", МВт	107	108	118	120	116	114	114	104	94	91	99	122	159	201	237	295	413	498	585	635	709	762	749	661	

### Використані джерела інформації

1. World Energy Outlook 2022. – URL: <https://cutt.ly/dNEZG0I>.
2. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. – 82 с. – URL: <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/atlas.pdf>.
3. Українські розробники вже готові пропонувати водневі проєкти інвесторам. – URL: <https://cutt.ly/pBoypwO>.

### Питання для самоконтролю

1. Що таке відновлювальні джерела енергії?
2. Які прогнози щодо глобального зростання відновлюваної електроенергії?
3. Які прогнози зміни частки ВДЕ в загальній доданій потужності в країнах світу?
4. Який державний орган реалізує державну політику у сфері ефективного використання ПЕР (паливо-енергетичних ресурсів), енергозбереження, відновлювальних джерел енергії та альтернативних видів палива?
5. В якому законі визначені терміни альтернативних джерел енергії?
6. Які існують види альтернативної енергетики?
7. Які види біомаси існують?
8. Що є джерелом біогазу?
9. Які основні компоненти біогазу?
10. Які регіони України є найбільш привабливими для використання енергії вітру?
11. Які значення середньорічної сумарної енергії сонячного випромінювання на територію України?
12. Які існують типи сонячних панелей?
13. Яка потужність найбільшої у світі СЕС?
14. Яка частка гідроенергетики у встановленій потужності об'єднаної енергетичної системи України?
15. Яка потужність мікроГЕС?
16. Яка мінімальна глибина закладання ґрунтових теплообмінників?
17. Від чого залежать теплофізичні властивості ґрунтів?
18. Який відсоток складає встановлена потужність СЕС об'єднаної енергетичної системи України?
19. Який відсоток складає встановлена потужність ВЕС України від загальної потужності ВДЕ?
20. Чому закачка ГАЕС здійснюється у денні години?
21. Які переваги водневої енергетики для України?

## Лекція 2

**2.1 Типи промислових СЕС і принципи їх дії**

*СЕС баштового типу* – дзеркала на гнучкій системі позиціонування повертаються за сонцем (рис. 2.1). Пучки відбитих сонячних променів нагрівають резервуар з водою на вежі до  $700^{\circ}\text{C}$ . Енергію отримують з водяної пари за допомогою стандартних турбін.

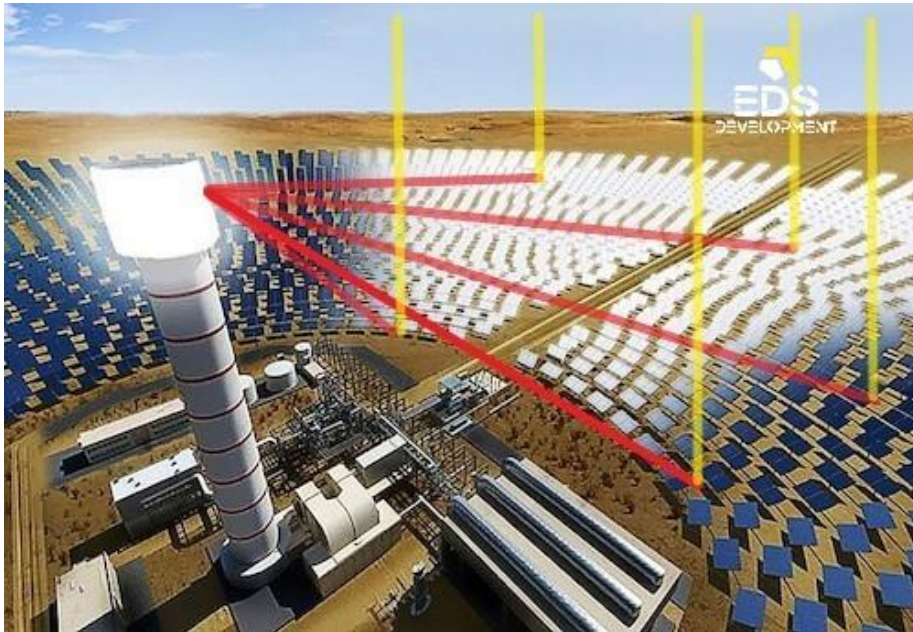


Рисунок 2.1 – СЕС баштового типу

*СЕС тарільчатого типу* – енергію сонця відбивають дзеркала, зібрані концентратором в формі тарілки і передають пучок променів в закріплений приймач (рис. 2.1).

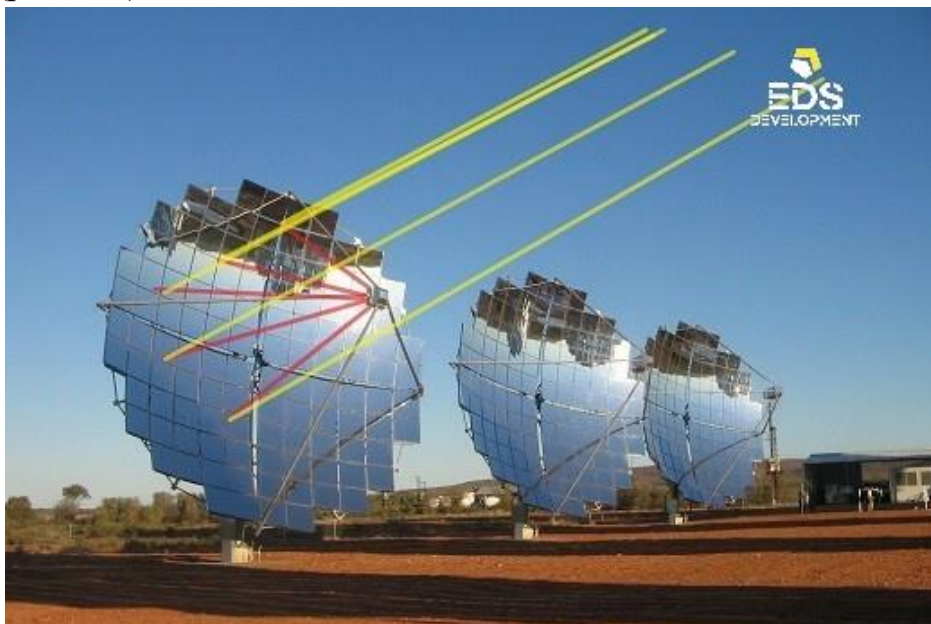


Рисунок 2.2 – СЕС тарільчатого типу

*СЕС параболоциліндричні* – енергія збирається за допомогою параболоциліндричних довгих дзеркал і фокусується на трубці, по якій тече масло (теплоносії). Теплоносії віддає тепло воді, вода перетворюється в пар, пар надходить в турбіну.



Рисунок 2.3 – Параболоциліндрична СЕС

*СЕС на фотоелектричних модулях* – сонячне випромінювання приймають і перетворюють в постійний струм фотоелектричні модулі (ФЕМ). Потім мережеві інвертори перетворюють постійний струм від модулів в змінний струм з промислової частотою. СЕС на ФЕМ бувають стаціонарного типу з розташуванням модулів на фіксованих опорних конструкціях (рис. 2.4) та на трекерах, коли вони можуть змінювати своє положення.



## Рисунок 2.4 – Стаціонарна СЕС

Для збільшення генерації СЕС при тій же кількості ФЕМ використовуються СЕС на трекерах – рухомих конструкціях, які стежать за сонцем і стають в положення, при якому коефіцієнт корисної дії фотомодулів найвищий. Кращий результат ФЕМ показують, коли сонячні промені падають на них перпендикулярно – під кутом  $90^\circ$ . В статичних конструкціях виконання цієї умови неможливе.

Трекери для СЕС діляться на два типи:

1) одновісні – протягом дня трекер автоматично може змінювати кут в горизонтальній площині (рис. 2.5). Сонячна станція рухається по траєкторії «Схід-Захід» і може збільшувати свою продуктивність на 15-20% у порівнянні зі статичною системою. Одновісні трекери мають двохпорну конструкцію, дворядну систему кріплення для 20 модулів, потужність до 6 кВт. Зміна кута нахилу здійснюється за допомогою актуаторів – механізмів, які здійснюють передачу зусиль з керуючого пристрою на виконавчий.



Рисунок 2.5 – Одновісні трекери

2) двовісні – трекер рухається як у горизонтальній, так і у вертикальній площинах (рис. 2.6), тобто повертається за сонцем для максимальної енергоефективності. У порівнянні зі статичними системами, такі СЕС протягом року мають більшу продуктивність на 35-50%. Двовісні трекери мають опорно-поворотний пристрій для повороту за азимутом та механізм для повороту в зеніті. Такі конструкції можуть мати 12-40 ФЕМ і встановлену потужність до 12 кВт.

Система управління таких СЕС складається з комплексного датчика сонячної іррадіації і блоку управління трекером. Система знаходить кращу точку максимальної потужності сонячної енергії, враховуючи розсіяне та відбите сонячне світло. Сигнал передається з датчика на блок управління – тоді трекер стає у вигідне положення.



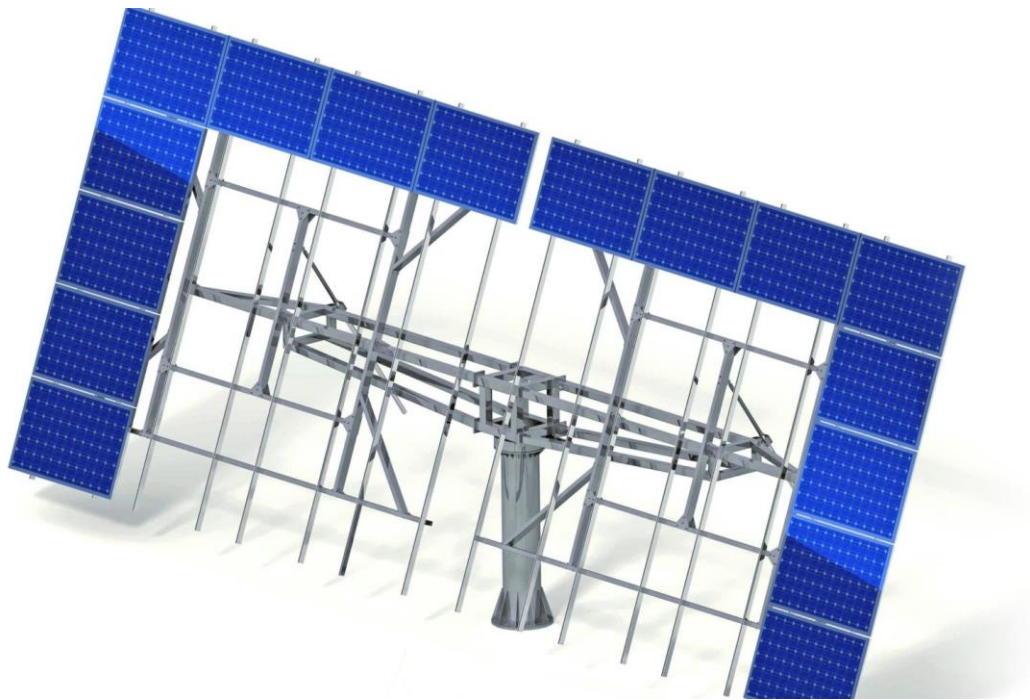


Рисунок 2.6 – Двовісні трекери

Особливістю СЕС на трекерах є те, що вони повинні мати дуже міцну конструкцію, яка здатна витримувати значні навантаження від вітру та снігу, наявність вільної площі для здійснення поворотів, особливо для двовісних СЕС, а також значні витрати на фундамент, який виготовляється із бетону і може мати глибину до 3 метрів. Розміри фундаменту залежать від ґрунту та особливостей регіону (враховується сила вітру та кількість снігу). Крім того потрібно передбачати витрати на систему управління та електромеханічне обладнання.

Для трекерних СЕС рекомендуються монокристалічні ФЕМ оскільки вони мають більший ККД ніж полікристалічні.

## ***2.2 Схеми СЕС та їх основні елементи***

Існують такі схеми сонячних електростанцій:

- автономна;
- мережева;
- гібридна.

Автономні СЕС встановлюються в місцях, де існують проблеми з електропостачанням. В цьому типі схеми забезпечується повна енергетична незалежність від центрального енергопостачання за рахунок накопичення електричної енергії в акумуляторах.

Мережева СЕС під'єднується до мережі центрального електропостачання і передає згенеровану електричну енергію до неї.

Гібридна СЕС може працювати на мережу центрального електропостачання або накопичувати електричну енергію в акумуляторах.

Основними елементами мережевої СЕС є (рис. 2.7):

- Сонячні батареї;
- Мережевий інвертор;
- Система моніторингу;
- Трансформатор.

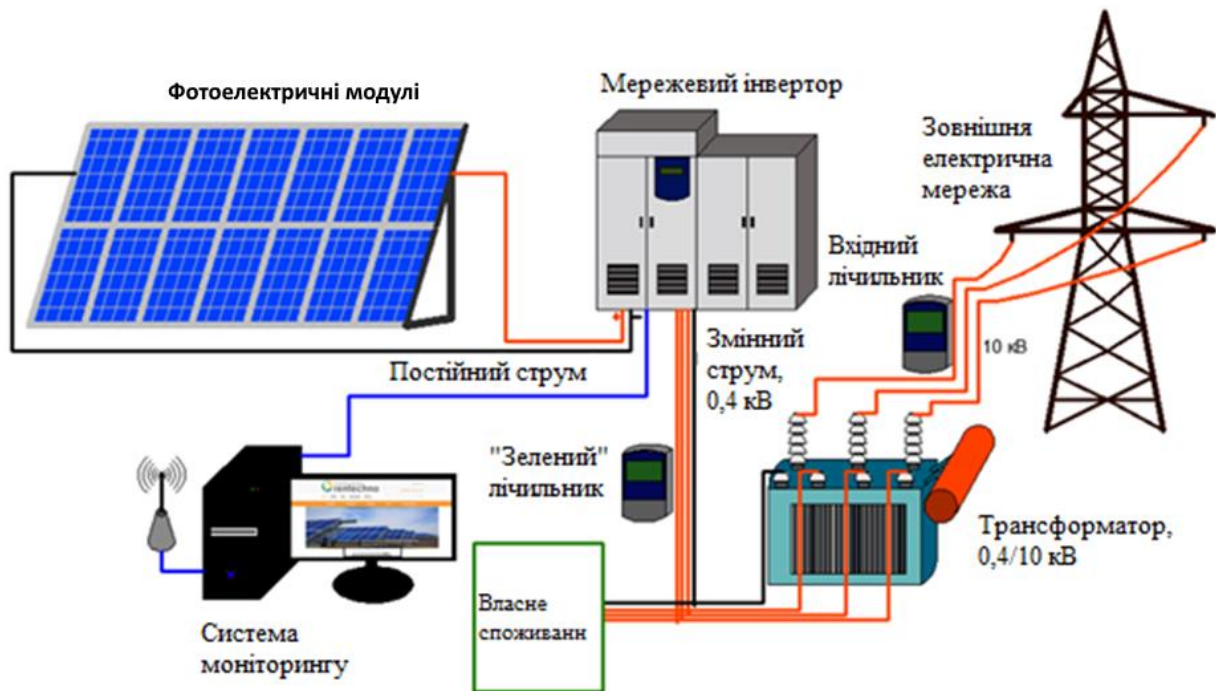


Рисунок 2.7 – Типова структура мережевої СЕС

**Фотоелектричні модулі** – це пристрої, які перетворюють енергію сонячних променів у постійний електричний струм. Модуль, як правило, складається з 36 або 72 фотоелементів.

**Інвертор** призначений для перетворення постійного струму (DC) у змінний (AC) трифазний струм синусоїдальної форми, а також має захисні функції для уникнення перевантажень системи та відслідковує стабільність роботи.

**Система моніторингу** надає інформацію про показники роботи СЕС, дозволяє здійснювати контроль та діагностику параметрів роботи обладнання станції, а також управління її роботою.

Функціональні можливості системи моніторингу та диспетчеризації СЕС:

- доступ до системи з будь-якої точки світу за допомогою Інтернету;
- контроль поточних параметрів роботи обладнання станції;

- звітність про генерацію електроенергії за періодами з побудовою графіків;
- контроль стану устаткування станції та дій оперативного персоналу;
- дистанційний моніторинг і управління;
- архівація даних і дій оператора;
- діагностика силового обладнання;
- отримання і обробка сигналів тривоги і повідомлень.

**Трансформатор** здійснює підвищення напруги до значення напруги мережі.

У автономних та гібридних СЕС необхідними елементами є акумуляторні батареї та контролери.

**Акумуляторні батареї** накопичують електричну енергію під час роботи ФЕМ та віддають її в години коли споживання більше ніж генерація або в період відсутності генерації (ніч, хмарна погода).

**Контролери** призначені для контролю стану зарядження акумуляторних батарей.

Також важливими елементами СЕС є:

- система контролю якостю електроенергії, яка здійснюється за допомогою елементів системи АСКОЕ (автоматизована система контролю обліку електричної енергії);
- система комутації та система захисту СЕС (запобіжники, автоматичні вимикачі, обмежувачі перенапруги, заземлення);
- двох направлені лічильники – забезпечують моніторинг продуктивності СЕС, а також обліку кількості електричної енергії, яка реалізується у зовнішню мережу за «зеленим» тарифом;
- несучі форми (металеві опорні конструкції) – служать для монтажу сонячних панелей на поверхні землі, дахах та фасадах будинків і т.п.;
- лінії електропередач (ЛЕП) – забезпечують з'єднання СЕС із централізованою мережею.

Схема під'єднання обладнання домашньої СЕС приведена на рис. 2.8.

Обмежувач перенапруг (ОПН) або грозорозрядник використовується для захисту систем сонячних електростанцій (автономних, мережових і гібридних), сонячних батарей, інверторів і входних ланцюгів від прямих і наведених імпульсів перенапруг, які виникають внаслідок грозових явищ в атмосфері.

Диференційні реле застосовується з метою захисту від ураження електричним струмом при прямих або непрямих дотиках до струмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, та захисту обладнання від можливої пожежі. Диференційні реле застосовуються

в мережах TN-S, TN-C-S, TT і IT, де нейтральний і заземлюючий провідники розділені.

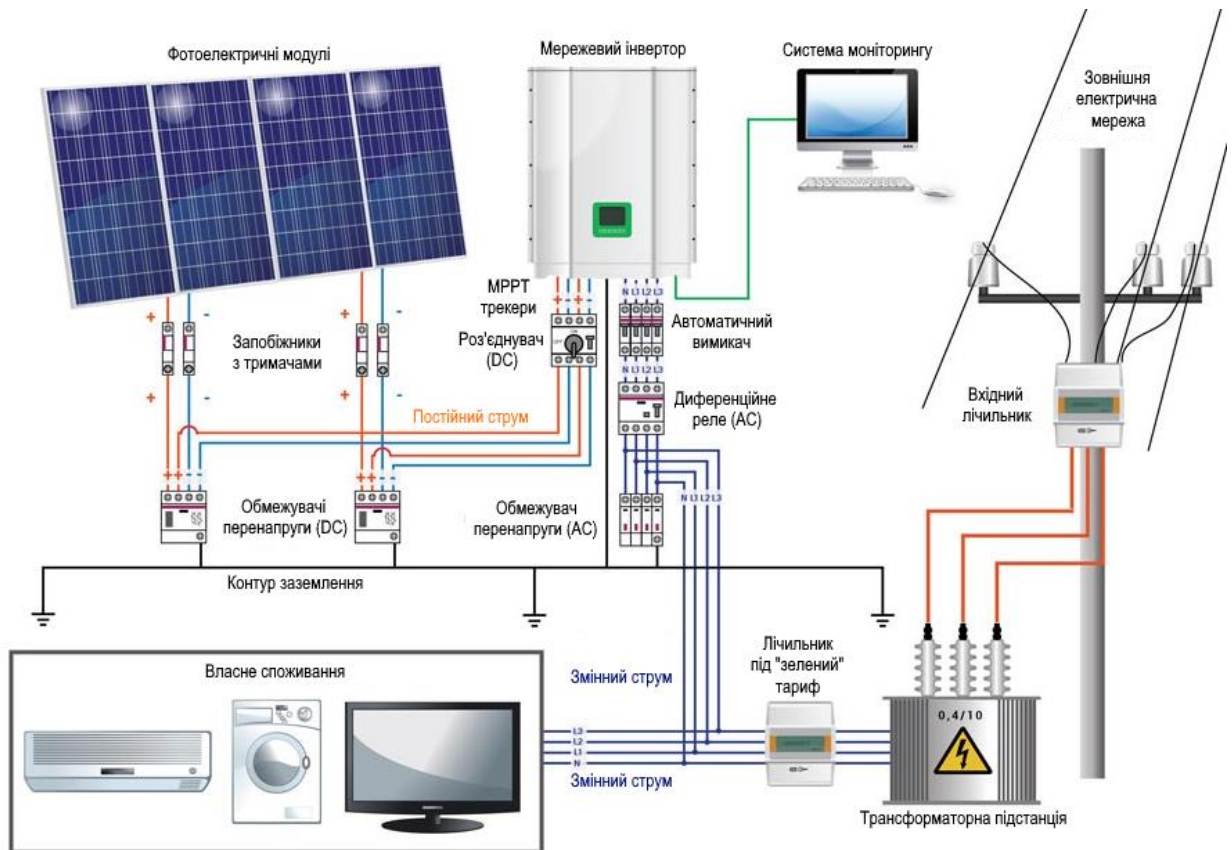


Рисунок 2.8 – Схема під'єднання обладнання домашньої СЕС

### 2.3 Характеристики фотоелектричних модулів

Фотоелектричний модуль – напівпровідниковий пристрій, який складається із фотогальванічних комірок з'єднаних в модулі для створення необхідної напруги і укладені в корпус. Найбільше використання мають монокристалічні та полікристалічні панелі, які виготовляються із кристалічного кремнію (рис. 2.9). Це найпоширеніша речовина для створення сонячних комірок.

Для виготовлення монокристалічних ФЕМ використовують максимально чистий кремній, який одержують за методом Чохральського. Кремній розплавляється у великому тиглі, потім в нього додається запал, що є кремнієвим стрижнем, навколо якої починається процес наростання нового кристала. Запал і тигель обертаються в різні боки. В результаті утворюється величезний круглий кристал кремнію, його нарізають на пластинки товщиною 250-300 мкм, які пронизують сіткою з металевих електродів, з яких виробляються комірки модулів батареї. Основним недоліком методу є безліч обрізків і спе-

цифична форма сонячних монокристалічних комірок – квадрат, у якого обрізані кути.

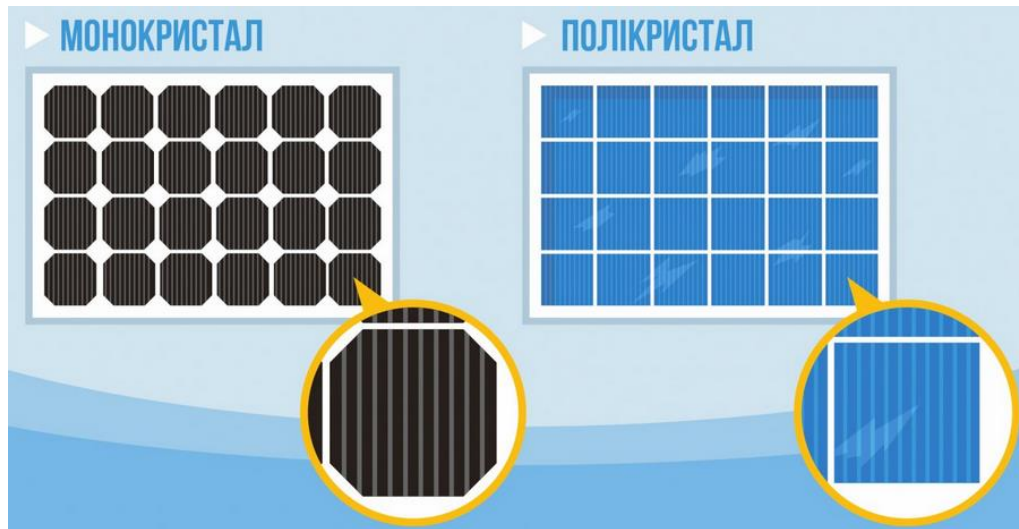


Рисунок 2.9 – Зовнішній вид елементів монокристалічних та полікристалічних ФЕМ

Технологія є порівняно дорогою, тому й коштують монокристалічні модулі дорожче, ніж полікристалічні. Даний вид модулів має більш високий ККД (близько 17-22%).

Для створення полікристалічних сонячних модулів роблять кремнієвий розплав і піддають його повільному охолодженню. В результаті чого виходить полікристалічний кремній, який являє собою сукупність з безлічі різних кристалів, які утворюють єдиний модуль. Така технологія є більш простою і дешевшою у виготовленні, тому полікристалічні сонячні панелі є дешевшими по ціні за монокристал хоча і мають трохи гірші технічні характеристики та відрізняються зернистим візерунком, що забезпечує їх більшу ефективність при розсіяному освітленні. Полікристалічні ФЕМ мають ККД (12-18%).

При встановленні СЕС під «зелений тариф» на земельній ділянці більш економічно доцільним є полікристалічні модулі, оскільки за рахунок більшої дешевизни у відношенні \$/1Вт, окупність полікристалічних ФЕМ буде швидшою. Через те, що полікристалічні модулі в стандартному корпусі зазвичай мають потужність 270-290 Вт (в той же час, коли монокристали 100-650 Вт), для отримання сумарної потужності сонячного поля на полікристалах треба використати більшу кількість модулів та задіяти більшу площу. В свою чергу, монокристалічні модулі доцільніше встановлювати на об'єктах з обмеженою площею (наприклад, дахах).

Основними елементами ФЕМ є (рис. 2.10):

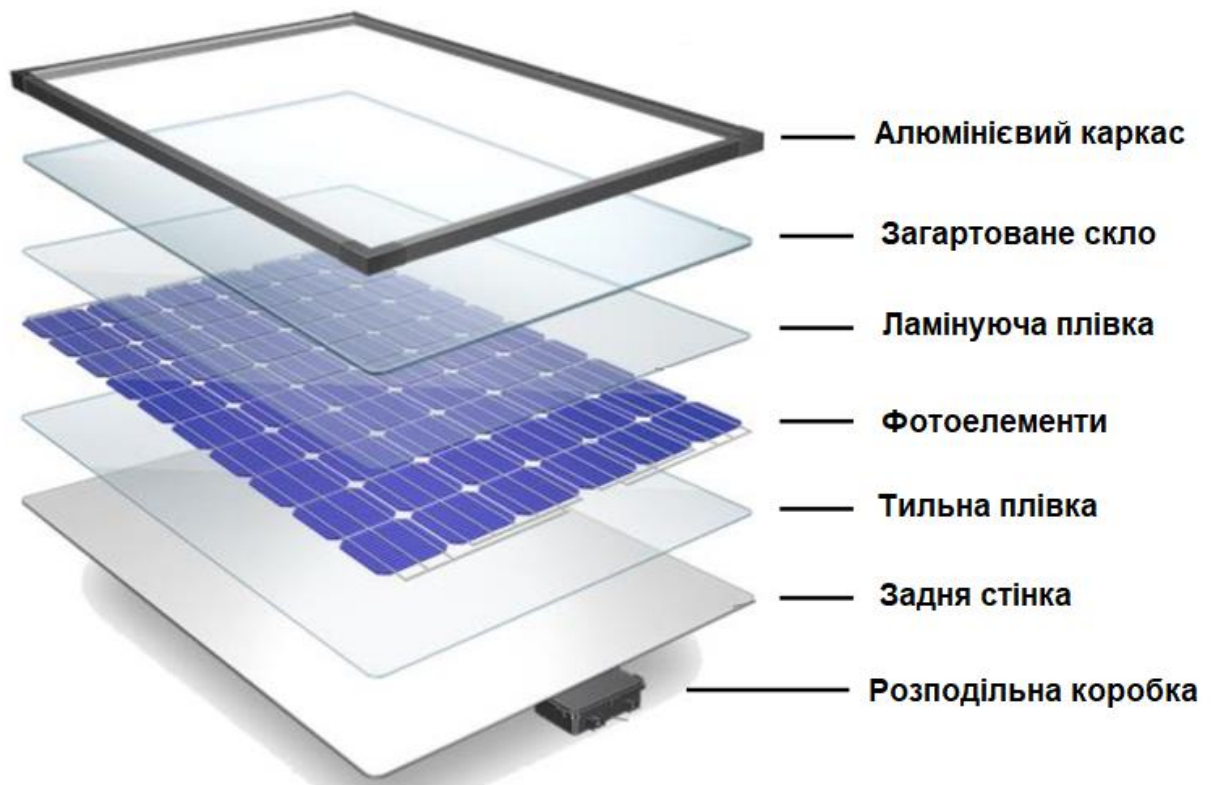


Рисунок 2.10 – Елементи фотоелектричного модуля

- анодований профіль створює додаткові характеристики і має посадкові місця для зручності монтажу сонячного модуля;
- загартоване скло (товщина 3,2 мм), що запобігає пошкодженню фотоелектричних елементів при транспортуванні, монтажу та експлуатації модуля;
- монокристалічні / полікристалічні фотоелементи, що перетворюють сонячне світло в електричну енергію;
- ламінуюча плівка EVA яка герметизує модуль і забезпечує довгий термін служби;
- тильна плівка ПЕТ (Tedlar) захищає тильну сторону від пошкоджень і забезпечує додаткову герметизацію модуля;
- розподільна коробка з діодами забезпечує виходу контактів і мінімізує втрати потужності при затіненні фотоелектричних елементів модуля.

Технічними характеристиками ФЕМ є:

- *фізичний розмір* (висота, ширина, довжина) – має важливе значення за умови обмеженої площі даху чи земельної ділянки;
- *номінальна потужність* – величина електричної енергії, яку зможе виробляти панель, Вт.;
- *відхилення номінальної потужності* – показує, на яку величину можуть бути відхилення потужності від заявленої виробником, наприклад при потужності панелі 250 Вт відхилення складає  $\pm 5\%$ , тобто величина виробленої електричної енергії може бути 237,5...262,5 Вт;

– *коефіцієнт корисної дії (ККД)* – показує величину перетворення сонячної енергії в електричну, зазвичай коливається від 6 до 25 %;

– *температурний коефіцієнт* – показує, як зміниться потужність при зміні температури на 1°C. Чим менший температурний коефіцієнт, тим менше модуль реагує на зміну температурного режиму, а отже, краще вироблятиме електричну енергію;

– *гарантія виробника і виробітку* – термін служби модуля може сягати 25 років (гарантія виробника), але звертати увагу потрібно на гарантію виробітку, тобто термін роботи панелі з відповідною продуктивністю, наприклад 10 років, при якому ККД знизиться не більше, ніж на 5-10%.

Характеристики ФЕМ LP156\*156-M-72, в якості прикладу, приведені в таблиці 2.1. Енергетичні характеристики *полікристалічних модулів STP325 - 24/Vfw фірми Suntech* приведені на рисунку 2.11. Характеристики *монокристалічних модулів LP156\*156-M-72-360 фірми Learton* приведені на рис. 2.12.

Таблиця 2.1 – Характеристики ФЕМ LP156\*156-M-72

Максимальна номінальна потужність, Вт	360
Напруга розімкненого кола (XX), В	47,67
Струм короткого замикання, А	9,76
Максимальна напруга живлення, В	39
Максимальний струм живлення, А	9,24
ККД, %	18,6
Вага, кг	21,5
Розмір модуля, мм	1960*990*40
Кількість елементів, шт.	72
Розмір елементів, мм	156*156
Номінальна робоча температура елемента, °С	45±2°С
Температурний коефіцієнт максимальної потужності, %/°С	-0,40
Допустиме відхилення вихідної потужності, %	0~+3
Робоча температура, °С	-40°~+85
Струм запобіжника, А	15

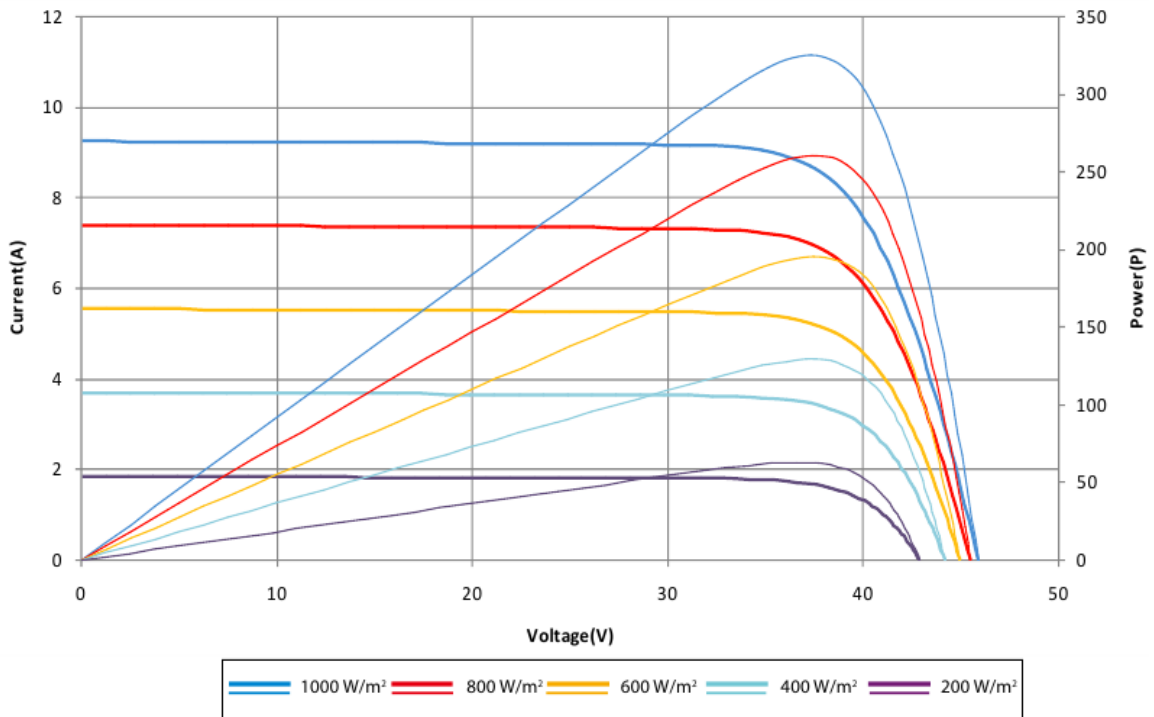


Рисунок 2.11 – Залежності струму та потужності ФЕМ фірми Suntech від напруги живлення

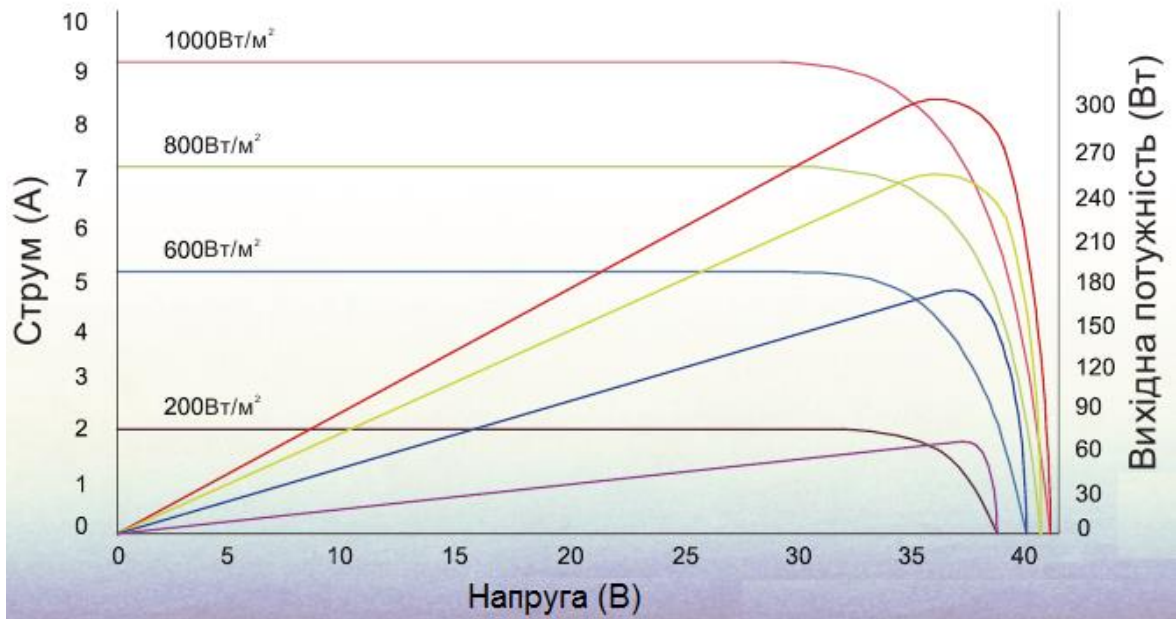


Рисунок 2.12 – Залежності струму та потужності ФЕМ фірми Learton від напруги живлення

В процесі експлуатації в реальних умовах ФЕМ нагрівається, в результаті чого його номінальна потужність знижується. За результатами досліджень встановлено, що в результаті нагрівання, модуль втрачає від 15 до 25% від своєї номінальної потужності. В середньому у моно і полікристалічних фотоелектричних модулів температурний коефіцієнт становить  $-0,45\%$ . Тоб-



то при підвищенні температури на  $1^{\circ}\text{C}$  від стандартних умов модуль буде втрачати потужність згідно з коефіцієнтом. Залежності струму КЗ, напруги ХХ та максимальної потужності модулів фірми Learton від температури елементів наведені на рис. 2.13.

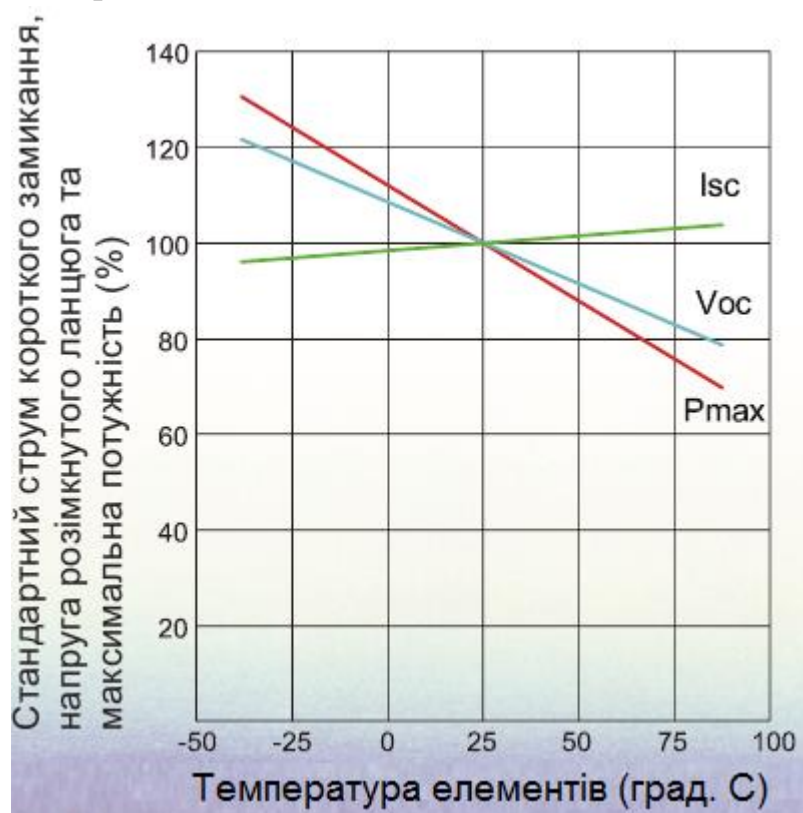


Рисунок 2.13 – Залежності струму КЗ, напруги ХХ та максимальної потужності ФЕМ фірми Learton від температури елементів

Особливістю ФЕМ є те, що впродовж періоду експлуатації відбувається їх деградація (Lighting Induced Degradation – LID). Монокристалічні модулі мають дещо більшу швидкість деградації в порівнянні з полікристалічними модулями у перший рік. Потужність полікристалічного модуля в перший рік знижується в середньому на 2%, монокристалічного – на 3%. У наступні роки монокристалічний модуль деградує на 0,71%, в той час як полікристалічний деградує на 0,67% за рік.

#### 2.4 Характеристики інверторів

Інвертор є основним приладом який забезпечує роботу ФЕС. Він слідкує за параметрами мережі постійного струму, створюючи умови для максимізації виробництва електроенергії ФЕМ, перетворює струм із постійного на змінний, а також забезпечує взаємодію ФЕС із зовнішньою електричною мережею та бере на себе деякі функції захисту станції.

Алгоритм роботи мережевої ФЕС не передбачає роботи обладнання в автономному режимі. Передбачено відключення інверторів ФЕС від енерго-

мережі за умови невідповідності параметрів електричної мережі налаштуванням інверторів, що можуть бути викликані порушеннями в роботі енергосистеми. Щодо можливості автоматичної синхронізації та виведення на паралельну роботу з об'єднаною енергетичною системою України, то у встановленій конфігурації обладнання це єдиний можливий варіант взаємодії ФЕС з енергомережею. Для роботи інверторного обладнання потрібно щоб параметри мережі відповідали чинним нормам та знаходилися у відповідних межах. За недотримання цих умов інвертори від'єднуються від мережі та чекають поки енергомережа стабілізується. Система стеження за зовнішньою мережею та алгоритм дії при відхиленнях встановленні в обладнанні при пусконаладжувальних роботах з урахуванням норм і вимог, що діють в Україні. Внутрішнє програмне забезпечення інверторів не передбачає роботу інвертора при відключеній лінії електропередач.

Виходячи з умов роботи ФЕС, підживлення струмів короткого замикання від електроустановки є неможливим, тому що номінальним режимом роботи фотоелектричних модулів є режим короткого замикання. Таким чином під час аварійних та нештатних ситуацій з боку ФЕС не відбуватиметься підживлення струмів КЗ. Алгоритм роботи ФЕС передбачає також контроль якості електроенергії, яка постачається в мережу. Якість виробленої електроенергії відповідає ДСТУ 13.109. В інверторному обладнанні передбачено ряд заходів та приладів, які контролюють якість електроенергії та запобігають негативним впливам, які може здійснювати на мережу ФЕС.

Перетворювач відбирає максимальну потужність, яку здатний видати ФЕМ в мережу, в будь-який момент при різному рівні сонячного випромінювання.

Роботою інвертора керують мікропроцесори, які забезпечують вихідний струм синусоїдальної форми з мінімальною похибкою та синхронізованою по фазі напругою. Застосований логічний контроль забезпечує автоматизоване функціонування інвертора і всієї ФЕС, а також постійний контроль точки максимальної потужності ФЕМ і зниження втрат в черговому режимі в той час доби, коли відсутня сонячна радіація.

Основними функціями інверторів є такі функції:

- забезпечення стеження за виробленою потужністю у реальному часі для збільшення вироблення енергії завдяки високошвидкісному та точному МРРТ-алгоритму;
- забезпечення високої ефективності на всіх рівнях вихідної потужності, постійної та стабільної роботи на різних рівнях вхідної потужності;

– контроль та моніторинг загальної електричної мережі, що дозволяє синхронізувати роботу інверторів з мережею задля забезпечення безперебійної роботи станції;

– повністю автоматичне управління виробництвом;

– стеження за роботою лінійок модулів;

– отримання даних про виробництво електроенергії та контроль наявності похибок і помилок в роботі.

В якості прикладу розглянемо характеристики інвертора Huawei SUN2000-33KTL (рис. 2.14) потужністю 33,0 кВт (таблиці 2.2, 2.3 і 2.4).

Таблиця 2.2 – Технічні параметри постійного струму інвертора

Показники	Значення
Максимальна вхідна потужність, кВт/пік	33,0
Номінальна вхідна потужність, кВт	33,0
Діапазон напруги МРРТ, В	200...980
Початкова вхідна напруга, В	200
Максимальний вхідний струм на вході, А	23

Таблиця 2.3 – Технічні параметри змінного струму інвертора

Показники	Значення
Номінальна потужність при 230 В, 50 Гц, кВт	33,0
Максимальна повна потужність, кВА	33,0
Номінальна напруга в мережі, В	400
Діапазон робочої напруги (АС), В	320...480
Номінальний змінний струм АС при 230 В, А	48
Максимальний вихідний струм, А	48
Максимальний струм короткого замикання, кА	0,05
ТНД* (Total harmonic distortion), %	≤ 3
Номінальна частота мережі, Гц	50
Робочий діапазон при номінальній частоті АС 50 Гц	47...53
Коефіцієнт потужності при номінальній потужності	> 0,995
Фази постачання в мережу	3
З'єднувальні фази	3

\*ТНД – Сумарний коефіцієнт гармонійних спотворень, є вимір нелінійних викривлень, присутнього в сигналі, і визначається як відношення суми потужностей всіх гармонійних складових до потужності основної частоти.

Таблиця 2.4 – Захисні пристрої та функції інвертора

Показники	Опис
Захист від зворотної полярності на постійному струмі	Діод КЗ, електронний лінійний запобіжник
Захист від зворотних струмів в модулях	Електронний лінійний запобіжник
Захист від перевантажень на постійному струмі	Варистори та модульні ОПН
Моніторинг залишкового струму	Вбудований
Виявлення дефектів у лінійках	Вбудований
Антиострівний режим	Вбудований
Захист від перенапруг на стороні змінного струму	Варистори та модульні ОПН



Рисунок 2.14 – Зовнішній вид інвертора Huawei SUN2000-33KTL

### 2.5 Система моніторингу

Для аналізу ефективності роботи ФЕС використовується система моніторингу (Datalogger Web), яка вмонтована в інвертор.

Моніторинг полягає у відображенні параметрів встановлених режимів роботи електростанції, умов навколишнього середовища, ведення обліку параметрів (рис. 2.15 і 2.16).

Функція контролю полягає у відображенні виникаючих помилок та повідомлень про зміни стану ФЕС.

Головними властивостями системи моніторингу є:

- можливість в реальному часі отримувати інформацію про виробництво електроенергії;
- перевіряти режими роботи станції;

- можливість отримувати кліматичні дані;
- можливість зберігати дані;
- можливість отримувати попередження про помилки або аварії на СЕС;
- можливість надання відповідного програмного забезпечення для проведення аналізу отриманих даних.

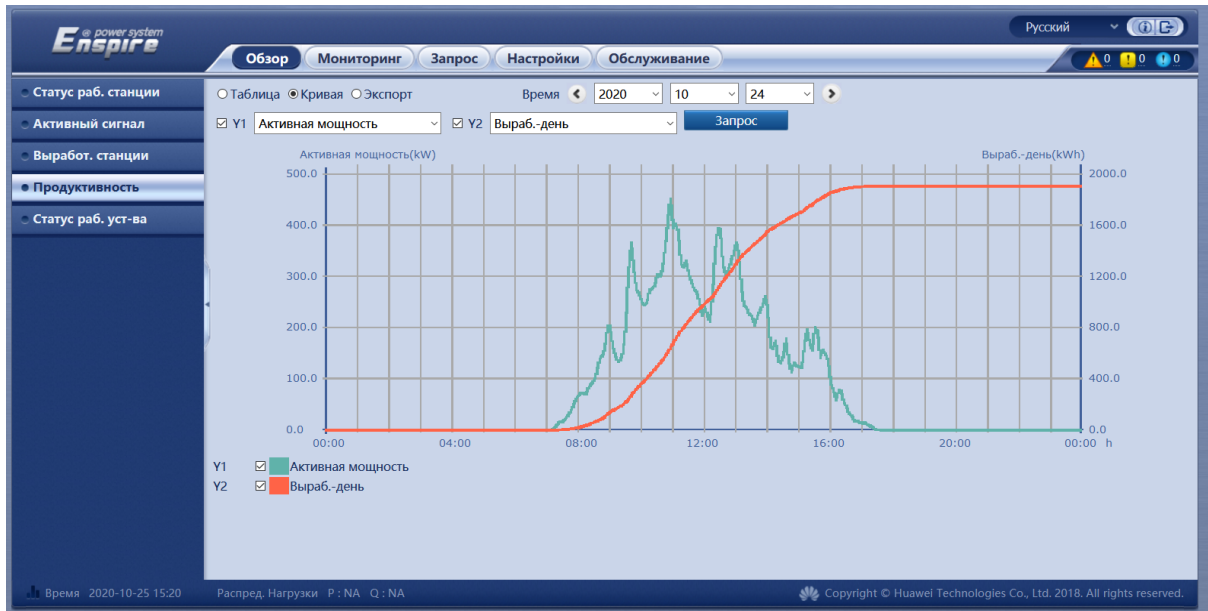


Рисунок 2.15 – Показання Smart Logger активної потужності та генерації електричної енергії за добу

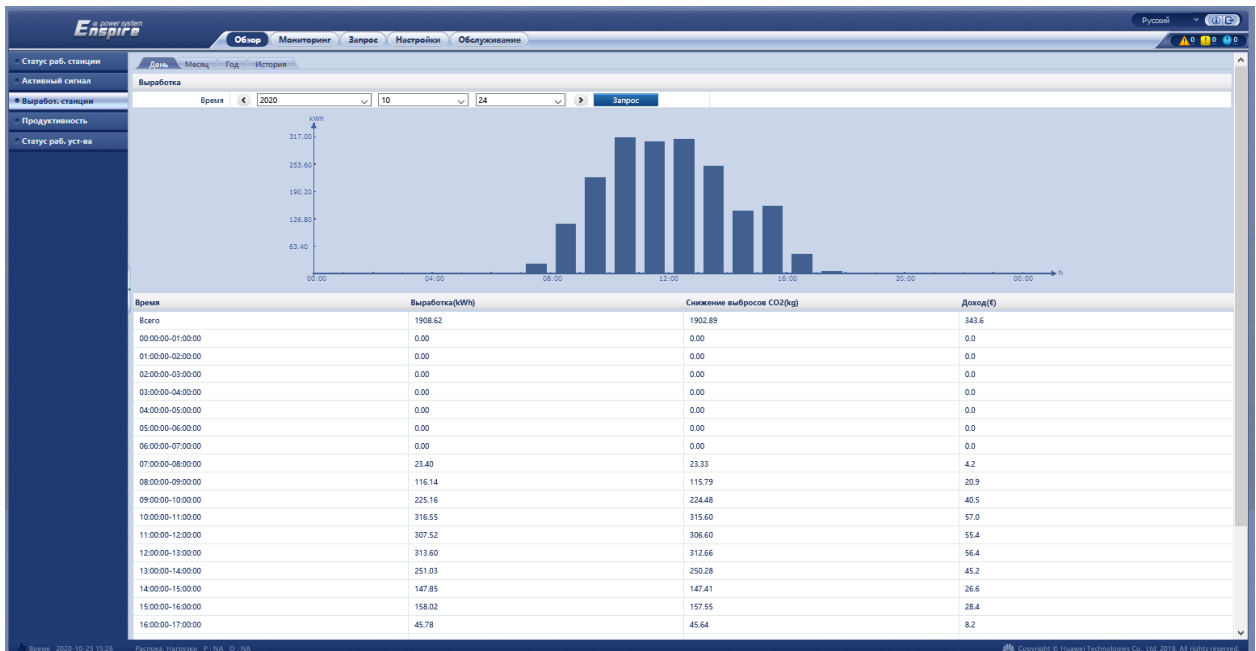


Рисунок 2.16 – Показання Smart Logger погодинної генерації електричної енергії

## 2.6 MPPT контролер

MPPT – це один із способів ефективного використання ресурсів джерела енергії, будь то ФЕМ або вітрогенератор. Його основна функція – підвищення ефективності роботи альтернативного джерела, шляхом «витягування» максимальної кількості енергії за рахунок вибору певної напруги і струму. Вибір цих параметрів зводиться до аналізу вольт-амперної характеристики (ВАХ) джерела і визначення при якій напрузі і струмі генерації буде генеруватися максимальна потужність. Саме так і розшифровується аббревіатура MPPT - Maximum Power Point Tracking (стеження за точкою максимальної потужності). Зовнішній вид MPPT контролера показано на рисунку 2.17.



Рисунок 2.17 – Зовнішній вид MPPT контролера

При роботі ФЕМ його вихідний струм слабо залежить від напруги на його затискачах. Вихідна напруга ( $U_{вихФЕМ}$ ) модуля залежить від опору підключеного навантаження (див. ВАХ) (рис. 2.18).

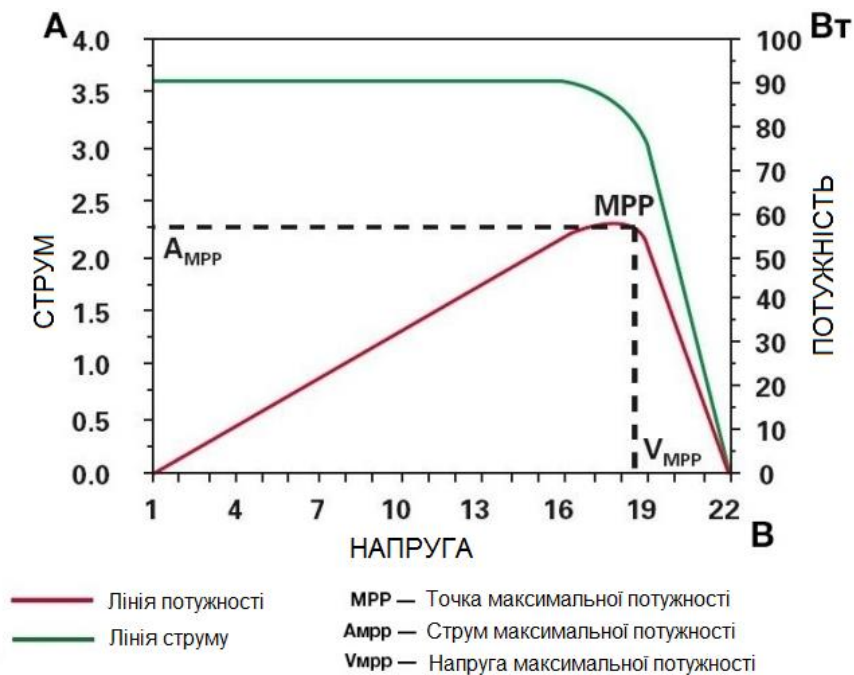


Рисунок 2.18 – Вольт-амперна характеристика ФЕМ

У якості прикладу розглянемо роботу ФЕМ для заряджання акумуляторної батареї (АКБ)  $U_n = 12\text{В}$ . У зарядженому стані напруга на виводах АКБ буде 14,2-14,5 В, а у розрядженому – біля 11В, прийнемо 13В і 12В. Такі ж напруги виберемо з ВАХ, для зразкового аналізу потужності при прямому підключенні «ФЕМ - акумулятор».

Згідно ВАХ в обох випадках струм зарядки АКБ буде біля 3,6А, і відповідно потужність, яка передається в процесі заряду:

- 1)  $13 * 3,6 = 46,8 \text{ Вт}$
- 2)  $12 * 3,6 = 43,2 \text{ Вт}$

У зазначеній на ВАХ точці максимальної потужності:

$$18,5 * 3,25 = 60,125 \text{ Вт}$$

Таким чином потужність в точці максимальної потужності MPP більше приблизно на 25-35 % в залежності від зарядженості АКБ. Відповідно доцільно було б щоб ФЕМ працював при напрузі 18,5 В.

Контролер встановлюється між ФЕМ та мережею, в яку віддається струм, або акумуляторами. Відповідно він є навантаженням для ФЕМ, а АКБ є навантаженням контролера, він же є джерелом вторинного живлення. Таким чином еквівалентний опір контролера визначається як:

$$R_{\text{контр.}} = U_{\text{ex.}} / I_{\text{ex.}}$$

Напруга точки максимальної потужності в ФЕМ залежить від ряду факторів:

- освітленості;
- температури (залежність ВАХ і положення точки максимальної потужності в залежності від температур, показано на рис. 2.19);

– віку елементів і т.п.

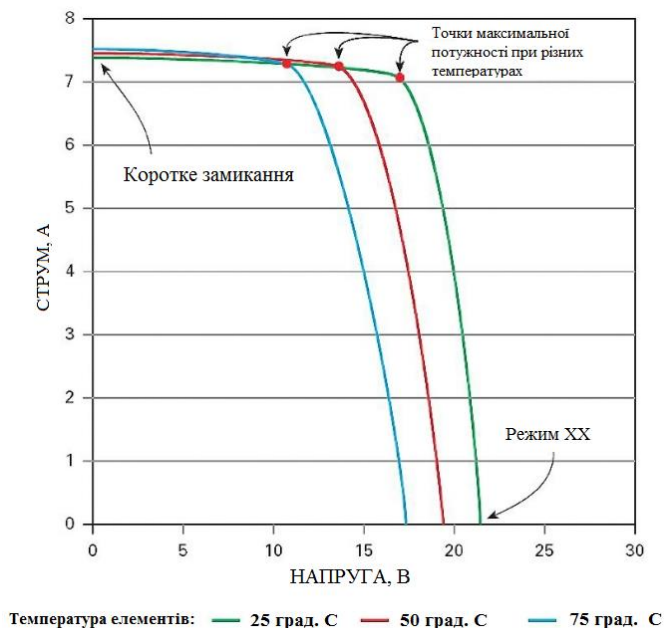


Рисунок 2.19– Залежність ВАХ ФЕМ від температури

MPPT-контролер сканує ВАХ фотоелектричних модулів та визначає оптимальні параметри для поточних робочих умов. За допомогою датчиків струму та навантаження система управління вичислює значення потужності та порівнює його з попереднім, до тих пор, коли вона не досягає максимального значення. Це називається «методом розвитку та спостереження». У залежності від конкретного методу визначення MPP та внутрішнього пристрою контролера, пошук MPP відбувається з визначеною періодичністю.

Крім визначення точки максимальної потужності MPPT контролер має такі функції:

- захист від неправильної полярності підключення ФЕМ або АКБ;
- захист від КЗ на вході ФЕМ;
- захист від КЗ у навантаженні;
- захист від перегріву;
- відключення ФЕМ після досягнення завершення зарядки АКБ;
- відключення навантаження при занадто низькій напрузі АКБ;
- захист від обривів у ланцюзі АКБ;
- запобігання розряду АКБ через ФЕМ в нічний час;
- контроль споживання струму навантаження.

Рекомендовані джерела інформації

1. Типи промислових СЕС і принципи їх дії. URL: <https://cutt.us/OvzJx>.



2. Класифікація сонячних електростанцій. URL: <https://cutt.us/2ghIA>.
3. Сборка солнечной электростанции с трекером ЗИМА/ЛЕТО своими руками. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=HdREFfZWgAU>.
4. How Does a Solar Power Plant Work? URL: <https://cutt.us/qb1Uy>.
5. Відео розрахунку СЕС на даху будівлі. URL: <https://www.helioscope.com/>.

### *Питання для самоконтролю*

1. Які існують схеми СЕС?
2. У яких випадках використовується автономні СЕС?
3. Які основні елементи мережевої СЕС?
4. Яке призначення сонячних панелей?
5. Яке призначення інвертора?
6. Яке призначення системи моніторингу СЕС?
7. Яке призначення трансформаторів СЕС?
8. Яке призначення акумуляторних батарей СЕС?
9. Яке призначення контролерів СЕС?
10. Яка конструкція сонячних панелей?
11. Які сонячні панелі є більш ефективними, монокристалічні чи полікристалічні?
12. Які технічні характеристики сонячних панелей?
13. Які характеристики сонячних панелей LP156\*156-M-72?
14. Що таке напруга ХХ?
15. Що таке струм КЗ?
16. При якій напрузі потужність сонячних панелей фірми Suntech максимальна?
17. Що таке температурний коефіцієнт сонячних модулів?
18. Як змінюється потужність сонячних панелей при збільшенні температури?
19. Що таке Lighting Induced Degradation?
20. Яке значення LID для полікристалічних та монокристалічних панелей?
21. Яке призначення інвертора?
22. Які умови роботи інверторного обладнання мережевої СЕС?
23. Які основні функції інверторів?
24. Які технічні параметри постійного струму інвертора Huawei SUN2000-33KTL?
25. Які технічні параметри змінного струму інвертора Huawei SUN2000-33KTL?
26. Які захисні пристрої та функції має інвертор Huawei SUN2000-33KTL?
27. Які основні функції системи моніторингу СЕС?
28. Яка основна функція МРРТ контролера?
29. Між якими елементами СЕС встановлюються МРРТ контролери?
30. Від чого залежить напруга точки максимальної потужності СБ?
31. Що таке метод розвитку та спостереження?
32. Які функції контролює МРРТ контролер?

## Лекція 3

**Техніко-економічне обґрунтування будівництва СЕС  
та склад робочого проекту СЕС****3.1 Прийняття інвестиційних рішень щодо будівництва промислових  
СЕС та бізнес-модель**

Прийняття інвестиційних рішень щодо будівництва СЕС пов'язане з аналізом фінансових критеріїв оцінки проекту. При розрахунку ефективності проекту необхідно застосовувати такі показники ефективності капітальних вкладень: дисконтний термін окупності (DPB), правило чистої приведеної вартості (Net present value rule, NPV), внутрішня норма прибутковості (IRR). При визначенні ступеню ризику проекту необхідно дотримуватись основного загальноприйнятого критерію, а саме – «інвестуйте в запропонований проект, якщо його NPV позитивне».

Перед прийняттям рішення про фінансування проекту проводиться розробка техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) проекту, оскільки чим більш фінансово обґрунтованою є інформація про проект, тим меншою є доля ризику.

При проектуванні СЕС, виборі принципу її будівництва й обґрунтуванні її основних технічних характеристик і економічних показників велике значення мають такі фактори: мета створення СЕС; часовий розподіл потоку сонячної енергії в місцевості, де планується будівництво СЕС; наявність чи відсутність джерел електричної енергії; вимоги до якості електроенергії та надійності її постачання; фінансові можливості інвесторів.

Основною бізнес-моделлю для СЕС в Україні є відпуск енергії у мережу за «зеленим» тарифом. Відповідно до Закону України «Про альтернативні джерела енергії», «зелений» тариф – це спеціальна вартість на електроенергію, яка вироблена з альтернативних (відновлюваних) джерел енергії таких як вітер, сонце, біомаса і біогаз, геотермальна енергія, а також міні, мікро і малі ГЕС, за якою держава зобов'язується викупати цю енергію у виробника. Ставки «зеленого» тарифу встановлені окремо для кожного джерела енергії, а також деталізовані за типами та потужностями станцій. Для промислових СЕС існує диференціація між наземними та встановленими на фасадах/дах будівель. Ставки «зелених» тарифів визначено Законом у євро. Курс валют, за яким тариф переводиться у гривню, переглядається Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики і комунальних послуг (НКРЕКП), щоквартально з урахуванням середнього офіційного курсу НБУ гривні по відношенню до євро за цей період.

У разі використання обладнання українського виробництва, для об'єктів електроенергетики, які введені в експлуатацію з 01.07.2015 по 31.12.2024, може встановлюватись надбавка до «зеленого» тарифу. Надбавка встановлюється НКРЕКП відповідно до рівня використання обладнання:

– 5% при рівні використання обладнання українського виробництва від 30 до 50%;

– 10% при рівні використання обладнання українського виробництва 50% і вище.

Різні елементи станції мають різну питому вагу для цілей визначення надбавки. Для СЕС визначено такий питомий процентний показник використання обладнання: ФЕМ – 40%, монтажні конструкції та система кріплення ФЕМ – 15%, інверторне обладнання – 15%, системи акумуляування – 15%, трекерні системи – 15%.

Відповідно до чинного законодавства, держава гарантує викуп всієї електроенергії, що вироблена на об'єктах ВДЕ, за «зеленим» тарифом. Викуп електроенергії здійснює Державне підприємство «Гарантований покупець» (ДП ГП). Для укладання договору з ДП ГП необхідно стати членом оптового ринку електроенергії (ОРЕ) шляхом приєднання до договору між членами ОРЕ (ДЧОРЕ). Сам договір на купівлю-продаж електроенергії з ВДЕ базується на примірному договорі, який затверджений НКРЕКП, та передбачає підписання до введення електрогенеруючого об'єкта з ВДЕ в експлуатацію, проте у такому разі вступ договору у дію передбачено після виконання наступних умов: отримання ліцензії на виробництво електроенергії, встановлення «зеленого» тарифу, набуття статусу члена ОРЕ, погодження проекту АСКОЕ (автоматизована система комерційного обліку електроенергії), введення в промислову експлуатацію АСКОЕ.

Відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» також передбачено, що всі виробники електроенергії з ВДЕ, що продають її за «зеленим» тарифом, зобов'язані приєднатись до балансуючої групи гарантованого покупця та нести відповідальність за небаланси у разі перевищення допустимих норм відхилень прогнозів відпуску електроенергії.

### **3.2 Основні фази реалізації типового PV проекту**

Основними фазами реалізації типового PV (fotovoltaic) проекту є такі етапи та підетапи:

1. Попереднє ТЕО (тривалість 1-2 місяці). Під час попереднього ТЕО виконуються такі підетапи:

- 1.1. Проводиться попередній аналіз потенційних площадок (вивчаються документи на землю, дані про проведення інженерних вишукувань, здійснюється оцінка можливості підключення до мереж);
- 1.2. Проводиться первинний прогноз виробництва електричної енергії. При відомій географічній локації СЕС орієнтовний базовий річний обсяг виробництва електроенергії визначається за допомогою програмного забезпечення PV-GIS або інших програм.
- 1.3. Попередня ОВНС (оцінка впливів на навколишнє середовище);
- 1.4. Попередня схема і баланс установки.
2. ТЕО (тривалість 2-3 місяці).
  - 2.1. Детальна оцінка випромінювання та потужності СЕС;
  - 2.2. Перелік основного обладнання або вимоги до нього;
  - 2.3. Оптимізація технічної концепції;
  - 2.4. Визначення стадій будівництва та введення в експлуатацію;
  - 2.5. Визначення переліку робіт та послуг підрядника;
  - 2.6. Підготовка комерційної пропозиції та календарного плану виконання робіт;
  - 2.7. Підготовка та аналіз фінансової моделі на основі комерційної пропозиції;
  - 2.8. Підписання договору генерального підряду.
3. Проектування (2-3 місяці).
  - 3.1. Збір перед проектних даних;
  - 3.2. Робота з отримання технічних умов на підключення об'єкту до мережі;
  - 3.3. Розробка та узгодження робочого проекту;
  - 3.4. Отримання необхідних дозволів на початок будівельних робіт.
4. Закупівля та поставка обладнання (2-3 місяці).
5. Будівельно-монтажні роботи (4-12 місяців).
  - 5.1. Розгляд робочого проекту;
  - 5.2. Будівництво:
    - кабельних траншей;
    - доріг;
    - фундаментів;
    - підстанцій.
  - 5.3. Монтаж:
    - ФЕ модулів;
    - кабелів;
    - інверторів і трансформаторів.
6. Введення в експлуатацію (1-2 місяці).

- 6.1. Введення в експлуатацію електричної інфраструктури постійного струму;
  - 6.2. Пусконаладжувальні роботи та пробна експлуатація;
  - 6.3. Закінчення будівельних робіт;
  - 6.4. Технічне приймання об'єкту на відповідність проектній документації;
  - 6.5. Оформлення ліцензій та «зеленого» тарифу.
7. Експлуатація та моніторинг (біля 20 років).
- 7.1. 2-річний процес ЕРС (три елементи процесу – проектування (Engineering), закупівля обладнання (Procurement) та будівництво (Construction)) гарантійний період на всю установку;
  - 7.2. Сервісне обслуговування;
  - 7.3. Страхування;
  - 7.4. Незалежні інспекції;
  - 7.5. Остаточне приймання після 2 років.

Алгоритм реалізації проекту альтернативної енергетики приведено на рис. 3.1

### **3.3 Підключення домогосподарських СЕС по «зеленому» тарифу**

Основні етапи реалізації проекту:

- 1) Збір вихідних даних необхідних для будівництва домашньої СЕС (потужність підключення, адреса об'єкту, параметри покрівлі і т.п.).
- 2) Розробка проекту мережевої СЕС.
- 3) Поставка обладнання (ФЕМ, інвертор, металоконструкції, кабелі і т.п.).
- 4) Будівельно-монтажні роботи.
- 5) Подача заяви до обленерго на збільшення технічних умов на потужність, яка необхідна для станції (вартість послуги залежить від області, в середньому для СЕС потужністю 30 кВт це коштує 50-60 тис. грн. На сайті НКРЕКП можна розрахувати вартість [стандартного](#) та [нестандартного](#) приєднання СЕС). Закон зобов'язує обленерго збільшувати договірну потужність впродовж 60 днів, але на практиці це може затягнутися до півроку і більше. Відмовити у збільшенні договірної потужності обленерго не може.
- 6) Відкриття персонального розрахункового рахунку для отримання платежів по «зеленому» тарифу;
- 7) Підписання договору на підключення «зеленого» тарифу та запуск СЕС. Після побудови станції необхідно звернутися до обленерго із заявою про підключення СЕС по «зеленому» тарифу. Працівники обленерго виїдуть на місце, перевіряють станцію та дадуть дозвіл на придбання і встановлення спеціального двонаправленого лічильника електронергії. Лічильник

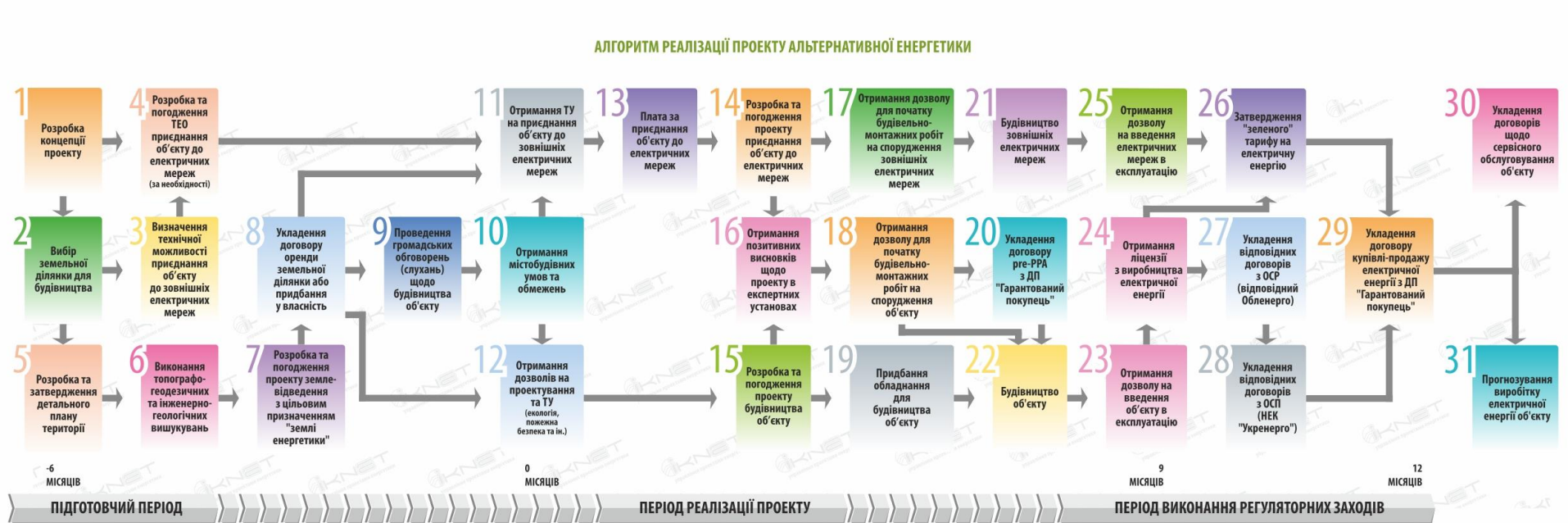


Рисунок 3.1 - Алгоритм реалізації проекту відновлювальної енергетики

можна придбати як у обленерго, так і у сторонньої компанії. Обленерго візьме його на параметризацію – процедуру налаштування. Вартість лічильника – 10-12 тис. грн., його параметризація та встановлення коштують біля 2000 грн.

8) Подати заяву-повідомлення до місцевого енергозбуту про встановлення генеруючої потужності та укласти договір купівлі-продажу електроенергії. Доходи від продажу електроенергії по «зеленому» тарифу оподатковуються, платиться 18% податку на доходи фізичних осіб (ПДФО) та 1,5% військового збору.

9) Пусконаладжувальні роботи на СЕС.

Орієнтовні терміни окупності домашньої СЕС потужністю 30 кВт залежать від варіантів і коливаються від 4 років 8 місяців до 7 років 11 місяців.

### 3.4 Склад робочого проекту СЕС

Робочий проект (РП) СЕС складається із загальних даних, архітектурно-планувальних рішень, електротехнічних рішень, диспетчеризації, телемеханіки та зв'язку.

1. **Загальні дані** в яких вказується дані технічних умов, виданих Обленерго, мета проекту та основні показники СЕС, які розраховані на основі технічних характеристик інверторів та ФЕМ, які приводяться у вигляді таблиці (див. табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Основні показники СЕС

Параметри	Кількість
Загальна кількість встановлених ФЕМ	1000 шт.
Максимальна потужність ФЕМ	590 Вт
Максимальна потужність по постійному струму	590000 Вт
К-ть встановлених інверторів, 100 кВт	5
Максимальна потужність по змінному струму	0,5 МВт
Напруга приєднання в мережі ОСР (оператор системи розподілу)	10 кВ

2. **Архітектурно-планувальні рішення** в яких вказані рішення щодо забудови та розміщення основних будівель та споруд на території СЕС.

3. **Електротехнічні рішення** які розглядаються наступні питання:

3.1. **Основне обладнання СЕС** – ФЕМ, їх кріплення та інвертори. ФЕМ з'єднуються послідовно між собою у «стрінги», які під'єднуються до інверторів (табл. 3.2). У якості прикладу наведені характеристики ФЕМ LP182\*182-M-78-MH-590W виробництва LEAPTON, а у якості прикладу інверторів наведені характеристики інвертора SUN2000-100KTL-M1.



Таблиця 3.2 – Конфігурація стрингів та інверторів

№ стрингу	Потужність 1-го ФЕМ, Вт	Напруга 1-го стрингу, В	К-сть ФЕМ в стрингу, шт.	Потужність стрингу, Вт	Напруга стрингу, В	Загальна підключена потужність DC, Вт	Тип інвертора	Макс. потужність на виході інвертора, кВт	Номінальна напруга на виході інвертора, В	Макс. струм на виході інвертора, А
1.1	600	45,2	18	10800	813,6	129600	SUN2000-100KT L-M1	110	380	168,8
1.2	600	45,2	18	10800	813,6					
1.3	600	45,2	18	10800	813,6					
1.4	600	45,2	18	10800	813,6					
1.5	600	45,2	18	10800	813,6					
1.6	600	45,2	18	10800	813,6					
1.7	600	45,2	18	10800	813,6					
1.8	600	45,2	18	10800	813,6					
1.9	600	45,2	18	10800	813,6					
1.10	600	45,2	18	10800	813,6					
1.11	600	45,2	18	10800	813,6					
1.12	600	45,2	18	10800	813,6					

3.2. Вибір потужності трансформаторів здійснюється на основі розрахунків, враховуючи сумарну потужність інверторів та напругу лінії електропередачі в яку здійснюється передача згенерованої СЕС електричної енергії. Попередньо вибирається трансформатор з потужністю найближчою до розрахункової. В якості прикладу вибрано трансформатор потужністю 630 кВА і напругою 0,4/6 кВ. Необхідна перевірка трансформатора на перевантаження при максимальній температурі оточуючого середовища.

3.3. *Проектовані КТП.* До складу КТП входить РП (розподільний пристрій) з камерою одностороннього обслуговування КСО, яка має вимикач навантаження та запобіжники і призначена для підключення силового трансформатора до збірних шин РП 6 кВ та для захисту мережі від перевантажень і короткого замикання в обмотках трансформатора. РП 0,4 кВ КТП складається з індивідуального набору автоматичних вимикачів для підключення групи інверторів зі сторони генерації СЕС, організації комерційного та технічного обліку, а також підключення навантаження станції.

3.4. *Лінії електропередач* між ФЕМ та інверторами, інверторами та КТП, КТП та опорою підключення до лінії передачі електричної енергії в мережу оператора систем розподілу (ОСР). З'єднання ФЕМ у стринг викону-

ється кабелем PV  $1 \times 4 \text{ мм}^2$ , який поступає у комплекті з модулями. Підключення стрингів до інвертора виконується кабелем PV  $1 \times 6 \text{ мм}^2$ . Кабелі стрингів перевіряються на втрати напруги, які повинні бути не більше 5 % від номінальної напруги. В таблиці 3.3. приведено приклад розрахунку.

Таблиця 3.3 – Перевірка втрат напруги в стрингах

№ стрингу	Макс. потужність стрингу, Вт	Напруга стрингу, В	Струм стрингу, А	Довжина стрингу, м	Переріз кабеля стрингу, мм <sup>2</sup>	Питомий опір міді, (Ом×мм <sup>2</sup> )/м	Падіння напруги стрингу ΔU, В	Відстань від стрингу до інвертора, км	Переріз кабеля від стрингу до інвертора, мм <sup>2</sup>	Опір кабелю лінії, Ом×км	Падіння напруги від стрингу до інвертора ΔU, В	Сумарне падіння напруги ΔU, В	Падіння напруги від стрингу до інвертора ΔU, %
1.1	10800	813,6	13,27	10,2	4	0,0175	0,59	0,014	6	3,39	1,26	1,85	0,23
1.2	10800	813,6	13,27	10,2	4	0,0175	0,59	0,025	6	3,39	2,25	2,84	0,35
1.3	10800	813,6	13,27	10,2	4	0,0175	0,59	0,036	6	3,39	3,24	3,83	0,47
1.4	10800	813,6	13,27	10,2	4	0,0175	0,59	0,035	6	3,39	3,15	3,74	0,46
1.5	10800	813,6	13,27	10,2	4	0,0175	0,59	0,045	6	3,39	4,05	4,64	0,57
1.6	10800	813,6	13,27	10,2	4	0,0175	0,59	0,056	6	3,39	5,04	5,63	0,69
1.7	10800	813,6	13,27	10,2	4	0,0175	0,59	0,048	6	3,39	4,32	4,91	0,6
1.8	10800	813,6	13,27	10,2	4	0,0175	0,59	0,058	6	3,39	5,22	5,81	0,71
1.9	10800	813,6	13,27	10,2	4	0,0175	0,59	0,069	6	3,39	6,21	6,8	0,84
1.10	10800	813,6	13,27	10,2	4	0,0175	0,59	0,061	6	3,39	5,49	6,08	0,75
1.11	10800	813,6	13,27	10,2	4	0,0175	0,59	0,071	6	3,39	6,39	6,98	0,86
1.12	10800	813,6	13,27	10,2	4	0,0175	0,59	0,082	6	3,39	7,38	7,97	0,98

Підключення інверторів до шин 0,4 кВ КТП 0,4/6 кВ можливо виконати кабелем АПВБШп 4×120 мм<sup>2</sup> або кабелем іншого перерізу в залежності від

довжини траси з урахуванням падіння напруги. Величина падіння напруги не повинна перевищувати 5 % від номінальної напруги. В якості прикладу наведено дані по розрахунку кабельних ліній (КЛ) від інверторів до КТП (див. табл. 3.4).

Таблиця 3.4 – Розрахунок кабельних ліній від інверторів до КТП

Познач. КЛ	Номін. струм на вході інвертора, А	Номін. напруга на вході інвертора, В	Марка кабеля	Переріз кабелю, мм <sup>2</sup>	Довжина кабелю від інвертора до РП-0,4, км	Доп. довготривалий струм кабелю, А	Активний опір кабелю, R <sub>к</sub> , Ом×км	Індуктивний опір кабелю, X <sub>к</sub> , Ом×км	cos φ	sin φ	Падіння напруги ΔU, В	Падіння напруги ΔU, %
АС-1	168,8	380	АП-вБб-Шп	95	0,036	255	0,32	0,0637	0,99	0,14	3,42	0,9
АС-2	168,8	380	АП-вБб-Шп	120	0,06	295	0,253	0,0637	0,99	0,14	4,55	1,2
АС-3	168,8	380	АП-вБб-Шп	120	0,046	295	0,253	0,0637	0,99	0,14	3,49	0,92

Передача електричної енергії від КТП 0,4/6 кВ до опори передачі енергії в розподільну мережу ОСР може бути здійснюватися по кабелю марки ААБл 3×35 мм<sup>2</sup>. Кабель ААБл це кабель із трижильною алюмінієвою жилою з паперовою просоченою ізоляцією в алюмінієвій оболонці, броньований сталевими стрічками.

3.5. *Захист від перенапруги. Заземлення.* Для безпечної експлуатації обладнання СЕС необхідно улаштування захисного заземлення на кожному із масивів ФЕМ. Для вертикальних заземлювачів із круглої сталі вибираються стрижні діаметром 16 мм і довжиною 2 м, для горизонтальних заземлювачів вибирається сталеві оцинковані стрічки 40×4 мм. Для зрівнювання потенціалів металеві конструкції кріплення ФЕМ по всій довжині об'єднуються круглими оцинкованими сталевими стрижнями діаметром 8 мм, які приєднуються до контуру заземлення СЕС та контуру заземлення КТП 0,4/6 кВ. Металеві рамки ФЕМ з'єднуються із опорними конструкціями столів проводом ПВ-3 1×4 мм<sup>2</sup>. Інвертори з опорними конструкціями столів з'єднуються проводом ПВ-3 1×16 мм<sup>2</sup>.

Оболонки кабелів (екрани, броня) повинні бути приєднані до заземлених металоконструкцій комірок з обох боків. Приєднання здійснюється за допомогою комплекту непаяного заземлення.

Також потрібно виконати заземлення опори ЛЕП до якої підводиться згенерована електроенергія від СЕС для передачі в мережу ОСР. Заземленню підлягають також пункт комерційного обліку (ПКО) електричної енергії ПКО-6 кВ, шафа обліку, роз'єднувач та вентиляльні розрядники, які встановлюються на опорі.

Величина опору контуру заземлення повинна бути не більше 4 Ом.

Для захисту від атмосферних перенапруг необхідно встановити на опорі розрядники РВО (розрядник вентиляний облеженый).

Для захисту від перенапруг на шинах 0,4 кВ в КТП необхідно передбачити встановлення обмежувачів перенапруги (ОПН). ОПН необхідно також встановлювати в місці переходу кабельної лінії в повітряну.

*3.6. Облік електроенергії.* Облік згенерованої електричної енергії на приєднанні повинен виконуватись трифазним лічильником активної та реактивної енергії, наприклад, трансформаторного включення типу МТ880-Т1 з модемом СМ-в-3. В якості вимірювальних трансформаторів можуть використовуватись трансформатори струму ТОЛ-6 75/5-У2 з коефіцієнтом трансформації 75/5 та трансформатора напруги 3×ЗНОЛП-6 на номінальну напругу 6 кВ. Також необхідно передбачити лічильник на видачі потужності з напругою 0,4 кВ в РУ-0,4 кВ та лічильник власних потреб. Кожен із цих лічильників повинен мати модем та резервне живлення. Для організації резервного каналу передачі даних необхідно передбачити GSM модеми.

*3.7. Компенсація реактивної потужності.* Оскільки ФЕМ генерують тільки активну потужність і мережеві інвертори інвертують постійний струм у змінний з чистою активною складовою, то потреб у компенсації реактивної потужності немає.

*3.8. Захист від несинхронного включення. Контроль якості електричної енергії.* Робота СЕС відбувається в автоматичному режимі за заданими уставками, які задаються в налаштуваннях мережевих інверторів. Генерація електричної енергії в мережу ОСР починається тільки при досягненні погоджених параметрів інвертора та електромережі: напруги, частоти, зсуву фаз. У якості прикладу наведені параметри налаштування інвертора SUN2000-100KTL-M1 (див. табл. 3.5).

Таблиця 3.5 – Параметри налаштування інвертора SUN2000-100KTL-M1

Функція	Найменування	Можливі значення	Значення до застосування
---------	--------------	------------------	--------------------------

Auto start upon grid recovery	Дозвіл на автоматичний запуск інвертора після відновлення електромережі	Disable Enable	Enable
Grid connection duration after power grid recovery	Час очікування перезапуску інвертора після відновлення електромережі	0 – 900 s	15 s
Grid reconnection voltage upper limit	Заборона на роботу інвертора, якщо напруга електромережі перевищує задане значення	100-136% V <sub>n</sub>	110%
Grid reconnection voltage lower limit	Заборона на роботу інвертора, якщо напруга електромережі нижче заданого значення	45-95% V <sub>n</sub>	90%
Grid reconnection frequency upper limit	Заборона на роботу інвертора, якщо частота електромережі перевищує задане значення	100-112% F <sub>n</sub>	1% F <sub>n</sub>
Grid reconnection frequency lower limit	Заборона на роботу інвертора, якщо частота електромережі нижче заданого значення	85-100% F <sub>n</sub>	1% F <sub>n</sub>
Phase angle offset protection	Заборона на роботу інвертора, коли трифазний зсув кута електромережі перевищує задане значення	Disable Enable	Enable
Frequency change rate protection	Заборона на роботу інвертора при надто швидкій зміні частоти електромережі	Disable Enable	Enable

Задані параметри виключають режим несинхронного включення в мережі ОСР, а також не допускають пошкодження обладнання СЕС.

Для контролю показників якості електричної енергії, яка передається в мережу ОСР, необхідно встановити багатофункціональний трифазний вимірювач, наприклад, Satес, який призначений для роботи в системах телемеханіки і підтримує передачу даних в протоколі МЕК 60870-5-104.

**4. Диспетчеризація, телемеханіка та зв'язок.** СЕС повинна мати систему моніторингу стану та параметрів ФЕМ та інверторів, обсягів генерації активної та реактивної електроенергії з передаванням отриманих даних на автоматизоване робоче місце (АРМ) чергового персоналу.

У якості прикладу для диспетчеризації можна використовувати пристрій Smart Logger виробництва компанії HUAWEI. Цей пристрій підключається

ся напряму до шин РП-0,4 кВ КТП 0,4/6 кВ і завдяки вбудованому PLC-інтерфейсу передає інформацію від інверторів до Smart Logger безпосередньо через силові лінії 0,4 кВ. Підключення може виконуватись кабелем ВВГнг 3×10 мм<sup>2</sup>. Для фіксації параметрів інверторів в приміщенні диспетчера СЕС необхідно передбачити АРМ. Передача сигналів від Smart Logger до АРМ диспетчера може здійснюватися по оптичному кабелю ОКТ-Д(1,5)П-4Е1-0,36Ф3,5/0,22Н18-4. Лінія з АРМ диспетчера з'єднується через мінібокс та медіаконвертер MC112CS з роутером, який підключається до побутової розетки мережі електроживлення приміщення диспетчера комплектним блоком живлення.

Передача інформації про якість електричної енергії може виконуватись за допомогою пристрою Satec PM×130 Plus-5, який через інтерфейс RS-485 приєднується до маршрутизатора, який повинен через 2 незалежні канали GSM передавати дані на диспетчерський пункт ДП НЕК «Укренерго». Передача сигналів від пристроїв обліку електроенергії повинна організовуватись через внутрішні модеми лічильників по каналу GSM оператора мобільного зв'язку.

### **3.5 Електротехнічні рішення щодо технічної та безпечної експлуатації СЕС**

СЕС повинна відповідати діючим нормам, ПУЕ, правилам технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕ) та правилам безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕ). Прийняті заходи безпеки повинні забезпечувати захист від прямих та непрямих контактів з струмопровідними частинами відповідно до параметрів мережі.

В якості захисних заходів від ураження електричним струмом передбачені наступні заходи:

1. На ділянці постійного струму:

– для запобігання появи перегрітих елементів у кожному ФЕМ встановлені по 3 перехідні діоди, які підключені паралельно елементам модуля;

– для забезпечення захисту від надмірного струму і струму КЗ на кожному полюсі послідовного ланцюга ФЕМ підключені запобіжники швидкої дії. Ці запобіжники дозволяють також відключити кожний послідовний ланцюг ФЕМ від СЕС при виконанні робіт з обслуговування;

– для захисту від перенапруги внаслідок ударів блискавки та інших атмосферних явищ встановлені розрядники перенапруги постійного та змінного струму AC SPD 20 кА 3,8 кВ класу II;

– ФЕМ повинні підключатись таким чином, що обидва полюси були відокремлені від заземлення. Застосовується однополюсна проводка з подвійною ізоляцією (рис. 3.2). ФЕМ, проводка та з'єднувальні коробки повинні мати ізоляцію класу II, оснащені ключами і мати попередження про «електричну небезпеку»;

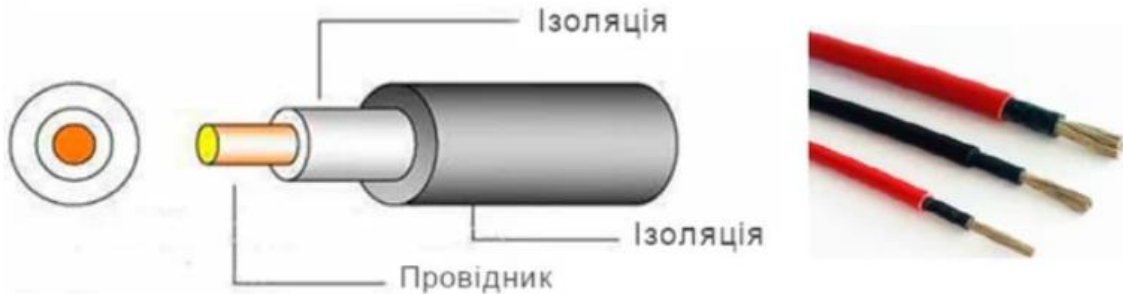


Рисунок 3.2 – Структура кабелю для сонячних панелей

– для попередження про дефект ізоляції в інверторі є захисна функція, яка спрацьовує при збільшенні струму витoku більше допустимого рівня відповідного опору ізоляції 323,4 кОм. При виникненні цього дефекту негайно повинні бути вжиті заходи щодо його усунення;

– всі металеві частини модулів і каркаси заземлюються окремо від заземлення нейтралі розподільчої мережі.

2. На ділянці змінного струму:

– для забезпечення захисту від надмірного струму і КЗ у вихідному ланцюгу інвертора необхідно встановити триполюсний автоматичний вимикач. Крім захисних функцій автоматичні вимикачі дозволяють відключити інвертор від енергомережі для виконання робіт з обслуговування або ремонту;

– в РУ 0,4кВ КТП необхідно встановити блок з запобіжниками для захисту кабелю 0,4кВ від інверторів;

– в інверторі передбачений захист від порушення параметрів мережі постійного струму, а також захист від порушення параметрів мережі змінного струму. Після спрацьовування захисту відновлення роботи інвертора відбувається автоматично після нормалізації параметрів мережі.

#### Рекомендовані джерела інформації

1. Розрахунок генерації СЕС – <https://cutt.us/MY81y>.
2. Окупаемость солнечной электростанции 5 кВт.  
<https://www.youtube.com/watch?v=B0HqvexKXZY>
3. Photovoltaic geographical information system  
[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html).



4. Етапи та задачі техніко-економічного обґрунтування будівництва СЕС / Мороз О.М., Мірошник О.О., Павлов А.О., Ганус О.І. // Енергетика і автоматика, 2019, № 6. – С. 43-54. <https://cutt.ly/CZmGukf>.

## Питання для самоконтролю

1. Що таке «зелений» тариф?
2. Який орган державної влади переглядає курс валют, за яким тариф переводиться у гривну?
3. Яке підприємство викупує електроенергію, що виробляється на об'єктах ВДЕ за «зеленим» тарифом?
4. Хто входить до складу балансувальної групи ГП?
5. Які етапи включає попереднє ТЕО типового PV проекту?
6. Які етапи включає ТЕО типового PV проекту?
7. Які етапи включає попереднє ТЕО типового PV проекту?
8. Які етапи включають будівельно-монтажні роботи типового PV проекту?
9. Монтаж яких елементів виконується на фазі монтажу?
10. Які етапи включає фаза введення в експлуатацію СЕС?
11. Які етапи фази експлуатації та моніторингу СЕС?
12. Які основні етапи реалізації проекту домашніх СЕС?
13. Що таке стандартне і нестандартне приєднання СЕС до мережі ОСР?
14. Який склад робочого проекту СЕС?
15. Що вказується в загальних даних робочого проекту СЕС?
16. Що вказується в архітектурно-планувальних рішеннях РП СЕС?
17. Що таке основне обладнання СЕС?
18. Як визначається напруга стрингу?
19. Як визначається потужність трансформатора СЕС?
20. Що входить до складу КТП?
21. Яким проводом з'єднуються ФЕМ та інвертори?
22. Від чого залежить падіння напруги у стрингу?
23. Яке допустиме падіння напруги в кабелях СЕС?
24. Якими конструкціями виконуються вертикальні та горизонтальні заземлювачі СЕС?
25. Який допустимий опір заземлення СЕС?
26. Як здійснюється захист СЕС від несинхронного включення до електричної мережі?
27. Які задачі системи моніторингу СЕС?
28. Які функції виконує пристрій Smart Logger?
29. Які захисні заходи від ураження електричним струмом передбачено на ділянці постійного струму?
30. Які захисні заходи від ураження електричним струмом передбачено на ділянці змінного струму?

## Лекція 4

**Вітроенергетичні установки****4.1 Розрахунок потужності та класи ВЕУ**

Вітроенергетичну установки (ВЕУ) призначені для перетворення кінетичної енергії вітру в електричну через електромеханічні перетворювачі.

Особливістю вітрової турбіни є те, що не вся енергія вітру може бути перетворена в механічну енергію, оскільки потік повітря за турбіною має деяку швидкість. Максимальний ККД вітрової турбіни буде у випадку, коли швидкість потоку вітру за турбіною буде складати 65% від первинної швидкості. У найкращих ВЕУ коефіцієнт потужності  $C_p$  досягає 0,4.

Потужність вітроколеса ВЕУ визначається за формулою

$$P = C_p A \frac{\rho V_0^3}{2} \quad (4.1)$$

де  $C_p$  – коефіцієнт потужності, який характеризує ефективність використання вітроколесом енергії вітрового потоку;

$A$  – площа поверхні, яку обмітає вітрове колесо;

$\rho$  – густина повітря;

$V_0$  – середня швидкість руху потоку повітря.

Максимальна проектна потужність ВЕУ розраховується для деякої стандартної швидкості вітру. Зазвичай ця швидкість дорівнює приблизно 12 м/с. В такому випадку з 1 м<sup>2</sup> захоплюваної площі вітровим колесом знімається близько 300 Вт при значенні  $C_p$  від 0,35 до 0,45. У таблиці 1 представлено класифікація та основні характеристики ВЕУ різних класів. У районах з сприятливими вітровими умовами середньорічне виробництво електроенергії становить 25...33% його максимального проектного значення.

Таблиця 1 – Параметри\* ВЕУ різної проектно потужності при  $V_0 = 12$  м/с

Клас ВЕУ	Розрахункова (проектна) потужність, кВт	Діаметр вітроколеса, м	Період обертання Т, с
Малі	10...25	6,4...10	0,3...0,4
Середні	10...100...150	14...20...25	0,6...0,9...1,1
Великі	250...500...1000	32...49...64	1,4...2,1...3,1
Дуже великі	2000...3000...4000	90...110...130	3,9...4,8...5,7

\*Параметри розраховані для коефіцієнта потужності  $C_p = 0,3$ ,  $\rho = 1,2$  кг/м<sup>3</sup>, швидкохідності  $z = 6$ .

Термін служби ВЕУ зазвичай становить 15...20 років, а їх вартість коливається від 1000 до 1500 доларів США за 1 кВт проектної потужності. Одне з основних умов при проектуванні ВЕУ – забезпечення їх захисту від руйнування дуже сильними випадковими поривами вітру. Оскільки один раз в 50 років бувають вітри зі швидкістю, що перевищує в 5...10 разів середню, тому установки необхідно проектувати з великим запасом міцності.

Крім того, швидкість вітру дуже сильно коливається в часі, що може привести до руйнуванням від втоми, а на лопаті мають великий вплив змінні гравітаційні навантаження (близько 107 циклів за 20 років роботи).

## ***4.2 Класифікація ВЕУ***

Найчастіше ВЕУ класифікують за такими ознаками.

1. *По розташуванню осі вітроколеса по відношенню до потоку вітру*, вісь обертання вітроколеса може бути паралельна або перпендикулярна повітряному потоку. У першому випадку установка називається горизонтально-осьовою, у другому - вертикально-осьовою.

2. *За типом сили, що обертає колесо*: установки, які використовують силу опору, як правило, обертаються з лінійною швидкістю, меншою швидкості вітру; установки, що використовують підйомну силу, мають лінійну швидкість кінців лопатей, яка істотно більше швидкості вітру.

3. *За геометричним заповненням вітроколеса*, для основної маси установок воно визначається числом лопатей. ВЕУ з великим геометричним заповненням вітроколеса розвивають значну потужність при відносно слабкому вітру, і максимум потужності досягається при невеликих оборотах колеса. ВЕУ з малим заповненням досягають максимальної потужності при великих оборотах і вимагають більшого часу для виходу на цей режим. Тому перші установки використовуються в якості приводів водяних насосів, і навіть при слабкому вітру зберігають працездатність, другі - в якості приводів електрогенераторів, яким потрібна висока частота обертання.

4. *За метою*, для якої вони використовуються. Установки для безпосереднього виконання механічної роботи часто називають вітряком чи турбіною; установки для виробництва електроенергії, тобто пов'язані турбіна і електрогенератор називаються ветроелектрогенератором.

5. *За частотою обертання вітроколеса*. Установки зі змінною частотою обертання і установки з постійною частотою обертання, які підключені до потужної енергосистеми, у яких частота обертання постійна внаслідок ефекту автосинхронізації, але такі установки менш ефективні.

б. За типом сполучення вітроколеса з електрогенератором. Якщо вітроколесо з'єднано безпосередньо з генератором, то таке з'єднання називається жорстким; а якщо через буфер, роль якого виконує проміжний накопичувач енергії, то таке з'єднання називають частково розв'язаним з'єднанням. Наявність буфера зменшує вплив флуктуацій частоти обертання вітроколеса і дозволяє більш ефективно використовувати енергію вітру і потужність електрогенераторів, тобто нежорстке з'єднання, поряд з інерцією вітроколеса, зменшує вплив флуктуацій швидкості вітру на вихідні параметри електрогенератора.

### 4.3 ВЕУ з горизонтальною віссю обертання

Основною обертовою силою ВЕУ з горизонтальною віссю обертання (рис. 4.1) є підйомна сила.

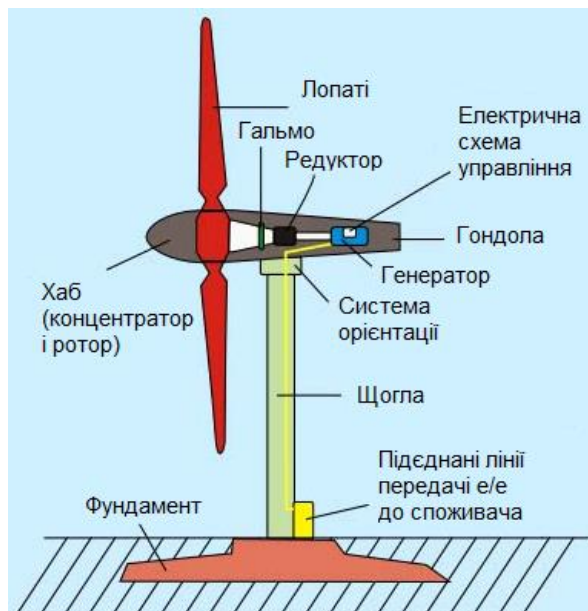


Рисунок 4.1 – ВЕУ з горизонтальною віссю обертання

Щодо вітру вітроколесо (ВК) в робочому положенні може розташовуватися перед опорної вежею або за нею. При передньому розташуванні ВК може мати аеродинамічний стабілізатор, що утримує його в робочому положенні. При задньому розташуванні вежа воно частково затінює ВК і сприяє турбулізації, потоку, що набігає на нього. При роботі колеса в таких умовах виникають зменшення навантаження, підвищений шум і флуктуації вихідних параметрів ВЕУ. Напрямок вітру може змінитися досить швидко, і вітроколесо має чітко відслідковувати ці зміни. Тому у ВЕУ потужністю понад 50 кВт для цієї мети використовуються електричні серводвигуни.

У ВЕУ зазвичай застосовується двох- або трьохлопатеві ВК; останні мають дуже плавний хід. Після вітроколеса встановлюється редуктор, з'єднаний з електрогенератором, які розташовані нагорі опорної вежі, в поворотній головці. Все це зручніше було б розміщувати внизу, біля основи башти, але виникають при цьому труднощі з передачею крутного моменту, які зменшують всі переваги такого розміщення.

ВЕУ з вертикальною віссю обертання внаслідок своєї геометрії при будь-якому напрямку вітру знаходяться в робочому положенні. Крім того, така схема дозволяє лише за рахунок подовження валу встановити редуктор з генератором внизу підніжжя вежі. Основними конструкціями ВЕУ з вертикальною віссю обертання є ротор Савоніуса і ротор Дарьє (рис. 4.2).

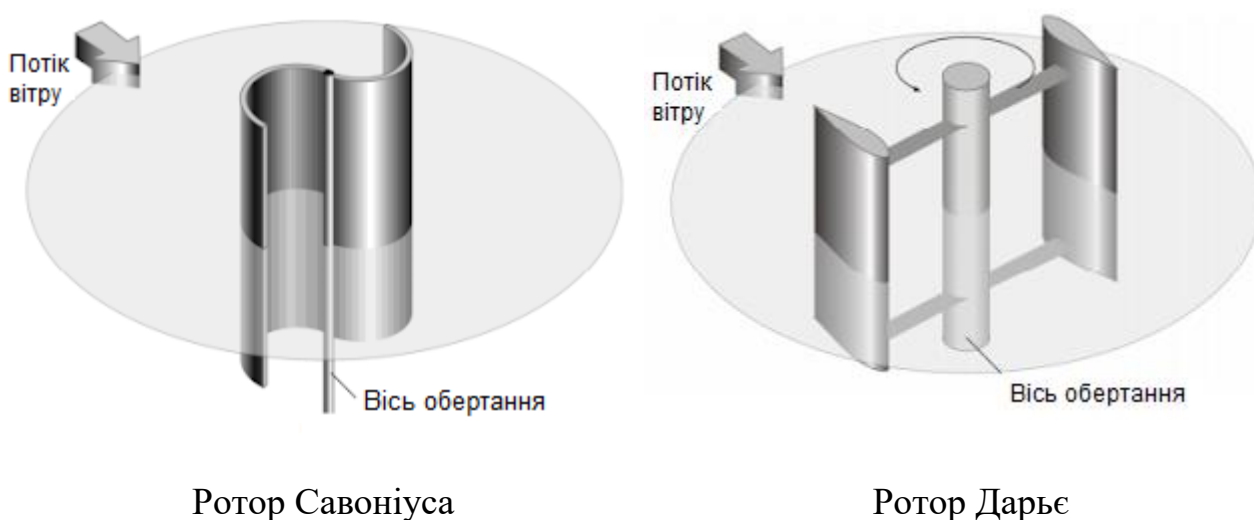


Рисунок 4.2 – Ротор Савоніуса і ротор Дарьє

**Ротор Савоніуса.** Він обертається силою опору. Його лопаті виконані з тонких вигнутих листів прямокутної форми, тобто досить прості і дешеві. Момент, що обертає створюється завдяки різному опору, що чиниться повітряному потоку увігнутою і опуклою сторонами лопатей ротора. Зважаючи на велике геометричне заповнення це ВК має великий крутний момент і часто використовується для приведення в дію водяних насосів.

**Ротор Дарьє.** У цій установці крутний момент створюється підйомною силою, що виникає на двох або трьох тонких вигнутих несучих поверхнях, що мають аеродинамічний профіль. Підйомна сила максимальна в той момент, коли лопать з великою швидкістю перетинає повітряний потік, що набігає. Ротор Дарьє частіше інших використовується в ВЕУ. Самостійно розкручуватися він, як правило, не може, тому для його пуску зазвичай використовується генератор, що працює в режимі двигуна.

Основними недоліками таких установок є:

- 1) набагато більша схильність їх до руйнувань внаслідок втоми від автоколивальних процесів;
- 2) пульсація крутного моменту, що призводить до пульсацій вихідних параметрів генератора.

Тому переважна кількість ВЕУ виконано за схемою горизонтально-осьових установок.

#### 4.4 Теоретичні основи розрахунку вітрового колеса

За відсутності турбулентності об'єм повітря, що проходить в одиницю часу через поперечний переріз вітроколеса площею  $A$  (рис. 4.3), таку має кінетичної енергією:

$$E = \frac{\rho \cdot A}{2} V^3, \quad (4.2)$$

де  $\rho$  – це густина повітря, кг/м<sup>3</sup>;

$A$  – площа, через яку проходить потік повітря, м<sup>2</sup>;

$V$  – швидкість потоку повітря, м/с.

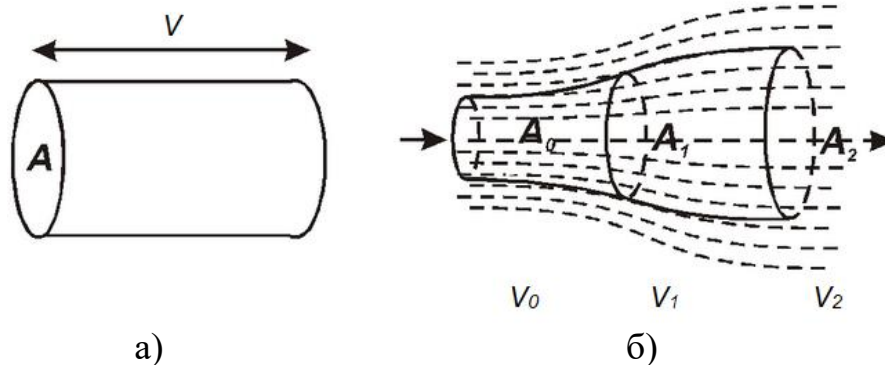


Рисунок 4.3 – До розрахунку потужності вітрового потоку(а) та модель взаємодії потоку вітру з вітроколесом (б)

В теорії ВК приймається, що лінії потоку повітря, які проходять через нього, не мають розриву, а саме колесо замінюється проникним диском, при взаємодії з яким повітряний потік віддає йому частину енергії, в силу чого тиск в потоці і його імпульс зменшуються.

На рис. 4.3,б) величина  $A_1$  – площа, що обмітається ВК,  $A_0$  і  $A_2$  – площі поперечних перерізів потоку повітря, що проходить через ВК відповідно до і за ним, причому перетин  $A_0$  розташований за межами збуреної ВК області, а перетин  $A_2$  – в місці найменшої швидкості потоку.

Вихідна потужність ВК визначається за формулою

$$P = C_p P_0, \quad (4.3)$$

де  $P_0$  – потужність потоку повітря, що набігає на ВК;

$C_p$  – коефіцієнт потужності

$$C_p = 4b(1 - b^2), \quad (4.4)$$

де  $b = V_2/V_0$  - коефіцієнт гальмування потоку.

Максимальне значення коефіцієнт потужності  $C_{p\max} = 0,59$ .

Таким чином, в кращому випадку лише трохи більше половини енергії вітрового потоку, що набігає на ВК, можна використати для перетворення кінетичної енергії потоку в енергію обертання вітроколеса. Це пояснюється тим, що повітряний потік повинен мати певну кінетичну енергію, щоб покинути область ВК.

Для розрахунків навантаження, що діє на ВК горизонтально-осьових ВЕУ використовується рівняння Бернуллі. Це навантаження виникає внаслідок різниці тисків потоку повітря, що виникає безпосередньо до та після ВК, яке вважається проникним диском площею  $A_1$ .

Сила, що діє на ВК, визначається за формулою:

$$F_A = C_F \frac{\rho \cdot A_1}{2} V_0^2, \quad (4.5)$$

де  $C_F$  – коефіцієнт лобового тиску, що залежить від параметрів ВК;

Відповідно з критерієм Бетца при максимальному ККД ВК  $C_F = 8/9$ .

Вітрове навантаження ВК швидко зростає зі збільшенням швидкості вітру і, як правило, ВК не витримують навантажень при швидкістю більше 20 м/с. Для попередження їх руйнування в цьому випадку використовують такі способи:

- а) поворот вітроколеса або його лопатей в неробочий стан;
- б) зменшення потужності, що відбирається від ВЕУ, і відповідно лобового тиску;
- в) застосування лопатей такого профілю, щоб вони сприяли самогальмуванню при такій швидкості вітру;
- г) примусова зупинка ВК.

Використання у ВК нерухомих самогальмуючих лопатей - це найбільш простий і дешевий спосіб, що забезпечує безаварійну роботу ВЕУ, однак при



цьому не завжди вдається досягти високих значень ККД при нормальних вітрових умовах.

Крутний момент ВК визначається за формулою

$$T = C_T T_{max}, \quad (4.6)$$

де  $C_T$  – коефіцієнт крутного моменту.

Максимальний крутний момент визначається за формулою

$$T_{max} = P_0 Z/\omega, \quad (4.7)$$

де  $P_0$  – потужність потоку вітру;

$\omega$  – кутова швидкість обертання ВК;

$Z$  – швидкохідність ВК

$$Z = V_r/V_0 = R \omega / V_0, \quad (4.8)$$

де  $V_r$  – окружна швидкість кінців лопатей;

$V_0$  – швидкість потоку повітря.

Максимальне значення  $C_{Tmax} = 0,59/Z$ .

З графіка на рис. 4.4 видно, що ВК з високим геометричним заповненням розвивають великий крутний момент при відносно низьких лінійних швидкостях, і, навпаки, вітроколеса з невеликим заповненням (наприклад, з двома лопатями) мають невеликий крутний момент, і навіть іноді не можуть самостійно розкрутитися. Зі збільшенням значень  $Z$  момент прямує до нуля. Максимальні значення коефіцієнта  $C_T$  для одних типів ВК реалізуються при високих швидкостях вітру, при яких лобові тиску великі – аж до руйнівних. Необхідно також відзначити, що максимальним значенням крутного моменту і ККД відповідають різні значення  $Z$ .

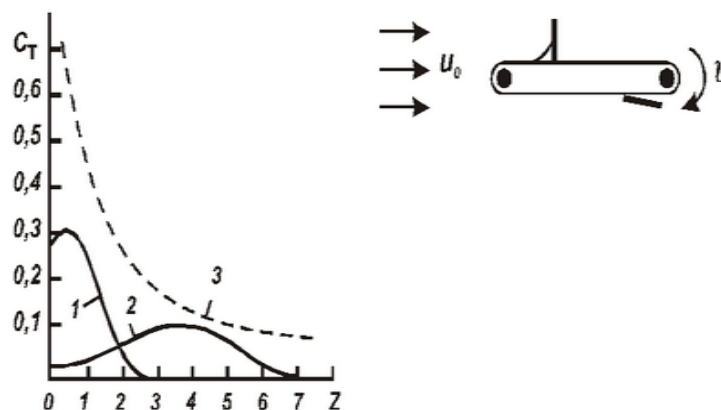


Рисунок 4.4 – Залежність коефіцієнта крутного моменту  $C_T$  від швидкохідності  $Z$  для ВК з високим геометричним заповненням (1),

низьким (2) і критерій Бетца (3)

#### 4.5 Розрахунок ВЕУ

Особливості розрахунку ефективності роботи ВЕУ пов'язані з ймовірним характером зміни швидкості вітрового потоку і відповідно потужності джерела енергії. На рис. 4.5. показана типова енергетична характеристика ВЕУ.

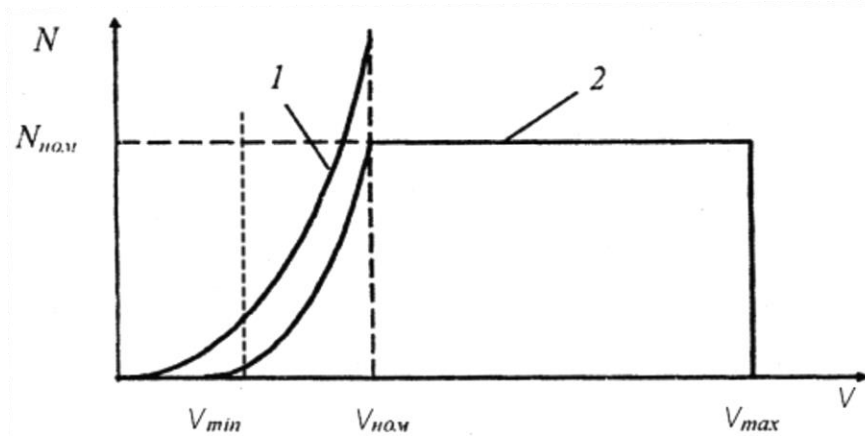


Рисунок 4.5 – Типова енергетична характеристика ВЕУ

Теоретична функція потужності  $N = f(V)$  показана на рис. 4.5 за допомогою кривої 1. В дійсності енергетична характеристика ВЕУ буде визначена за допомогою кривої 2, оскільки при швидкості вітру нижче мінімальної робочої швидкості  $V_{min}$  установка не працює. Як правило,  $V_{min}$  обирають рівною  $0,5V_{ном}$ . Номінальна швидкість  $V_{ном}$ , при якій створюється установлена (розрахункова) потужність, вибирається більшою відносно швидкості  $V_r$  генератора, на яку проектується ВЕУ. З рис. 4.5 видно, що при високих швидкостях вітру збільшення енергії вітру використовується не повністю, внаслідок обмеження генерації електричної енергії генератором. Одним із основних критеріїв ефективності ВЕУ є коефіцієнт  $K$  використання установленної потужності вітродвигуна, який визначається за формулою:

$$K = \frac{(N_{cp} \cdot T)}{(N_y \cdot T)} = N_{cp}/N_y \quad (4.9)$$

де  $N_y$ ,  $N_{cp}$  – установлена (номінальна) та середня потужності вітродвигуна за період часу  $T$ .

Для аналітичного розрахунку режимів роботи ВЕУ необхідно провести або математичну обробку масивів експериментальних даних про швидкість вітру протягом року, або, користуючись певною теоретичною функцією розподілу  $F_V$  для ймовірності швидкості вітру, знайти аналітичний вираз, який би відповідав експериментальними даним.

При проектуванні ВЕУ потрібно враховувати їх особливості:

1. Для забезпечення максимальної ефективності роботи ВК слід змінювати частоту його обертання при зміні швидкості вітру, зберігаючи постійним коефіцієнт швидкохідності, в той же час для максимально ефективної роботи електрогенератора необхідна практично постійна частота обертання.

2. Механічні системи управління частотою обертання ВК досить складні і дорогі. Набагато ефективніше і дешевше керувати частотою його обертання, змінюючи електричне навантаження електрогенератора.

3. Оптимальна частота обертання ВК тим менше, чим більший його радіус, тому тільки дуже малі вітроколеса (радіусом до 2 м) вдається поєднувати з генератором безпосередньо. При великих розмірах вітроколеса використовуються підвищувальні редуктори, які збільшують як вартість ВЕУ, так і обслуговування. Замінником редуктора можуть бути багатополюсні генератори, які працюють при менших частотах обертання.

4. В конструкції ВЕУ, як правило, передбачається можливість відключення генератора від ВК і обертання його від хімічного або механічного акумулятора енергії; тому систему управління генератором не пов'язують з роботою ВК. При відсутності такого зв'язку, навіть при «м'якому» з'єднанні генератора з ВК, необхідні спеціальні пристрої, що демпфірують для того, щоб виключити механічні удари, перевантаження або кидки напруги на виході генератора, особливо при різких поривах вітру або при штормі.

#### ***4.5 Характеристики вітрового потоку***

Вітровий потік характеризується такими величинами:

1. Середня швидкість вітру;
2. Поривчастість вітру;
3. Змінюваність вітру;
4. Тривалість провалів - підйомів швидкості вітру вище або нижче середнього значення.

Середня швидкість вітру визначається як середня арифметична величина, яка отримана із ряду миттєвих швидкостей вітру, виміряних через рівні інтервали за визначений проміжок часу:

$$V_{\text{сер.}} = \frac{\sum_{i=1}^n V_i}{n}, \quad (4.10)$$

де  $V_{\text{сер}}$  – середня швидкість вітру;

$V_i$  – значення миттєвої швидкості вітру;

$n$  – кількість миттєвих замірів.

Поривчастість вітру це величина відхилення миттєвого значення швидкості вітру від середньої величини. Поривчастість вітру характеризує глибину провалів – підйомів швидкості вітру і визначається граничним  $G_{гр}$  середнім  $G_{сер}$  та найбільш ймовірним (середньоквадратичними)  $G_{сер.кв.}$  значеннями:

$$G_{гр} = V_{гр} - V_{сер} \quad (4.11)$$

де  $V_{гр}$  – найбільше або найменше значення миттєвої швидкості вітру впродовж проміжку часу спостереження.

$$G_{сер} = \frac{\sum_{i=1}^n (V_i - V_{сер})}{n} \quad (4.12)$$

$$G_{сер.кв.} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_i - V_{сер})^2}{n}} \quad (4.13)$$

Змінюваність вітру є швидкість зміни вітрового потоку і визначається найбільшим  $\delta_{найб}$  та середнім  $\delta_{сер}$  значенням:

$$\delta_{найб} = \frac{V_{max} - V_{min}}{\Delta t}, \quad (4.14)$$

де  $\Delta t$  – тривалість інтервалу між миттєвими замірами;

$$\delta_{сер} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{(V_{iн} - V_i)}{\Delta t_i}}{n}. \quad (4.15)$$

Тривалість провалів та підйомів швидкості вітру визначаються величинами проміжків ( $\Delta t$ ), на протязі яких швидкість вітру має значення більших чи менших, ніж середня швидкість вітру за проміжок часу спостереження.

Структура вітру суттєво залежить від висоти над землею поверхнею. Наявність перешкод на поверхні землі та тертя нижчих прошарків відносно земної поверхні зменшує швидкість повітряного потоку. Поривчастість повітряного потоку при зменшенні висоти, навпаки, збільшується.

Для проведення вітроенергетичних розрахунків на інтервалах часу (доба, місяць, рік) необхідно знати вітроенергетичний кадастр. Вітроенергетичний кадастр являє собою систему числових характеристик, на основі яких можна судити про виробітку та періодичність роботи вітрового агрегату. До основних характеристик, які входять до вітроенергетичного кадастру відносяться:

1. Середні швидкості вітру за тривалий період часу;
2. Повторюваність середніх швидкостей вітру;
3. Характеристики добових та річних швидкостей вітру;
4. Тривалість вітрових періодів та періодів затишшя.

Дані про середні швидкості вітру за тривалий період часу (місяць, рік) ґрунтується на спостереженнях існуючої мережі метеостанцій. На основі спостережень складаються таблиці середньодобових, середньомісячних та середньорічних швидкостей вітру за багаторічний період.

Повторність швидкостей вітру називається арифметична сума відрізків часу, на протязі яких, в якому-небудь визначеному пунктів в різні часи спостерігалась однакова середня швидкість вітру.

Для більшості регіонів України найбільшу швидкість вітер має вдень, найменшу вночі. На протязі року середньомісячна швидкість вітру для більшості регіонів України, характеризується мінімумом у літні місяці і максимумом взимку. На весні та восени швидкість вітру трохи вище середньорічної швидкості вітру.

#### 4.6 Класи ВЕУ

В залежності від відносної потужності ВЕУ в порівнянні з повною потужністю енергосистеми, до якої вони підключені розрізняють три класи ВЕУ, які приведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Класи ВЕУ

Клас	Потужність	Ступінь автономності ВЕУ	Способи управління
А	$P \gg P_G$	Автономна	1) кроком вітроколеса; 2) навантаженням.
В	$P \approx P_G$	Вітро-дизельна	1) роздільна робота ВЕУ та дизель-генератора; 2) спільна робота ВЕУ та дизель-генератора
С	$P \ll P_G$	Підключені до потужної енергетичної системи	1) параметрами генератора постійного струму; 2) перетворенням постійного струму у змінний; 3) зміною коефіцієнта ковзання

*Примітка.*  $P$  – потужність ВЕУ,  $P_G$  – потужність інших генераторів енергетичної системи.

*Клас А.*

Потужність ВЕУ в енергосистемі є визначальною, тобто  $P \gg P_G$ . В основному до цього класу належать одногенераторні установки, не підключені

до будь-якої енергосистеми. Потужність таких вітроустановок не перевищує 5 кВт і вони призначені для використання у віддалених районах з метою освітлення, живлення маяків, засобів зв'язку і т.п. Потужність таких ВЕУ бути 20...50 кВт, якщо вони використовуються для опалення.

Ефективність роботи ВЕУ і її вартість залежать від правильності вибору системи управління генератором, яка показана на рис. 4.5.

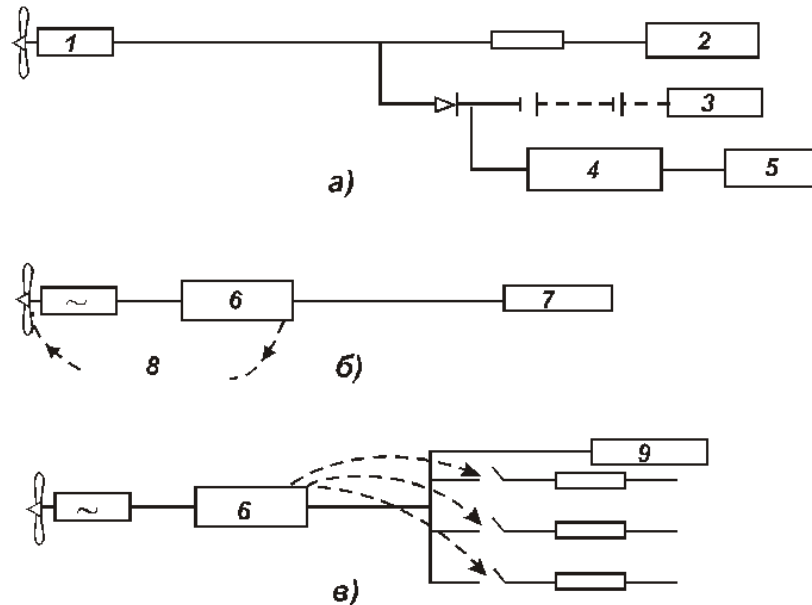


Рисунок – 4.5. Можливі схеми узгодження вітроустановки із споживачами: 1 – генератор (нестабільна напруга та частота); 2 – нагрівальний елемент; 3 – акумуляторна батарея; 4 – перетворювач постійної напруги в змінну; 5 – стабілізована напруга і частота; 6 – регулятор; 7 – стабілізований постійний струм; 8 – зворотній зв'язок; 9 – пріоритетне навантаження.

Навіть при оптимальному управлінні генератором напруга на його виході (і частота – у випадку генератора змінного струму) будуть нестабільними.

Електроенергію з такими параметрами можна безпосередньо застосовувати для обігріву, а також у випрямлячах для подальшого використання (рис. 4.5, а). Відносно невеликі потреби в електроенергії з стабілізованими параметрами (220В / 50 Гц) можна отримати від перетворювачів, які живляться від акумуляторних батарей (АБ). Отримана таким способом енергія обмежується вартістю АБ і перетворювачів.

Для стабілізації електричної енергії, що генерується, існують два способи.

*Перший спосіб.* Механічне управління лопатями вітроколеса з метою збереження кутової швидкості його обертання. При такому управлінні крок лопатей (або кут атаки) вітрового колеса при зміні швидкості вітру змінюється

ся так, щоб частота його обертання лишалася незмінною (рис. 4.5, б). Недоліком методу є значні втрати енергії вітру, складність і невисока надійність.

*Другий спосіб.* Електричне управління, при якому сталість частоти обертання вітроколеса і генератора підтримується зміною електричного навантаження на виході генератора (рис. 4.5, в) При такому способі стабілізації частоти енергія вітру використовується більш ефективно, оскільки лопаті вітроколеса працюють в оптимальному режимі.

Використання сучасного електронного обладнання робить його більш дешевим і надійними, ніж при механічному керуванні.

В автономних ВЕУ застосовуються генератори різних типів. У невеликих установках (до 10 кВт) поширені багатополюсні генератори з постійними магнітами. Генератори постійного струму можуть мати пристрої для згладжування пульсацій струму, а струм можна використовувати для зарядки акумуляторів. Для генерації змінного струму широко використовують синхронні генератори з нестабілізованими і стабілізованими параметрами на виході. Можуть також використовуватись і асинхронні генератори змінного струму.

*Клас В.*

У цьому випадку потужність ВЕУ одного порядку з потужністю інших генераторів системи, тобто  $P \approx P_G$ .

Найчастіше «паралельним» генератором є дизельний електрогенератор. У цьому випадку використання ВЕУ дозволяє економити дизельне паливо. Дизельний генератор вмикається у безвітряну погоду і може працювати паралельно з ВЕУ при слабких вітрах. У вітроустановці цього класу використовуються дві різні схеми розподілу виробленої енергії, зображені на рис. 4.6.

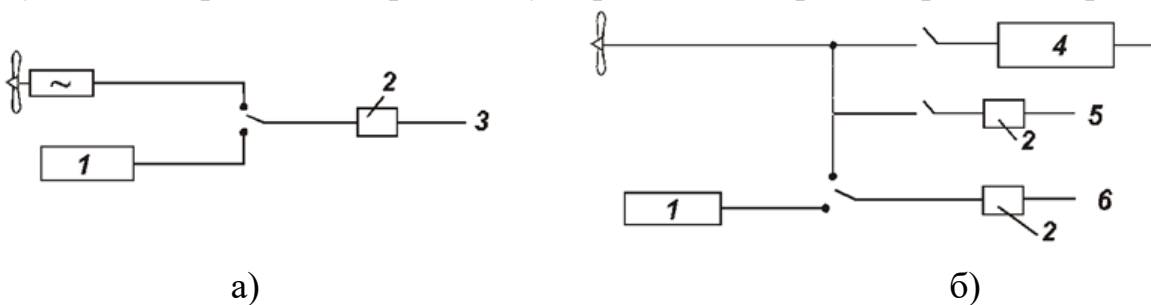


Рисунок 4.6 – Одноканальна (а) і багатоканальна (б) схеми узгодження роботи вітродизельної енергоустановки зі споживачами:

- 1 – дизельний електрогенератор; 2 – лічильник; 3 – однакова вартість електроенергії; 4 – накопичувач електричної енергії; 5 – дешева електроенергія; 6 – дорога електроенергія

1. Одно канална схема. У такій схемі, що має один вихід (зазвичай трифазної напруги), підтримується стабілізована напруга певної величини – в

залежності від потреб споживача (рис. 4.6, а). На практиці в такій схемі при сильному вітру іноді більше 70% енергії ВЕУ гаситься на баластних опорах.

2. Багатоканальна схема. Метою цієї схеми є максимально повне використання вітрового потенціалу. Це досягається зниженням ціни електроенергії для певних споживачів - в залежності від її якості (рис. 4.6, б). При слабкому вітру споживачі дешевої електроенергії, що виробляється ВЕУ, автоматично відключаються, зменшуючи тим самим навантаження на енергосистему. У періоди затишшя електроенергією забезпечуються тільки споживачі від дизельних генераторів, яка значно дорожче від електроенергії від ВЕУ. Перевагою такої схеми розподілу енергії є максимальне використання в будь-який момент часу енергії вітру.

#### Клас С

ВЕУ підключена до енергосистеми, потужність якої значно більша ніж її власна потужність, тобто  $P \ll P_G$ .

Це найбільш поширений випадок роботи ВЕУ будь-якої потужності в районах, де є інші енергосистеми великої потужності (рис. 4.7). При цьому енергія ВЕУ використовується безпосередньо, а її надлишки подаються в енергосистему. При слабкому вітру та в період безвітря споживачі забезпечуються електроенергією від енергосистеми. Найбільш дешевим і, можливо, безпечним типом вітрогенератора в цьому випадку є асинхронний генератор змінного струму, підключений безпосередньо до енергосистеми. При цьому частота струму ВЕУ може перевищувати частоту струму енергосистеми до 10%. При слабкому вітру, щоб виключити роботу ВЕУ в режимі електродвигуна, її відключають від мережі. Необхідність стабілізації частоти обертання вітроколеса при прямому включенні вітрогенератора в мережу знижує його ККД.

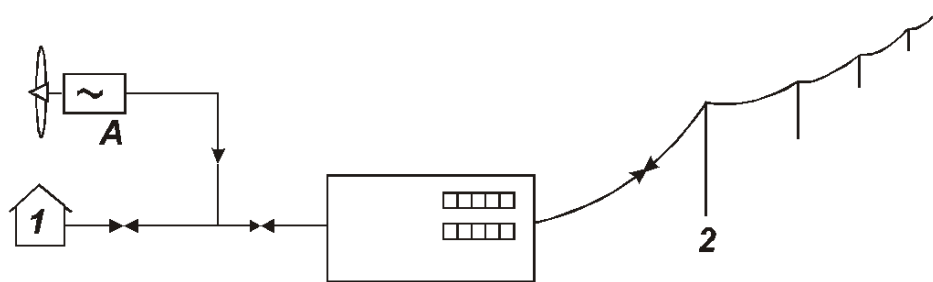


Рисунок 4.7 – Схема приєднання ВЕУ до енергосистеми:  
1 – споживачі електричної енергії; 2 – лінія електропередачі.

Для зміни частоти струму ВЕУ можуть застосовуватись такі заходи:

1. збільшення числа полюсів генератора за рахунок перекомутації його обмоток при падінні частоти обертання вітроколеса;



2. випрямлення змінного струму ВЕУ і потім перетворення його в змінний струм із заданими стабілізованими параметрами;
3. збільшення допустимого відхилення частоти обертання вітроколеса від номінальної частоти за рахунок включення активного навантаження в обмотку асинхронного генератора.

Існує значна кількість схем для перетворення енергії вітру в електричну енергію постійної або змінної напруги. Можливі технологічні схеми ефективного отримання електричної енергії за рахунок енергії вітру показані на рис. 4.8.

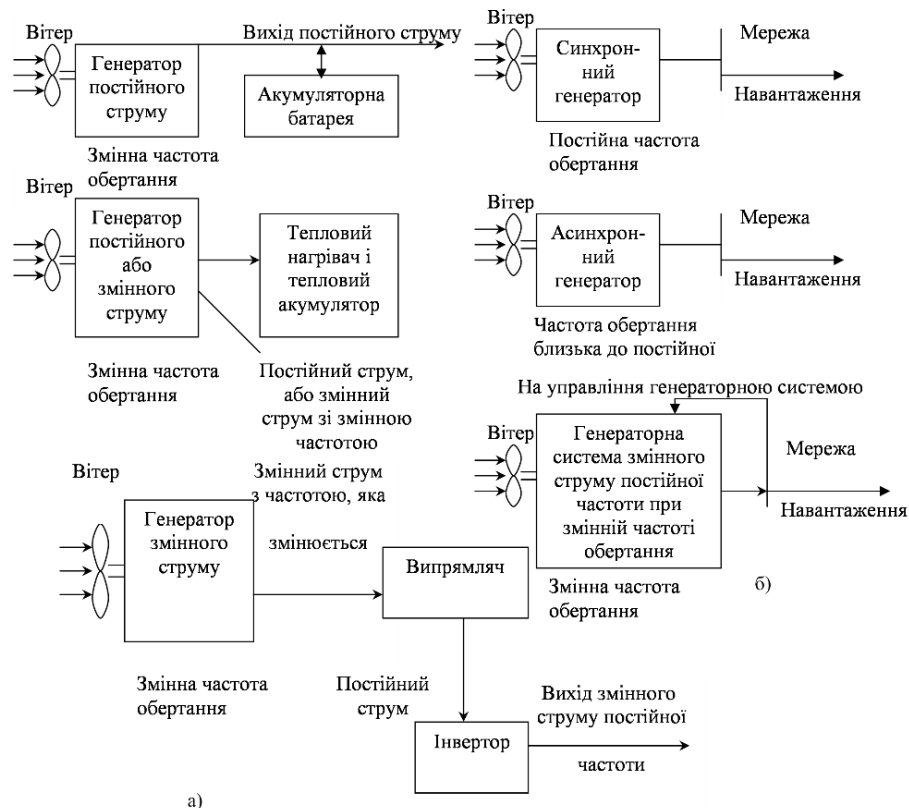


Рисунок 4.8 – Схеми генерування і використання електроенергії при автономній (а) та мережевій (б) роботі ВЕУ

Генерування постійного струму здійснюється практично тільки на малих ВЕУ з потужністю не більше 1÷10 кВт. При цьому не потрібна постійна частота обертання вітродвигуна і застосовують акумуляторні батареї.

У сучасних ВЕУ перетворення енергії вітру здійснюється в основному тільки в схемах з генеруванням змінного струму.

### *Питання для самоконтролю*

1. При якому відсотку первинної швидкості потоку вітру за турбіною ККД вітрової турбіни буде найвищим?

2. Яка залежність потужності вітроколеса ВЕУ від середньої швидкості потоку повітря?
3. На яку швидкість розраховується максимально потужність ВЕУ?
4. Яке значення коефіцієнта потужності вітрового колеса ВЕУ?
5. Який розрахунковий діаметр вітроколеса малої ВЕУ потужністю 25 кВт?
6. Яка вартість 1 кВт встановленої потужності ВЕУ?
7. Як класифікуються ВЕУ по розташуванню осі вітроколеса по відношенню до потоку вітру?
8. Як класифікуються ВЕУ за типом сили, що обертає колесо?
9. Як класифікуються ВЕУ за геометричним заповненням вітроколеса?
10. Яку частоту обертання мають ВЕУ, які підключені до потужної електромережі?
11. Які основні елементи ВЕУ з горизонтальною віссю обертання?
12. Які основні конструкції ВЕС з вертикальною віссю обертання?
13. Внаслідок чого обертається ротор Савоїнуса?
14. Внаслідок чого обертається ротор Дарье?
15. Які основні недоліки ВЕУ з вертикальною віссю обертання?
16. Від чого залежить вихідна потужність ВК ВЕУ?
17. Які параметри входять до формули визначення коефіцієнта потужності?
18. Яке максимальне теоретичне значення коефіцієнта потужності?
19. Від чого залежить сила лобового тиску на ВК ВЕУ?
20. Які заходи передбачаються для попередження руйнування ВК?
21. Від чого залежить крутний момент ВК?
22. Від чого залежить максимальний крутний момент ВК?
23. Від чого залежить швидкохідність ВК?
24. Яке ВК, з високим чи невеликим геометричним заповненням, має більший крутний момент?
25. Які особливості ВЕУ потрібно враховувати при їх проектуванні?
26. Які ВЕУ відносяться до класу А?
27. Які генератори використовуються в автономних ВЕУ?
28. Які ВЕУ відносяться до класу В?
29. Які ВЕУ відносяться до класу С?
30. Які заходи застосовуються для зміни частоти струму ВЕУ?
31. Який вид має типова енергетична характеристика ВЕУ?
32. Чому дійсна енергетична характеристика ВЕУ буде відрізнятися від теоретичної?
33. Якими величинами характеризується вітровий потік?
34. Що таке поривчастість вітру?

35. Які основні характеристики входять до вітроенергетичного кадастру?

36. Які існують схеми генерування і використання електроенергії при автономній роботі ВЕУ?

37. Які існують схеми генерування і використання електроенергії при мережевій роботі ВЕУ?

38. В яких ВЕУ здійснюється генерування постійного струму?

Будівництво ВЕУ (анг. мова) <https://cutt.us/H0Eny>

## Лекція 5

**5.1 Гідроелектростанції**

Гідроелектростанцією називається електрична станція, яка за допомогою гідротурбіни та гідрогенератора перетворює кінетичну енергію води в електричну енергію. Гідротехнічна споруда (гребля) забезпечує необхідний напір води, що надходить на лопаті гідротурбіни, яка приводить в дію генератори, що виробляють електроенергію (рис. 5.1).

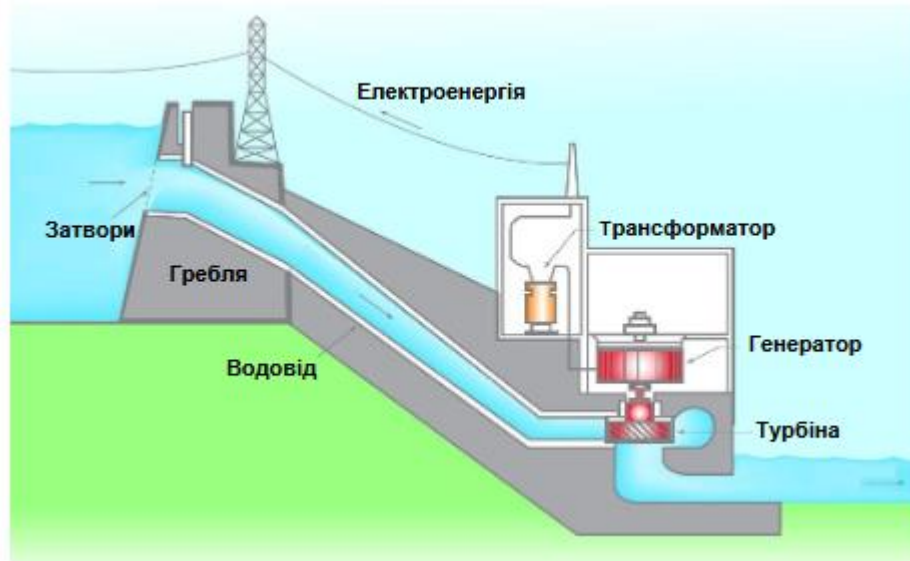


Рисунок 5.1 – Схема ГЕС

Гребля, дериваційний водовід або загата – це загальне визначення конструкції, яка будується поперек річки для забезпечення енергетичних та водогосподарських потреб. Гребля використовується для накопичення річкового стоку або створення напору. Дериваційний водовід є ще одним видом загати. Зазвичай ця споруда будується з меншим ухилом, ніж ухил річки, для того, щоб відводити або направляти весь річковий стік або його частину до водозабірної або іншої гідротехнічної споруди (ГТС). Часто напірні та водопропускні характеристики гідроенергетичного об'єкту можна значно покращити за рахунок будівництва греблі і водосховища для збільшення рівня встановленої потужності гідроелектричної турбіни і генератора. Це досягається шляхом підвищення напору, накопичення річкового стоку, збільшення витрат води, яка подається до турбінно-генераторної установки, а також утримування надлишкового річкового стоку в верхньому б'єфі греблі для майбутнього використання.

Гідроелектричні станції залежно від потужності діляться таким чином:

- потужні – встановленою потужністю від 30 МВт до 250 МВт і вище;

– мала ГЕС (МГЕС) – електрична станція, що виробляє електричну енергію за рахунок використання гідроенергії, встановлена потужність якої від 1 МВт до 10 МВт;

– мініГЕС – електрична станція, що виробляє електричну енергію за рахунок використання гідроенергії, встановлена потужність якої від 200 кВт до 1 МВт;

– мікроГЕС – електрична станція, що виробляє електричну енергію за рахунок використання гідроенергії, встановлена потужність якої не перевищує 200 кВт.

Дані щодо потужних ГЕС України приведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Великі ГЕС України

Потужні ГЕС України					
Річка	Місцезнаходження	Назва	Потужність (МВт)	Статус	За період
<a href="#">Дніпро</a>	Київський гідровузол	<a href="#">Київська ГЕС</a>	408,5	Працює	19
		<a href="#">Київська ГАЕС</a>	235,5/135	Працює	19
	Канівський гідровузол	<a href="#">Канівська ГЕС</a>	444	Працює	19
		<a href="#">Канівська ГАЕС</a>	1 000/1040	На стадії будівництва	20
	Кременчуцький гідровузол	<a href="#">Кременчуцька ГЕС</a>	700,4	Працює	19
	Середньодніпровський гідровузол	<a href="#">Середньодніпровська ГЕС</a>	352	Працює	19
	Дніпровський гідровузол	<a href="#">Дніпровська ГЕС</a>	1569	Працює	19
	Каховський гідровузол	<a href="#">Каховська ГЕС</a>	351	Працює	19
<a href="#">Каховська ГЕС-2</a>		250	На стадії будівництва	20	
<a href="#">Дністер</a>		<a href="#">Дністровська ГЕС</a>	702	Працює	19
		<a href="#">Дністровська ГЕС-2</a>	40,8	Працює	19
		<a href="#">Дністровська ГАЕС</a>	Фактична: 1296/1684 Проектна: 2268/2947	Працює/ Будується	20
<a href="#">Південний Буг</a>		<a href="#">Ташлицька ГАЕС</a>	Фактична: 453/649,5 Проектна: 906/1299	Працює/ Будується	20

		<u>Олександрівська</u> <u>ГЕС</u>	11,5	Працює	19
--	--	--------------------------------------	------	--------	----

## **.2 Визначення потужності водотоку та ГЕС**

Потужність потоку води в річці визначається за формулою

$$N = \rho g Q H, \quad (5.1)$$

де  $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$  – густина води;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$  – прискорення вільного падіння;

$Q$  – витрата води,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$H$  – напір водотоку, м.

При підставлянні у формулу числових значень  $\rho$  і  $g$  потужність потоку буде визначатися за формулою

$$N = 9,81 Q H \text{ (кВт)}. \quad (5.2)$$

Енергія водотоку це потужність виконана за одиницю часу

$$E = N t = 9,81 Q H t. \quad (5.3)$$

Потужність гідроагрегату ГЕС визначається за формулою

$$N_a = 9,81 Q H \eta_m \eta_g. \quad (5.4)$$

де  $\eta_m$  – ККД турбіни;

$\eta_g$  – ККД генератора.

Потужність ГЕС визначається за формулою

$$N_{ГЕС} = z_a N_a. \quad (5.5)$$

де  $z_a$  – кількість гідроагрегатів ГЕС.

### **5.3 Типи ГЕС**

За використанням водних ресурсів і концентрацією напорів ГЕС поділяють на руслові, пригреблеві, дериваційні, гідроакумулюючі та припливні.

*Руслові ГЕС* – це зазвичай низьконапірні станції, де напір води створюється безпосередньо за рахунок побудованої греблі, яка повністю перегороджує річку і піднімає рівень води на потрібну величину. Будівля ГЕС входить

до складу греблі і безпосередньо приймає напір води. Інколи це єдина споруда, що здатна пропускати воду, оскільки в греблі не передбачені інші спеціальні водоспускні отвори чи шлюзи. Такі гідрооб'єкти будують на повноводних рівнинних річках та гірських річках, у місцях, де є вузьке русло з високими берегами.

*Пригреблеві ГЕС* – високонапірні станції, в яких будівля ГЕС розміщена за греблею, в її нижній частині. Вода до турбін станції подається через спеціальні напірні трубопроводи чи тунелі, а не безпосередньо як в руслових. Висота греблі в цьому випадку значно вища, ніж у руслових ГЕС. Обмежувальним чинником висоти греблі і водночас потужності таких ГЕС є площа затоплення і підтоплення навколишніх земель.

*Дериваційні ГЕС* – станції, напір води для яких створюється за рахунок напірної чи безнапірної деривації. Під деривацією у гідротехніці розуміють сукупність гідротехнічних споруд, що відводять воду з річки, водосховища або іншої водойми і підводять її до відповідних гідротехнічних споруд. Розрізняють такі типи дериваційних споруд – безнапірні (канал, тунель, лоток) і напірні (трубопровід, напірний тунель). Напірний тип застосовується в тому разі, якщо є істотні (більше кількох метрів) сезонні або тимчасові коливання рівня води в місці її забору. Воду трубою, каналом чи лотком відводять від русла на певну відстань до споруди ГЕС, яка розміщена нижче за течією. Такі станції доцільно будувати у тих місцях, де великий похил річки. У випадку напірної деривації водовід прокладається під великим похилом, або ж будується гребля, яка створює водосховище – змішана деривація, бо використовує два способи створення необхідної концентрації води.

*Гідроакумулюючі ГЕС* – здатні акумулювати вироблену ними надлишкову електроенергію в системі та генерувати її в періоди інтенсивнішого споживання.

#### **5.4 Основне обладнання малих ГЕС**

Складові елементи об'єктів малої гідроенергетики включають турбіни, генераторні установки, будівлю електростанції, турбінний водовід, водоприймальну/водозабірну споруду, системи контролю та регулювання і відвідний канал.

Загалом МГЕС складаються з таких основних компонентів:

- відвідний канал або трубопровід;
- напірний трубопровід;
- турбіна або водяне колесо - перетворює енергію води в енергію обертання;



- генератор - перетворює енергію обертання в електричну;
- регулятор - управляє генератором;
- електротрансформаторний блок, який підводить електроенергію до споживача.

До складу всіх ГЕС входять турбіни, які перетворюють кінетичну (потенційну) енергію потоку води в механічну енергію обертання ротору турбіни. За принципом дії гідротурбіни розділяються на два основних типи: активні і реактивні, причому кожен тип має турбіни різної конструкції. Застосування різних турбін обумовлено напором води та витратою. Активні (вільно-струменеві) турбіни використовують переважно кінетичну енергію струменя води, яка вільно витікає з сопла. Реактивні (напірно-струменеві) використовують в основному потенційну частину енергії потоку. Кожен тип гідротурбін відповідає певному діапазону напору і витрати води і має свою область ефективного застосування.

За конструкцією розрізняють турбіни ковшового (Пельтон), радіально-осьового (Френсіс), поворотно-лопатевого (Каплан), похило-струменевого (Тюрго) типів, а також пропелерні (Томсон) та дворазові (Банки Основні типи турбін для МГЕС, а також їх застосування наведено в таблиці 5.1).

Турбіни застосовують залежно від напору води, що використовується ГЕС. Так, турбіни ковшового і радіально-осьового типу розроблені і застосовуються для високонапірних ГЕС. Турбіни з поворотно-лопатевою і радіально-осьовими пристроями, застосовують на середньонапірних ГЕС. На низьконапірних станціях малої потужності встановлюють турбіни поворотно-лопатевого типу.

При виборі типу гідротурбін для ГЕС керуються діаграмою, наведеною на рис. 5.2.

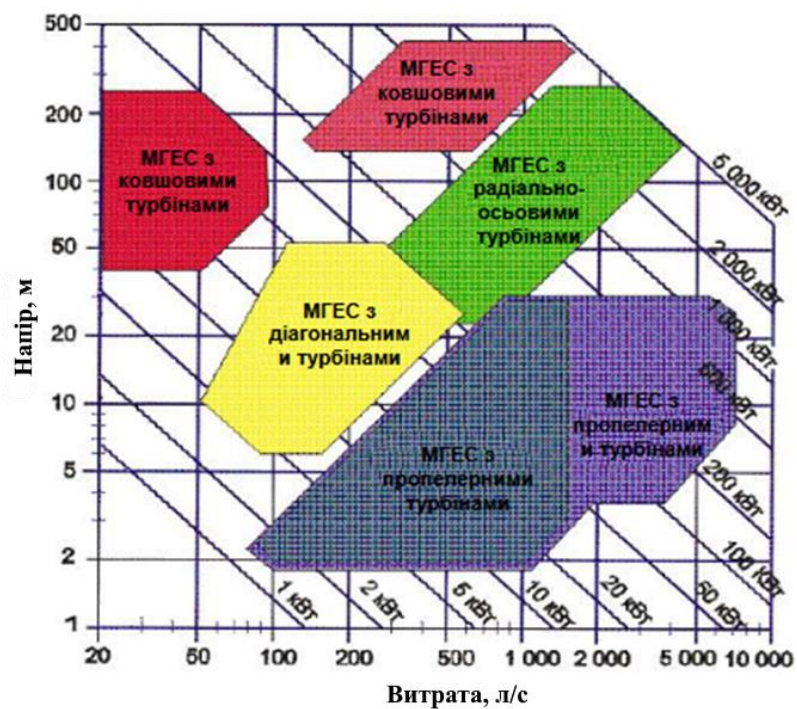
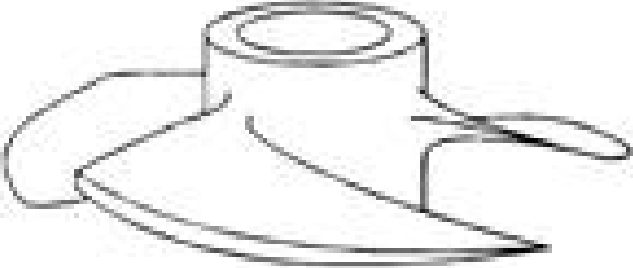
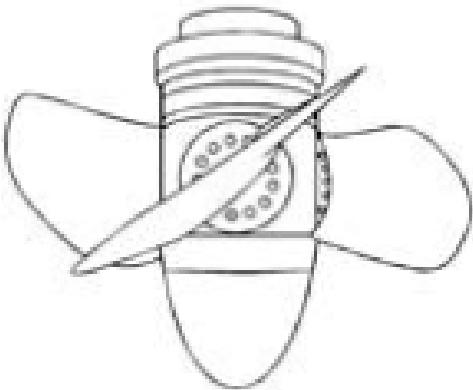
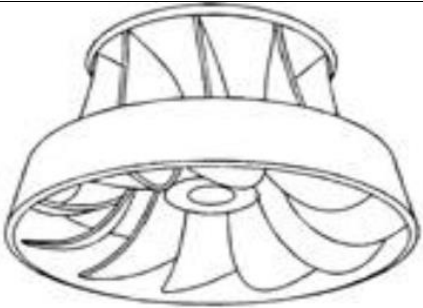
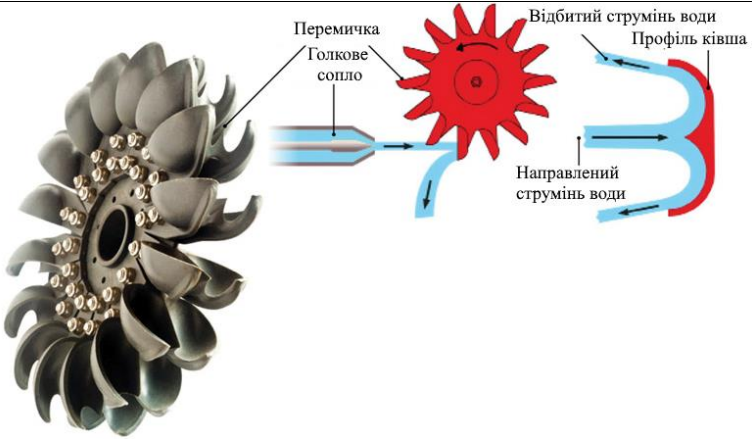



Рисунок 5.2 – Діаграма вибору типу турбіни для ГЕС

Таблиця 5.1 – Типи, зовнішній вид, основні показники та характеристики турбін

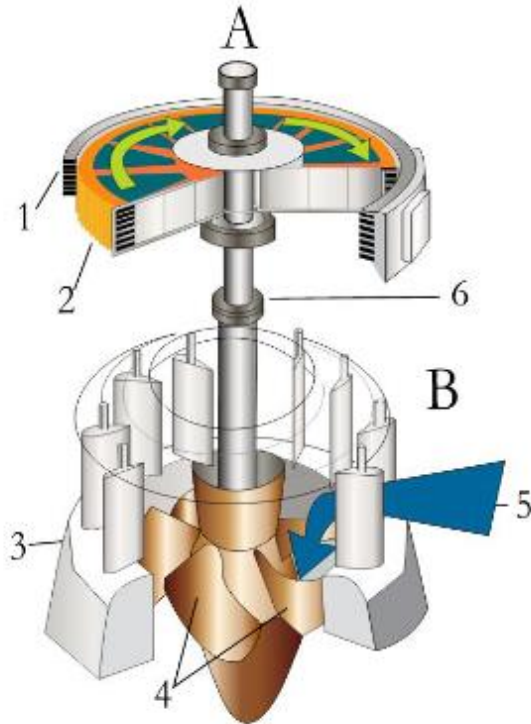
Тип гідротурбіни	Зовнішній вид	Основні показники	Характеристика
Томсон (пропелерна)		<p>Напір: 6 ... 150 м.  Вихідна потужність: 15 кВт ... 4 МВт.  Виконання турбіни горизонтальне</p>	<p>Турбіна має найвищу швидкохідність серед всіх типів турбін. Це дозволяє при малих швидкостях потоку отримувати більш високу швидкість обертання. Високі обороти турбіни в свою чергу дозволяють застосовувати більш швидкохідні, а значить, більш легкі і дешеві електрогенератори або зменшувати витрати на передавальні пристрої (редуктори або ремінні системи передач). Турбіни застосовують при найнижчих напорах, коли швидкості потоку невеликі.</p>

<p>Каплан (поворотно-лопатева)</p>		<p>Напір: 7 ... 40 м Вихідна потужність: 600 кВт - 2 МВт Виконання турбіни вертикальне</p>	<p>Лопаті в турбіні можуть виготовлятися, як фіксованими, так і поворотними. У першому випадку лопаті нерухомо закріплені під обраним кутом, що відповідає робочим тискам і оптимальним навантаженням генератора. Поворотні лопаті виправдано застосовувати у великих турбінах при значних коливаннях напору і роботі генератора в умовах зі змінним навантаженням. За допомогою поворотних лопатей можна підтримувати незмінну частоту обертання робочого колеса і частоту напруги в генераторах.</p>
<p>Френсіс (радіально-осьова)</p>		<p>Напір: 30 ... 200 м Вихідна потужність: 250 кВт - 2.5 МВт. Виготовляються в вертикальному і горизонтальному виконаннях</p>	<p>Вода на робоче колесо радіально-осьової турбіни надходить із зовнішнього боку колеса і рухається по радіусу до центру турбіни. Пройшовши між лопатями складної просторової зігнутої форми, вода віддає енергію ротору, примушуючи його обертатися</p>

<p>Пельтон (ковшова)</p>		<p>Напір: 40 ... 700 м Вихідна потужність: 30 кВт - 4 МВт Виготовляються в вертикальному і горизонтальному виконаннях</p>	<p>Цей тип турбін застосовують при великих напорах. Напірний трубопровід заходить до будівлі гідроелектростанції і закінчується соплом, що направляє струмінь на робоче колесо турбіни. Струмнінь води, що вилітає з сопла, прокочується по увігнутій поверхні ковша і змінює напрямок свого руху на протилежний.</p>
<p>Тюрго (похило-струменева)</p>		<p>Напір: 35 ... 130 м. Вихідна потужність: 30 кВт - 2 МВт. Виготовляються в вертикальному і горизонтальному виконаннях</p>	<p>Це активна турбіна, відома як турбіна Банкі-Мічелла (Banki-Michell), застосовується в більш широкому діапазоні напорів, ніж у турбін Капрана, Френсіса і Пельтона. Вода в турбіну підводиться до робочого колеса голчастим соплом. Робоче колесо має велике число лопатей, що змінюють напрямок руху струменів, що на них натікають, і викидаються з сопла під кутом до осі обертання колеса.</p>

<p>Банки (дворазова)</p>		<p>Напір: 6 ... 15 м. Вихідна потужність: 1 кВт - 15 кВт. Виконання турбіни горизонтальне</p>	<p>Активна турбіна поперечно-струменевої течії. Особливість: подвійне перетворення енергії, яке відбувається під час «попадання» води на лопаті на вході і виході з полого ротора. Використання двох робочих фаз не забезпечує ніякої переваги за винятком того, що це дуже ефективний і простий спосіб відведення води з ротора.</p>
------------------------------	--	---	---

**Електрогенератор** з'єднаний з турбіною, яка приводить його в дію (рис. 5.3). Електроенергія виробляється при обертанні ротору в стаціонарній обмотці. Гідроенергетичні генератори (так само, як і інші види генераторів) підбираються відповідно до розміру і потужності турбін, які приводять їх в дію.



А – електрогенератор, В – гідротурбіна.

1 – статор, 2 – ротор, 3 – направляючий апарат, 4 – лопаті турбіни, 5 – потік води, 6 – ротор турбогенератора.

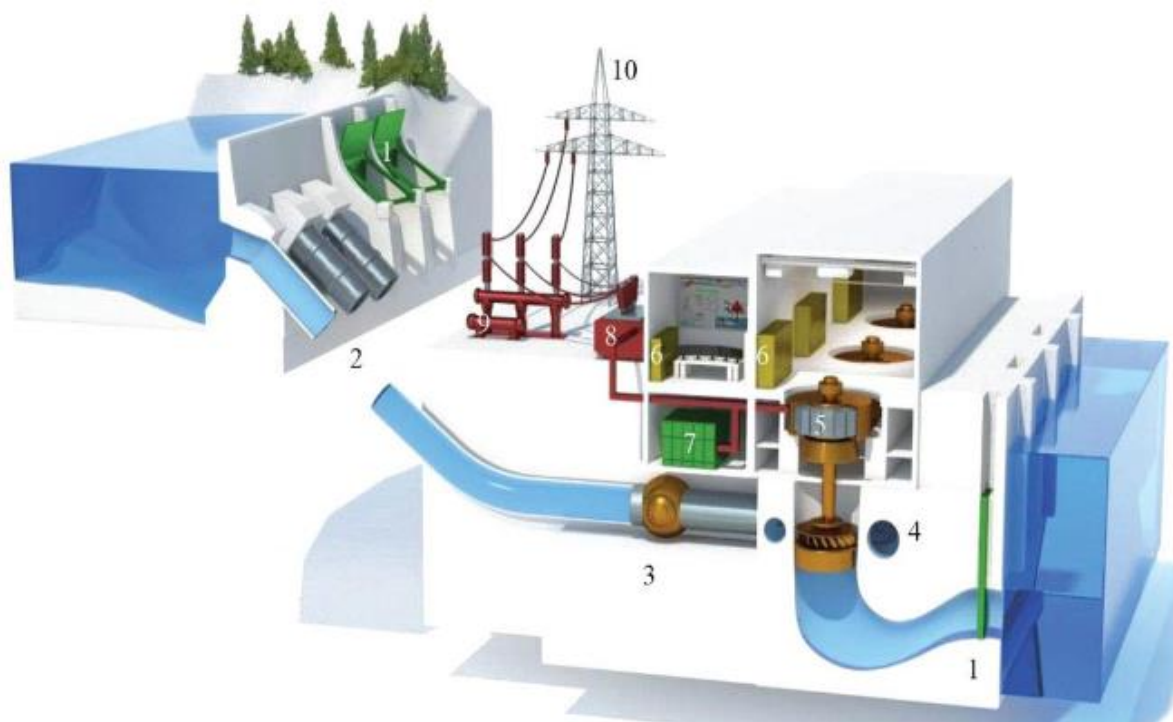
Рисунок 5.3 – Гідротурбогенератор

За розташуванням валу генератори поділяються на вертикальні і горизонтальні. З вертикальним валом переважно виконуються генератори середньої і великої потужності, так як така компоновка в більшості випадків зменшує розміри машинного залу, покращує умови роботи турбіни, монтажу і дозволяє знизити масу гідроагрегату.

### 5.5 Гідротехнічні споруди ГЕС

**Будівля ГЕС** зазвичай є одно або дворівнева залізобетонна споруда, головним призначенням якої є розміщення основного (турбін, генераторів, систем контролю) і допоміжного обладнання. В залежності від місця розташування будівлі електростанції, вона може бути спроектована як водонепроникна споруда (при розташуванні на заплавних ділянках) з метою запобігання шкоди, якої вода може заподіяти генератору та іншому електричному об-

ладнанню, що розміщується всередині будівлі. Звичайно електроенергія від ГЕС спрямовується до енергомережі через підвищувальний трансформатор, який може бути розташований як за межами будівлі, так і всередині її. Інші вузли і елементи, які зазвичай розміщуються всередині будівлі електростанції (рис. 5.4), можуть включати затвори водовипусків і відсічні вентиля, які використовуються тоді, коли необхідно відключити турбіну, або коли обсяги стоку перевищують пропускну потужність турбіни. У разі неможливості розміщення цих елементів всередині будівлі електростанції має бути передбачене окреме приміщення для гідротехнічних затворів. З будівлею ГЕС також пов'язані такі елементи як відсмоктувальна труба і відповідний канал, якими стік з турбіни надходить до приймаючого водного об'єкту. Деякі мікро- і малі ГЕС можуть працювати без будівлі електростанції, оскільки вони пристосовані до роботи в будь-яких погодних умовах.



1 – випускний гідрозатвор, 2 – напірний (турбінний) водовід, 3 – відсічний клапан, 4 – гідротурбіна, 5 – електрогенератор, 6 – прилади регулювання та контролю, 7 – розподільчий пристрій низької напруги, 8 – трансформатор, 9 – розподільчий пристрій високої напруги, 10 – лінія електропередачі.

Рисунок 5.4 – Будівля типової ГЕС

**Водоприймач** направляє воду до турбінних водоводів. Оскільки водоприймачі є частиною конструкції греблі або водозабірної споруди, вони повинні бути оснащені певними елементами, які є обов'язковими. Наприклад, водоприймач має бути оснащений сталеву решіткою, яка захищатиме тур-



бінний водовід від надходження сторонніх предметів - таких як великі гілки. Також у водоприймачі має бути встановлений відсічний клапан, за допомогою якого може бути припинене надходження стоку до турбінного водоводу з метою проведення технічного огляду і обслуговування його, або на випадок аварійного відключення турбінного водоводу.

**Турбінний водовід** є трубою, якою вода надходить зі впуску водозабірної споруди або дамби до будівлі електростанції. У випадку малих ГЕС турбінні водоводи розміщуються на поверхні землі, але також можуть прокладатись у підземному тунелі. У разі потреби турбінні водоводи можуть прокладатись у вигляді надземного трубопроводу і можуть включати наступні елементи: упорні підшипники, компенсаційні стики, опори (роликові або фіксовані), витратоміри, затвори і їхні складові. Необхідно передбачити доступ до турбінного водоводу для його огляду і обслуговування.

**Відсмоктувальна труба** транспортує пропущену через турбіну воду до відвідного каналу і допомагає розсіяти енергію цієї води для того, щоб звести до мінімуму її вплив на приймаючий водний об'єкт. Ця гідравлічна система є настільки важливою, що будь-які недоліки в її конструкції можуть призвести до значного зростання неефективних втрат гідравлічного напору, результатом чого може стати падіння повного напору і загального енергетичного потенціалу. До складу конструкції відвідних каналів зазвичай входять секторні затвори або шандорні загородження для того, щоб відокремити відвідний канал від відсмоктувальної труби для проведення ремонту і обслуговування турбінного обладнання і відсмоктувальної труби.

**Системи регулювання та контролю** використовуються для регулювання роботи турбіни і генератора, а також для управління передачею електроенергії з електростанції на підстанцію. Важливою природоохоронною рисою систем контролю є використання телеметричних даних про стан навколишнього середовища в якості підґрунтя для прийняття рішень щодо режиму роботи ГЕС. Можливі види даних можуть включати, наприклад, дані щодо рівнів витрат річкового стоку в верхньому і нижньому б'єфах, параметри якості води для підтримання прийнятного стану річкової системи в умовах меженого стоку, забезпечення інтересів рибного господарства, контролю якості води (рівнів забруднення), підтримання рівнів води у водосховищі, планування екологічних та інших необхідних попусків.

## 5.6 Малі ГЕС України

Мала гідроенергетика України у зв'язку з незначною питомою вагою (до 0,13 %) у загальному енергобалансі не може суттєво впливати на умови енергозабезпечення країни. Однак експлуатація малих ГЕС дає можливість виробляти близько 189 млн кВт\*год, що еквівалентно економії до 57 тис. т органічного викопного палива. Розподіл за встановленою потужністю об'єктів малої гідроенергетики України, що працюють за «зеленим» тарифом, станом на 01.01.2018 р. приведено на рис. 5.5.

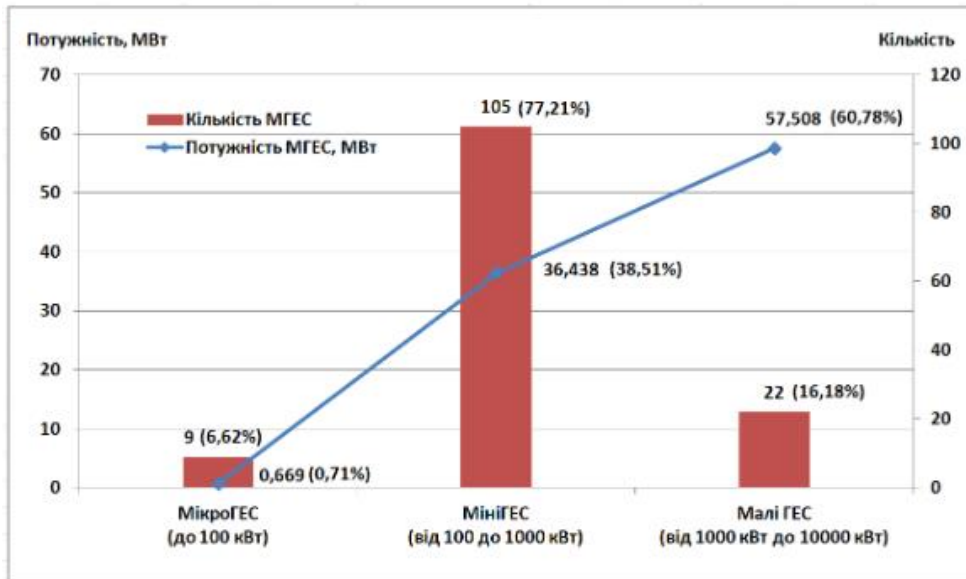


Рисунок 5.5 – Розподіл за встановленою потужністю об'єктів малої гідроенергетики України, що працюють за «зеленим» тарифом, станом на 01.01.2018 р.

Характеристики малих ГЕС Харківської та Сумської областей у якості прикладу приведені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Характеристики малих ГЕС Харківської та Сумської областей

Назва ГЕС, річка, місце розташування	Рік введення ГЕС в експлуатацію	Тип ГЕС	Напір	Встановлена потужність, кВт (проект/факт)	Середнє багаторічне річне виробництво е/е, млн. кВт*год (проект/факт)	Коротка характеристика технічного стану ГЕС
Сумська область						
Низівська, р. Псел, с. Низи, Сумського	1953	руслорова	4,1	480/415	2,0/-	Будівля ГЕС потребує ремонту.

району						Затвори, механізми підйому, решітки для затримування сміття потрібно замінити. Водозливна гребля в аварійному стані
Михайлівська, р. Псел, с. Михайлівка, Лебединського р-ну	1957	рускова	4,0	190/95	0,8/-	Потрібно повністю замінити гідротехнічне, механічне та електротехнічне обладнання. Будівля ГЕС потребує ремонту.
Харківська область						
Червонооскольська, р. Оскол, смт. Червоний Оскол, Ізюмського району	1958	при греблі	11,0	3140/3680	12,5/21,5	Гідравлічна споруда та обладнання в задовільному стані. Працюють обидва агрегати. При модернізації та реконструкції гідроагрегатів встановлена потужність збільшиться на 20-25%. Гребля зруйнована військами рф 2.04.22

Загальний вид малої ГЕС у якості прикладу приведено на рис. 5.6.



Рисунок 5.6 – Мала ГЕС в с. Нижній Бистрий (Закарпаття).

### ***5.7 Особливості МГЕС як об'єктів відновлювальної енергетики***

Мала гідроенергетика порівняно з іншими галузями відновлюваної енергетики характеризується наступними особливостями, зокрема, технічного, економічного, екологічного та соціального характеру кожна з яких має свій вплив на інвестиційну привабливість проектів з впровадження малих ГЕС:

1. Жорстка прив'язаність малих ГЕС до водних об'єктів. Гідроелектростанцію можна спорудити лише безпосередньо на руслі річки (руслова ГЕС) або недалеко від нього (у випадку деривації). Сонячні та вітряні електростанції не є настільки прив'язаними до якогось конкретних об'єктів.

2. Кожна річка України має водоохоронну зону, на території якої відповідний закон забороняє будь-яку господарську діяльність. Звідси випливає, що спорудження малих ГЕС в Україні – поза законом.

3. Річки – улюблене місце відпочинку громадян. Відтак прилеглі до них території дуже часто є рекреаційними зонами, які також захищені відповідним законом від здійснення там будь-якої господарської діяльності.

4. Дуже часто річки протікають територіями національних природних парків, де законодавство також не дозволяє займатися гідроенергетикою.

5. Зазвичай поблизу річок знаходяться населені пункти. З економічних міркувань спорудження малої ГЕС часто потребує підняття рівня води на пе-

вній ділянці річки на один, два або навіть більше метрів. Це може спричинювати підвищення рівня ґрунтових водних горизонтів і, внаслідок цього, призводити до повного чи часткового затоплення підвальних приміщень в прилеглих приватних домогосподарствах, громадських спорудах або будівлях іншого призначення. Це вимагає переселення людей чи надання їм відповідних компенсацій, що може суттєво підвищити капітальні витрати на проект.

6. У верхньому б'єфі малої ГЕС з економічних міркувань підтримують якомога вищий рівень води. Якщо до цього б'єфу прилягає забудована і заселена місцевість, підвищуються ризики її затоплення під час весняних водопіль і літніх паводків з причини зменшення тієї частини площі поперечного перерізу русла річки, що не заповнена водою. Аналогічно зростають ризики затоплення територій іншого господарського призначення – присадибних ділянок, сільгоспугідь, пасовищ, сіножатей та ін.

7. Можливі екологічні загрози. В гірській місцевості під час спорудження малих ГЕС дуже часто з економічних міркувань застосовують трубку деривацію. Це загрожує частковим або повним спустошенням великої ділянки (до декількох кілометрів) основного русла річки, і, відповідно, важкими екологічними і соціальними наслідками: зникненням звичної для тієї чи іншої місцевості річкової флори і фауни, зменшенням туристичної привабливості місцевості, зникненням звичних місць водопою та купання свійських тварин і птиці тощо.

8. Яскраво виражена індивідуальність проектів. Не існує поняття «типовий проект малої ГЕС». Проекти малих ГЕС – незалежно від дати їх розроблення – суттєво відрізняються один від одного. Вони характеризуються яскраво вираженими індивідуальними особливостями. На проекти у сфері малої гідроенергетики впливають геологія, гідрологія й геодезія місцевості, величина напору води на гідроспорудах ГЕС, наявність та особливості розташування населених пунктів, сільгоспугідь та багато інших чинників. З іншого боку, проекти у сфері сонячної і вітряної енергетики є дуже подібними між собою. Їх відмінність викликана в основному лише впровадженням нових технологій, якщо такі появляються на ринку.

9. Історичні корені. Використання енергії води для вироблення електрики та виконання роботи (переважно у технологічних процесах перероблення зерна) має в Україні давні історичні традиції. Було б дуже нерозумно цього не враховувати. Цілком логічно, що малу ГЕС доцільно споруджувати або відновлювати, насамперед, там, де вже колись діяла така ГЕС або водяний млин. З одного боку, це спрощує завдання пошуку місця спорудження гідроелектростанції. З іншої сторони, вимагає здійснення історичних пошуків і

формування на їхній основі детальної карти потенційних місць, де можуть розташовуватися майбутні діючі малі ГЕС.

10. Величина потужності. На сьогоднішній день в Україні ще можна знайти місця, де без особливо великих витрат можна спорудити малі ГЕС одиничною потужністю до 1000 кВт. Станом на 2013 рік економічно вигідно споруджувати низьконапірні ГЕС одиничною потужністю не нижче 60 кВт. Переважно зводять ГЕС у діапазоні потужностей від 60 до 200 кВт, рідше – від 60 до 500 кВт. З фінансових міркувань хотілося б вище 500 кВт, але майданчики під настільки потужні ГЕС знайти на сьогоднішній день досить важко. Реально існує велика кількість місць для розташування мікро-ГЕС потужністю до 60 кВт. Якщо встановлена потужність низьконапірної мікро-ГЕС знаходиться в діапазоні від 10 до 60 кВт і термін її окупності більше шести років, то братися за неї на даному етапі економічно недоцільно. Причини цього наступні: а) відносно низький щорічний дохід від продажу виробленої електроенергії; б) відносно високі капіталовкладення; в) відносно високі експлуатаційні витрати; г) наявність ще досить великої кількості майданчиків під спорудження рентабельніших мікро-ГЕС більшої потужності (понад 60 кВт).

11. Коефіцієнт використання встановленої потужності  $K_{п}$  малих ГЕС значно перевищує аналогічний показник ВЕС і СЕС. Для правильно спроектованої малої ГЕС, яка працює паралельно з ОЕС України і в режимі водоток, він становить не менше 50 – 60 %. На сьогодні  $K_{п}$  діючих малих ГЕС України дорівнює приблизно 30 %. Це пояснюється тим, що вони були спроектовані переважно в середині ХХ століття і працювали в автономному режимі за нерівномірним графіком навантаження. Зазначений режим вимагав акумулювання води у верхньому б'єфі під час провалів у навантаженні (наприклад, у нічні години доби, коли електроенергія практично не вироблялася з причини малого попиту на неї) і роботи ГЕС на максимальну потужність в години пікового навантаження. В результаті цього коефіцієнт використання встановленої потужності ГЕС був невисокий, але це виправдовувалося тодішніми умовами експлуатації малих гідроелектростанцій – автономним режимом роботи на змінне навантаження з періодичним акумулюванням води у верхньому водосховищі (за наявності такого), якщо надходження води у це водосховище перевищувало поточну витрату води турбіною (турбінами), величина якої (витрати) зумовлена існуючим у той чи інший момент часу електричним навантаженням ГЕС.

12. Коефіцієнт завантаження за часом  $Kt$  малих ГЕС значно перевищує аналогічний показник ВЕС і СЕС. Мала ГЕС, яка оснащена щонайменше двома гідроагрегатами, може виробляти електроенергію практично без перерв (8760 годин на рік), тобто для неї  $Kt = 100\%$ . Це пов'язано з тим, що більшість річок в Україні не пересихають у посушливі періоди року, хоча й мають місце значні сезонні коливання витрати води у них. ВЕС простоює, якщо вітер відсутній або його швидкість є нижчою від деякого мінімального значення ( $\sim 4$  м/с), а СЕС не може генерувати електроенергію вночі. Якщо мала ГЕС оснащена лише одним гідроагрегатом, який зазвичай потребує періодичного ремонту та обслуговування, то її  $Kt = 90\text{--}100\%$ . За умови наявності підключеного електричного навантаження присутність двох або більше гідроагрегатів на малій ГЕС гарантує безперервність її роботи.

13. Питомі капіталовкладення. Питомі капіталовкладення в малу гідравлічну енергетику переважно нижчі, ніж в сонячну та вітряну.

14. Період окупності капіталовкладень. Період окупності капіталовкладень в малу гідроенергетику на сьогодні здебільшого нижчий у порівнянні з аналогічним показником для інших відомих галузей відновлюваної енергетики.

Капітальні витрати на спорудження низьконапірної малої ГЕС потужності 100–1000 кВт становлять в середньому 500–2500 тис. \$ США. Якщо порівнювати промислові ВЕС і СЕС, то тут потужності, капітальні витрати і доходи значно – на порядки – вищі. На сьогодні в Україні можна вкласти суму коштів, еквівалентну 500 тис. \$ США, в спорудження малої ГЕС потужності 100 кВт. Пропонуються альтернативи: промислова СЕС потужності 100 МВт або ВЕС потужності 40 МВт. Вітряна енергетична установка (ВЕУ) потужністю 2000 кВт на сьогодні коштує приблизно 2 млн. \$ США, вітряний парк із 20 таких ВЕУ – відповідно 40 млн. \$ США. Звичайно, великий інвестор візьметься або за ВЕС, або за СЕС, або за обидві станції одночасно. Тут все простіше, зрозуміліше і немає великої кількості нюансів (див. пункти 1–12 із наведеного вище переліку щодо особливостей малих ГЕС). І, найголовніше, залучаються великі кошти, які після настання періоду окупності зазначених енергетичних об'єктів, який становить приблизно 7–8 років, на протязі наступних 5–10 років будуть багатократно помножені. Перевагою великих коштів є також те, що чим вони більші, тим менші відсотки, під які їх надають для інвестування в яку-небудь галузь позичальники. Великий інвестор займатися малими ГЕС не хоче, тому що йому це нецікаво, навіть якщо це прибутковий бізнес (насамперед тому, що мала ГЕС – відносно малі витрати і, найголовніше, відносно малі прибутки). Мале підприємство займатися

промисловими

ВЕС і СЕС не може, тому що йому жоден банк, інвестор чи інший позичальник під подібні проекти коштів не надасть – з тієї простої причини, що кредит, зазвичай, надають під заставу якого-небудь майна, яке має відповідну вартість і яким таке підприємство в переважній більшості випадків не володіє.

### *5.8 Гідроакumuлюючі електростанції*

ГАЕС – гідроелектрична станція, що використовується для вирівнювання добового графіка навантаження енергосистеми.

Принцип дії ГАЕС полягає в перетворенні електричної енергії, що отримується від інших електростанцій, в потенційну енергію води, при зворотному перетворенні накопичена енергія віддається в енергосистему головним чином для покриття піків навантаження.

Гідротехнічні споруди ГАЕС складаються з двох басейнів, розташованих на різних рівнях, і сполучних водоводами. Гідроагрегати, встановлені в будівлі ГАЕС в нижній частині водоводу, можуть бути тримашинними, такими, що складаються із сполучених на одному валу оборотної електричної машини (двигун-генератор), гідротурбіни і насоса, або двомашинними – оборотна електромашини і оборотна гідромашини, яка залежно від напрямку обертання може працювати як насос або як турбіна.

Принцип дії ГАЕС полягає в тому, що електроенергія, яка виробляється недовантаженими електростанціями енергосистеми (в основному вночі), використовується ГАЕС для перекачування насосами води з нижнього водоймища у верхнє. У періоди піків навантаження вода з верхнього басейну по трубопроводу підводиться до гідроагрегатів ГАЕС, включеним на роботу в турбінному режимі, вироблена при цьому електроенергія віддається в мережу енергосистеми, а вода накопичується в нижньому водоймищі. Кількість акумульованої електроенергії визначається ємкістю басейнів і робочим напором ГАЕС. Одне з переваг ГАЕС полягає в тому, що вони не схильні до дії сезонних коливань стоку. Час пуску і зміни режимів роботи ГАЕС вимірюється декількома хвилинами, що зумовлює їх високу експлуатаційну маневреність. Регульовальний діапазон ГАЕС, з самого принципу її роботи, близький двократній встановленій потужності, що є одним з основних її переваг.

Здатність ГАЕС покривати піки навантаження і підвищувати споживання електроенергії вночі, робить їх дієвим засобом для вирівнювання режиму роботи енергосистеми. Загальний коефіцієнт корисної дії ГАЕС в оптимальних розрахункових умовах роботи наближається до 0,75. У реальних



умовах середнє значення ККД з урахуванням втрат в електричній мережі не перевищує 0,66.

**Дністровська ГАЕС** (рис. 5.7). Потужність гідроагрегатів 7×324 – генераторний режим, 7×421 – насосний режим МВт. Середньорічне вироблення електричної енергії – 865 млн. кВт·год, при максимальному напорі 54,5 м. Основними функціями Дністровської ГАЕС є регулювання частоти і графіка навантажень в енергосистемі України, формування аварійного резерву <https://cutt.us/a5iGY>.



Рисунок 5.7 – Дністровська ГАЕС

### **5.9 Мікро ГЕС серії GE-400**

Гідротурбіна PowerSpout GE 400 (<https://cutt.us/qmI62>). Діапазон потужностей від 100 до 1200 Вт при 350 В постійного струму, вага до 25 кг.

Гідротурбіна PowerSpout GE 400 (рис. 5.8) підходить для установки в місцях та в місцевостях з розвиненою інфраструктурою, де гідротурбіну можна підключити до енергомережі, та в місцевостях де інфраструктура тільки розвивається, де гідротурбіна можна підключити до автономної міні-системі з допомогою інвертора.



Рисунок 5.8 – Гідротурбіна PowerSpout GE 400

Турбіна GE 400 призначена для використання з інвертором, під'єднаним в енергомережу з регулятором MPPT. Інвертор повинен відповідати потужності для роботи на вхідній напрузі до 400 В постійного струму.

Характеристики гідрогенератора PowerSpout

Діапазон потужностей 1,0 — 1,2 кВт при 12/24/48/120/350-400В постійного струму. На замовлення можна збільшити до 1,6 кВт, до 16 кВт при установці 10 турбін.

Діапазон перепаду висот 3,0 - 100,0 м.

Витрата води через турбіну 0,25 – 8,0 л/с.

ККД – до 60%.

Матеріали генератора PowerSpout.

Корпус – поліетилен (LDPE).

Ротор Пелтона – нейлон (GF-30).

Ковші Пелтона – нейлон (GF-30).

Привідний вал – нержавіюча сталь.

Колесо Пелтона PowerSpout:

Кількість ковшів – 20;

Ширина ковша Пелтона – 70 мм;

Довжина ковша – 62 мм;

Максимальний діаметр сопла – 25 мм;

Робочий діаметр – 230-240 мм.

### Рекомендовані джерела інформації

1. В. Вовчак, О. Тесленко, О. Самченко. Мала гідроенергетика України. Том 1. Аналітичний огляд. Київ – 2018. - 181 с. URL: <https://cutt.us/8ILIf>.

2. В. Вовчак, О. Тесленко, О. Самченко. Мала гідроенергетика України. Том 2. Аналітичний огляд. Київ – 2018. - 145 с. URL: <https://cutt.us/rXkAD>.
3. Філіпович Ю.Ю. Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики. Практикум: Навчальний посібник. – Рівне: НУВГП, 2013. – 196 с.: іл. URL: <https://cutt.us/GQ2fh>.
4. Т. Тимочко. Еколого-економічні аспекти у питанні будівництва малих ГЕС у Карпатах. URL: <https://cutt.us/voEGf>.
5. PowerSprout Installation Manual. URL: <https://cutt.us/eal1a>.
6. МікроГЕС 1 кВт. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=345s95LfcPg>.
7. ГЕС 4 кВт 80 м. URL: <https://cutt.us/IiiQa>.
8. МікроГЕС 650 Вт. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=IPnGyulllj8>.
9. МікроГЕС 3,5 кВт. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=bYNKAIEuUC8>.
10. Мини ГЭС со шнековыми турбинами. URL: <https://cutt.us/ndIYL>.

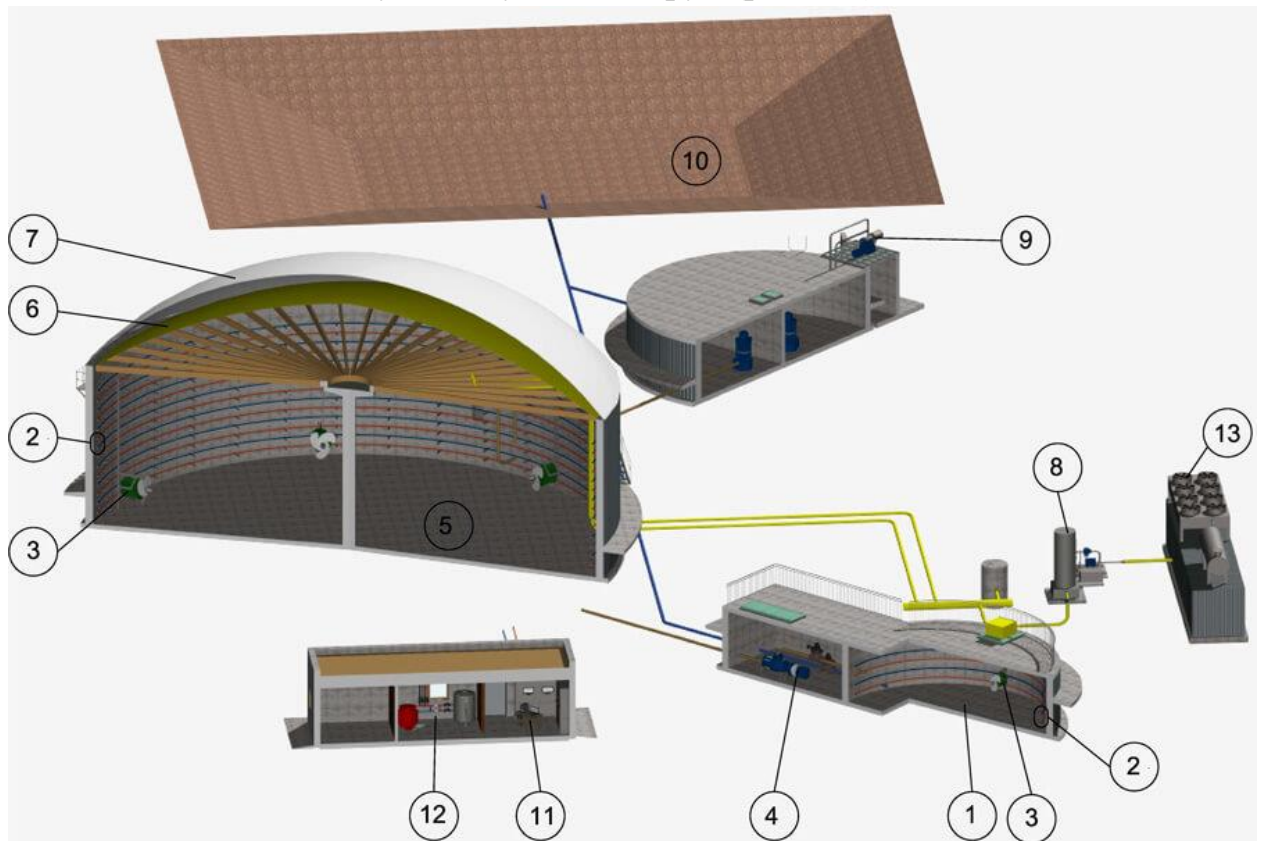
### Питання для самоконтролю

1. Що таке гідроелектростанція?
2. Які шляхи покращення показників ГЕС?
3. Як поділяються ГЕС в залежності від потужності?
4. Які великі ГЕС та ГАЕС побудовані та будуються в Україні?
5. Як визначається потужність водотоку?
6. Як визначається потужність гідроагрегату ГЕС?
7. Як поділяються ГЕС за використанням водних ресурсів і концентрацією напору?
8. Що таке руслова ГЕС?
9. Що таке пригреблева ГЕС?
10. Що таке дериваційна ГЕС?
11. Які основні компоненти малих ГЕС?
12. Як поділяються гідротурбіни в залежності від конструкції?
13. Які параметри впливають на вибір типу гідротурбіни?
14. Які основні показники гідротурбіни Томсона?
15. Які основні показники гідротурбіни Каплани?
16. Які основні показники гідротурбіни Френсіса?
17. Які основні показники гідротурбіни Пельтона?
18. Які основні показники гідротурбіни Тюрго?
19. Які основні показники гідротурбіни Банки?
20. Які елементи гідротурбогенератора?
21. Який склад гідротехнічних споруд ГЕС?
22. Який склад будівлі типової ГЕС?
23. Яке призначення водоприймача ГЕС?
24. Яке призначення турбінного водоводу ГЕС?
25. Яке призначення відсмоктувальної труби гідротурбіни?
26. Як поділяються за встановленою потужністю об'єкти малої гідроенергетики в Україні?
27. Які характеристики малих ГЕС Сумської та Харківської областей?
28. Які особливості МГЕС як об'єктів відновлювальної енергетики?
29. Яке призначення ГАЕС?
30. Який принцип роботи ГАЕС?
31. Які характеристики гідротурбіни PowerSpout GE 400?

## Лекція 6

**Біогазові установки****6.1 Склад біогазової установки**

Біогазова установка (БГУ) – це комплекс споруд і технологічного обладнання, які інтегровані в єдину автоматичну систему керованого метанового бродіння. Технологія отримання біогазу, склад будівельних споруд і устаткування БГУ відрізняється в залежності від сировини і специфіки проекту. Існують двостадійні та одностадійні біогазові комплекси. Одностадійна технологія використовується для більшості субстратів і таку технологію можна вважати базовою. Двостадійна технологія використовується для субстратів, які швидко розщеплюються, через що мають схильність до окислення. Технологія отримання біогазу в дві стадії відрізняється від одностадійної наявністю додаткового реактора гідролізу. У базовій комплектації біогазові установки складаються з наступних вузлів і споруд (рис. 6.1).



1 – приймальний резервуар, 2 – система обігрівання, 3 – механічні мішалки, 4 – система подачі біомаси, 5 – ферментатор, 6 – газгольдер, 7 – купол, 8 – система газовідведення та газоподачі з системою відведення конденсату та сіркоочищення, 9 – сепаратор, 10 – резервуар для зберігання рідких добрив, 11 – система автоматики, візуалізації процесів і управління, 12 – теплопункт, 13 – когенератор.

Рисунок 6.1 – Склад БГУ

Принцип роботи БГУ передбачає максимальну автоматизацію та зведення до мінімуму витрат людської праці. Відходи надходять в приймальний резервуар (1). У ньому відбувається їх попереднє накопичення, підігрів (2) і ретельне перемішування (3). Подача сировини в ферментатор (5) відбувається 4-6 разів на добу за допомогою спеціального насоса для рідких і драглистих субстратів. Ферментатор (5) є газонепроникним, герметичним резервуаром. Для підтримки стабільної температури всередині ферментатор обладнується системою обігрівання днища і стін (2). У холодних кліматичних умовах, щоб уникнути втрати тепла, ферментатор теплоізолюється зовні. Субстрат постійно перемішується за допомогою низькошвидкісних механічних мішалок (3), що гарантує повне і необхідне перемішування. В залежності від фізико-механічних властивостей субстрату, використовують різні види систем перемішування: механічні, гідравлічні або пневматичні.

Вивантаження перебродженого субстрату відбувається автоматично з такою ж періодичністю, як і завантаження. Управління роботою всієї БГУ проводиться за командами системи автоматики (11). Біогаз збирається в газгольдері (6). Газгольдер (6) використовується в якості газонепроникного покриття ферментатора і виконує функцію акумулювання газу. Зовнішній купол (7) має високу стійкість до ультрафіолету, стійкий до підпалювання і є надзвичайно розтяжним. Схема БГУ передбачає високу еластичність цього елемента і надійну фіксацію конструкції. Відведення біогазу відбувається по трубопроводу (8), який оснащений пристроями автоматичного відведення конденсату і запобіжними пристроями, які захищають газгольдер (6) від перевищення допустимого тиску. З газгольдера (6) йде безперервна подача біогазу на когенераційну установку або систему очищення біогазу. Перероблений субстрат після установки подається на сепаратор (9). Система механічного поділу працює 4-6 разів на добу і розділяє залишки бродіння після ферментатора на тверді та рідкі біодобрива. Все обладнання контролюється системою автоматики (11). Технологія отримання біогазу передбачає два режими з організації та контролю роботи систем на ділянках біогазової станції:

1. Програмно-тимчасове управління технологічними фазами здійснюється по тимчасових інтервалах і синхронізується між системами.

2. За показаннями контрольно-вимірювальних приладів. За цим принципом організовані системи автоматичного контролю граничних або аварійних значень технологічних операцій.

Сигнали для синхронної роботи всієї установки надходять на центральний програмно-логічний контролер. Контролер проводить опитування всього технологічного ланцюга комплексу і виводить інформацію на екран

монітора. На екрані відображені всі споруди та вузли, оснащені приводами і датчиками параметрів. Всі робочі параметри БГУ відображаються на моніторі центральної диспетчерської. Диспетчерська обладнана центральним пультом управління, що дозволяє переводити роботу всіх ділянок БГУ в ручний або автоматичний режим для місцевого або дистанційного керування.

Технологічна схема БГУ приведена на рисунку 6.2.

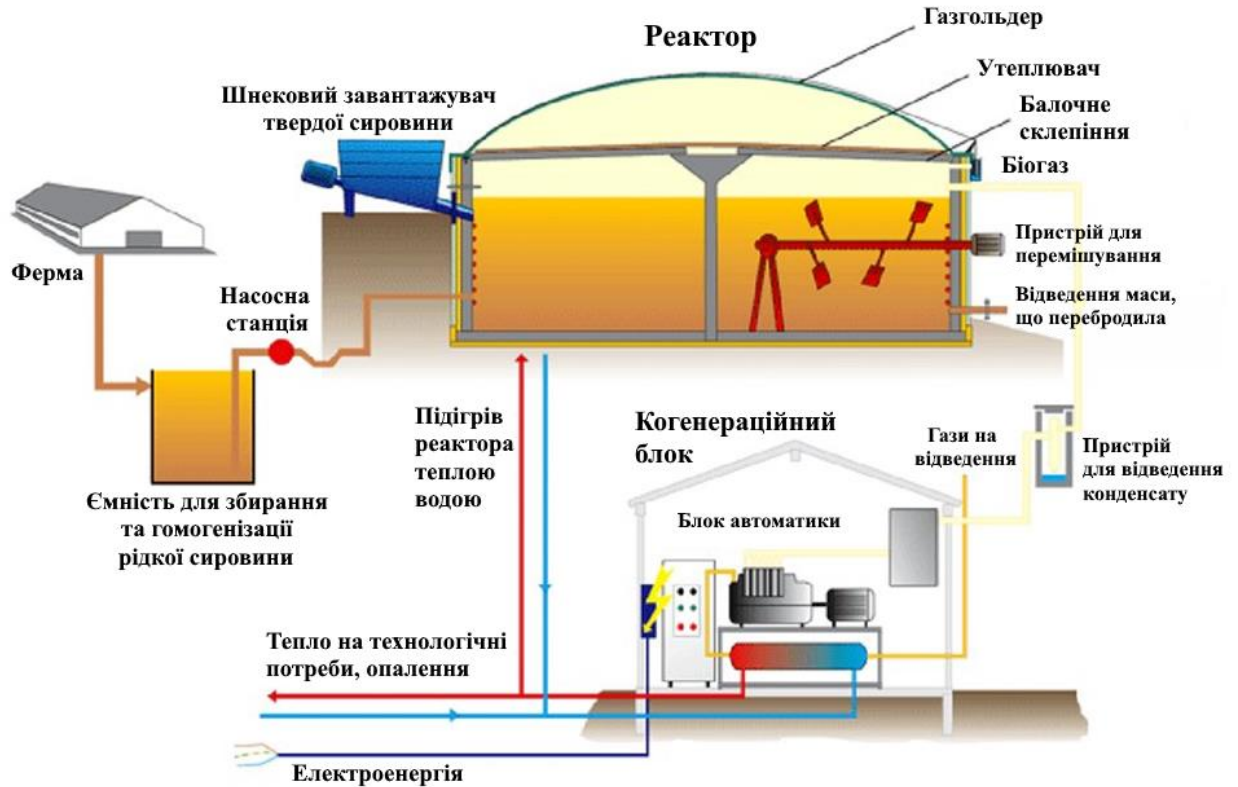


Рисунок 6.2 – Технологічна схема БГУ

## 6.2 Біогаз

Біогаз – горюча газова суміш, що складається з 50-70% метану ( $\text{CH}_4$ ), яка утворюється з органічних сполук протягом мікробіологічного анаеробного процесу. Також до складу біогазу входять 30-40% вуглекислого газу ( $\text{CO}_2$ ) і невеликі кількості сірководню ( $\text{H}_2\text{S}$ ), аміаку ( $\text{NH}_3$ ), водню ( $\text{H}_2$ ) та оксиду вуглецю ( $\text{CO}$ ). Отримують біогаз в промислових об'ємах переважно з органічних відходів, ґрунтуючись на керованому процесі розкладання органіки в анаеробних (безкисневих) умовах. Утворення біогазу можна розділити на чотири фази:

1. Гідролізна фаза. Під час гідролісної фази в результаті життєдіяльності бактерій стійкі субстанції (протеїни, жири і вуглеводи) розкладаються на прості складові (амінокислоти, глюкозу, жирові кислоти).

2. Кислотоутворююча фаза. Утворені під час гідролісної фази прості складові розкладаються на органічні кислоти (оцтова, пропіонова, масляна), спирт, альдегіди, водень, діоксид вуглецю, а також такі гази, як аміак і сірководень. Цей процес протікає до тих пір, поки розвиток бактерій не сповільниться під впливом утворених кислот.

3. Ацитогенна фаза. З кислот, утворених під час кислотоутворюючої фази, під впливом ацитогенних бактерій виробляється оцтова кислота.

4. Метаногенез. Оцтова кислота розкладається на метан, вуглекислий газ і воду.

### ***6.3 Ключові параметри виробництва біогазу***

Ключовими параметрами виробництва біогазу є такі фактори.

1. *Анаеробні умови.* Бактерії можуть активно діяти лише в умовах відсутності кисню.

2. *Вологість.* Виробництво біогазу здійснюється тільки у вологому середовищі, адже лише в ній бактерії можуть жити, харчуватися і розмножуватися.

3. *Температура.* Оптимальним режимом для всіх груп бактерій є діапазон 35-40°C. До складу БГУ повинна входити система автоматичного контролю температури.

4. *Період бродіння.* Кількість виробленого газу поступово зростає відповідно до збільшення тривалості бродіння, спочатку воно відбувається швидше, в міру зростання тривалості бродіння - повільніше. У результаті настає такий момент, коли подальше перебування в ферментаторі буде недоцільно з економічної точки зору.

5. *pH.* Гідролізні та кислотоутворюючі бактерії в кислому середовищі з рівнем рН 4,5-6,3 досягають оптимуму своєї активності, тоді як бактерії, що утворюють оцтову кислоту і метан, можуть жити лише при нейтральному або слаболужному рівні рН 6,8-8. Для всіх бактерій дійсним є правило: якщо рівень рН перевищує оптимальний, то вони стають повільнішими у своїй життєдіяльності, що затримує утворення біогазу. Оптимальний рівень рН для життєдіяльності та метаноутворення - рН 7.

6. *Подача субстрату.* Продукти обміну речовин кожної групи бактерій є поживними речовинами для подальшої групи бактерій. Всі вони діють з різною швидкістю. Бактерії не можна «перегодовувати», тому що тоді одна з груп не встигне виробити їжу для наступної. Тому в кожному конкретному проекті розраховується і програмується періодичність подання субстрату.



7. *Підготовка сировини.* Розмір бактерій 1/1000 мм. Чим дрібніші частинки субстрату, тим більша поверхня їх зіткнення з бактеріями, в результаті чого період бродіння буде скорочуватися, а метаноутворення прискорюватися. Для цього при необхідності проводиться додаткове подрібнення субстратів перед подачею в ферментатор.

8. *Перемішування.* Важливе не лише для уникнення появи кірки та осаду, а й для того, щоб біогаз виводився на поверхню (допомагає бульбашкам газу підніматися).

9. *Стабільність процесу.* Мікроорганізми звикають до певного «раціону». Зміни, якщо вони вносяться, мають бути поступовими.

10. *Захист від певних засобів.* Необхідно уникати потрапляння в ферментатор: антибіотиків, хімічних і дезінфікуючих засобів, кислот і великої кількості важких металів.

#### 6.4 Матеріали для одержання біогазу

У якості матеріалу для одержання біогазу використовуються відходи тваринницьких ферм та залишки різних рослин (солома, бурякове або картопляне бадилля, кукурудза та інші), відходи підприємств АПВ (птахофабрики, переробні виробництва) та побутові відходи. Вихід біомаси тваринницьких ферм залежить від виду та віку тварин, типу годівлі, способу утримання, технології видалення та накопичення маси.

Добовий вихід безпідстилкового гною визначається за формулою:

$$m_{\text{гною}} = N_i \cdot (m_{\text{екс.}} + m_{\text{води}}) / 1000, \quad (6.1)$$

де  $m_{\text{гною}}$  – добовий вихід гною, т;

$N_i$  – кількість тварин  $i$ -го виду, голів;

$m_{\text{екс.}}$  – добовий вихід екскрементів від однієї тварини  $i$ -го виду, кг ,

$m_{\text{води}}$  – добова кількість води, в розрахунку на одну тварину, яка потрапляє в систему видалення гною, кг.

Добова кількість води  $m_{\text{води}}$ , яка потрапляє в систему видалення гною, розраховується за формулою:

$$m_{\text{води}} = K \cdot m_{\text{екс.}}, \quad (6.2)$$

де  $K$  – розрахунковий коефіцієнт (див. таблицю 6.1).

Таблиця 6.1 – Коефіцієнт  $K$ , який враховується при розрахунку добової кількості води при видаленні екскрементів з тваринницьких приміщень

Схема видалення гною із тваринницького приміщення	Коефіцієнт К в розрахунку на 1 тварину
Транспортерна (конвеєрна)	0,1 – 0,2
Самоспливна	0,3 – 0,5
Лотково-змивна із сухою чисткою підлоги	2,0 – 2,5
Лотково-змивна із вологою чисткою підлоги	5,0 – 6,0
Гідрозмив	7,0 – 8,0

Добовий вихід гнойової біомаси з використанням підстилки розраховується за формулою

$$m_{\text{гною}} = N_i \cdot (m_{\text{екс.}} + m_{\text{вода}} + m_{\text{п}}) / 1000, \quad (6.3)$$

$m_{\text{п}}$  – добова кількість підстилки, в розрахунку на одну тварину, кг (див. табл. 6.2).

Для підстилки використовують солому, торф, полови, тирсу, стружку, опале листя та хвою дерев. Солому рекомендується стелити в подрібненому вигляді, це підвищує її волого- і газопоглинаючу здатність приблизно у 2 рази в порівнянні з застосуванням неподрібненої соломи. Підстилка поглинає сечу тварин і запобігає виділенню аміаку в приміщенні.

Таблиця 6.2 – Норма витрат підстилкового матеріалу (кг/голову/добу)

Вид тварин, система утримання	Матеріал для підстилки	
	Солома	Тирса або стружка
ВРХ		
Корови		
- прив'язний	1,5	3-4
- боксовий	0,5	
Відгодоване поголів'я	1,0	3-4
Молодняк		
- прив'язний	1,5	-
- боксовий	0,5	-
Свині	0,5-1,5	3
Птахи	-	6-8

Розрахунок виходу біогазу можна провести за допомогою [калькулятора біогазу](#).

Калькулятор біогазу враховує такі групи сировини:

- енергетичні культури;
- коренеплоди, зерно, насіння;
- овочі;

- жир, олія;
- відходи тварин та птахів;
- відходи харчової промисловості.

До групи «Енергетичні культури» входять такі рослини:

- суданська трава силосована (1-й укіс, початок цвітіння);
- люцерна (2-й укіс);
- конюшина силосована (1-й укіс, початок цвітіння);
- кукурудзяні стебла та початки (суміш) 2 % сирої клітковини;
- жито зелене, кінець цвітіння;
- сінаж;
- просо, воскова спілість;
- фуражна суміш силосована (горошок, овес, ячмінь), стадія цвітіння;
- оливковий ріпак силосований;
- листки цукрового буряку силосовані;
- зернові силосовані (цілі рослини), повне зерно;
- пшениця силосована (цілі рослини);
- конюшина лугова (1-й укіс);
- тритикале силосований;
- конюшина силосована (2-й укіс, початок цвітіння);
- конюшина лугова (2-й укіс);
- тритикале силосований (2-й укіс, стадія цвітіння);
- сінаж (1-й укіс) початок інтенсивного росту;
- кукурудзяний силос, глянцева стиглість, повне зерно;
- польові боби силосовані, цілі рослини;
- польові боби, зелені;
- польові боби, ядра;
- конюшина олександрійська, початок цвітіння;
- кукурудзяне зерно силосоване, 2 % сирого жиру;
- еспарцет (1-й укіс) середина цвітіння;
- еспарцет (1-й укіс) до цвітіння;
- еспарцет (2-й укіс) до цвітіння.

Група «Коренеплоди, зерно, насіння» враховує таку сировину:

- ячмінь двохранний;
- суха кукурудза;
- овес;
- бурякова стружка;
- свіжий цукровий буряк;

- тритикале;
- соняшник;
- пшениця;
- горошок;
- оливковий ріпак;
- картопляні очистки;
- картопляна мука;
- свіжа картопля;
- суміш гороху та віки, початок цвітіння;
- суміш гороху та віки, кінець цвітіння;
- суміш гороху та віки, період проростання;
- кормовий горох, середина цвітіння;
- кормовий горох, кінець цвітіння.

Група «Овочі» враховує таку сировину:

- відходи овочів;
- цибуля;
- морква;
- кольорова капуста;
- свіжий гарбуз.

Група «Жир, олія» враховує таку сировину:

- жир;
- гліцерин;
- лляна олія;
- олія з ріпаку;
- олія із сої;
- олія із соняшнику.

Група «Відходи тварин та птахів» враховує таку сировину:

- рідкий гній від свиней;
- гній від свиней з підстилкою;
- свіжий гній від свиней;
- гній овечок;
- свіжий гній від корів;
- гній молочних корів із залишками від годівлі;
- гній ВРХ на відгодівлі;
- рідкий гній ВРХ;
- гній ВРХ з водою;

- гній від коней;
- сухий курячий гній;
- свіжий курячий гній;
- рідкий курячий гній;
- свіжий гній індиків.

Група «Відходи харчової промисловості» враховує таку сировину:

- відходи очищення сої;
- барда із картоплі;
- вівсяні відходи;
- пивна дробина;
- висівки;
- серцевина від яблук;
- рідка пшенична барда;
- лактоза;
- сушені пивні дріжджі;
- сухий хліб;
- хлібо-булочні відходи;
- молочні відходи;
- харчові відходи з низьким вмістом жиру, вологі;
- харчові відходи з високим вмістом жиру;
- казеїн;
- сухе знежирене молоко;
- мука із ріпаку;
- різні харчові відходи.

При розрахунку біогазової установки за допомогою калькулятора необхідно вказати групу, тип та кількість сировини і натисніть кнопку «Розрахувати».

За результатами розрахунку будуть отримані результати у такому виді (рис. 6.3).

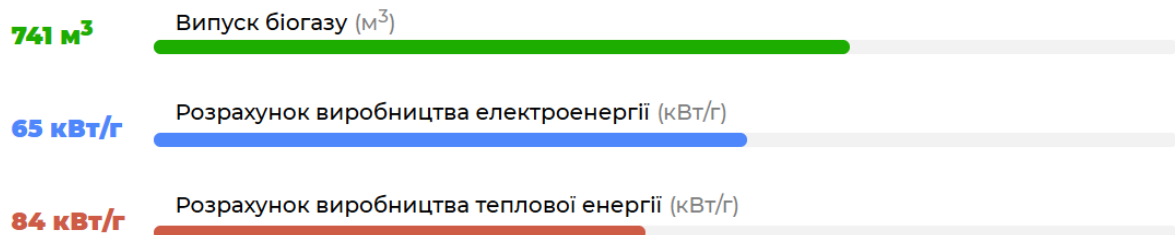


Рисунок 6.3 – Результати розрахунку за допомогою калькулятора біогазу компанії Бітеко

## Використані джерела інформації

1. Схема біогазової установки. URL: <https://cutt.us/wMGxu>.
2. Зачем нужна БГУ. URL: <https://cutt.us/a504R>.
3. Калькулятор біогазу. URL: <https://cutt.us/OPGcw>.
4. Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії: підруч. / С.О. Кудря. – К.: НТУУ «КПІ», 2012. – 492 с. URL: <https://cutt.us/ReHWC>.

## Питання для самоконтролю

1. Що таке біогазова установка?
2. Яка базова комплектація БГУ?
3. Що таке ферментатор і яке його призначення?
4. Які види систем перемішування застосовуються в БГУ?
5. Яке призначення газгольдера?
6. Що відображає технологічна схема БГУ?
7. Що таке біогаз і який його склад?
8. Які фази утворення біогазу?
9. Які ключові параметри виробництва біогазу?
10. Яка сировина використовується для одержання біогазу?
11. Від яких факторів залежить вихід безпідстилкового гною?
12. Як визначається кількість води, що потрапляє в систему видалення гною?
13. Як визначається добовий вихід гнойової біомаси з використанням підстилки?
14. Які норми витрат підстилкового матеріалу?
15. Які параметри можна розрахувати за допомогою калькулятора біогазу компанії Бітеко?
16. Які групи сировини враховує калькулятор біогазу?
17. Які рослини входять до групи «Енергетичні культури»?
18. Яку сировину враховує група «Коренеплоди, зерно, насіння»?
19. Яку сировину враховує група «Овочі»?
20. Яку сировину враховує група «Жир, олія»?
21. Яку сировину враховує група «Відходи тварин та птахів»?
22. Яку сировину враховує група «Відходи харчової промисловості»?
23. В якому виді будуть отримані результати при використанні калькулятора біогазу компанії Бітеко?

## Лекція 7

### Теплові насоси

#### 7.1 Термодинамічний цикл та енергетичний баланс теплового насосу

Тепловий насос (ТН) – пристрій, призначений для перенесення теплової енергії від джерела до споживача. Найбільш розповсюджена конструкція ТН складається із компресора, дроселя, випарника і конденсатора, які з'єднані трубопроводами, і по яких циркулює холодильний агент або теплоносії (рис. 7.1). ТН можуть використовуватись як для нагріву, так і для охолодження.

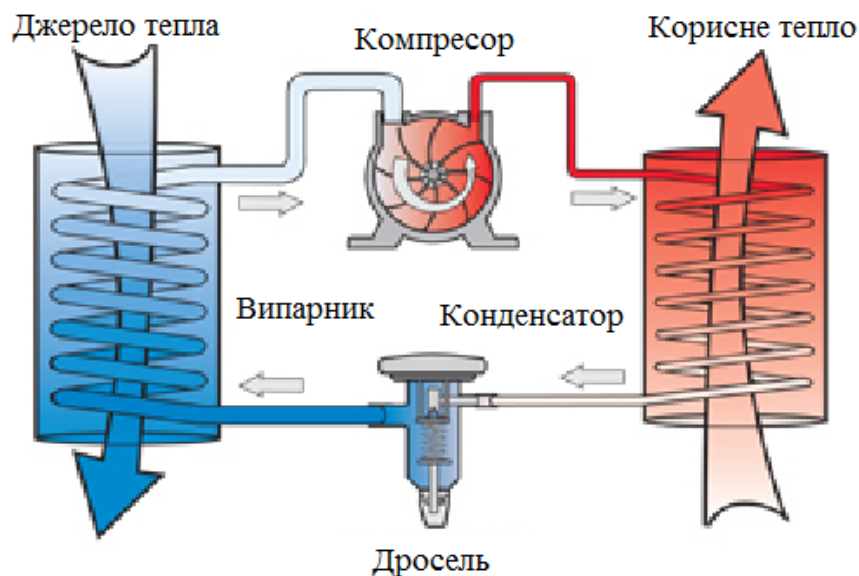


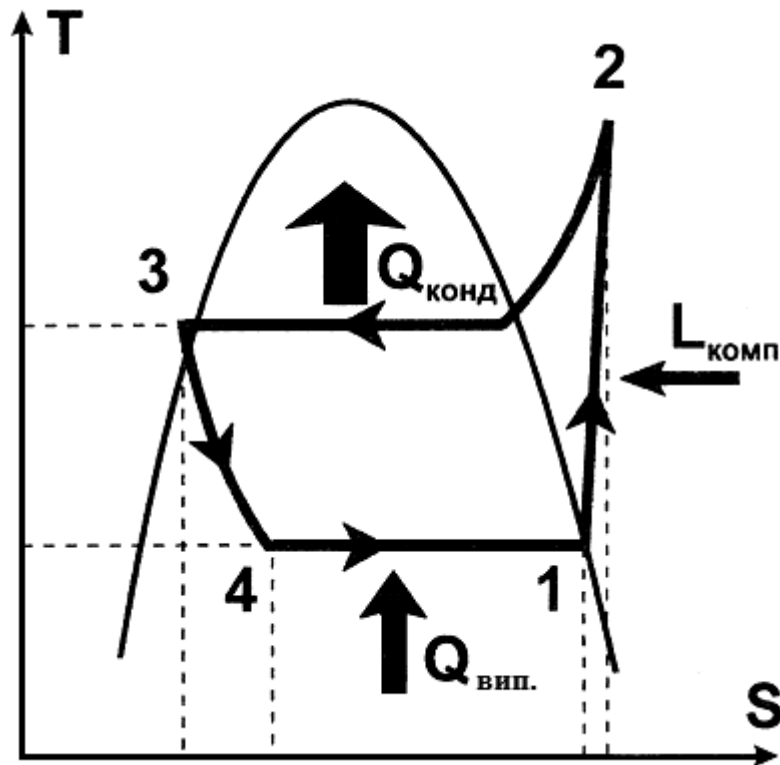
Рисунок 7.1 – Конструкція ТН

При використанні ТН для нагріву він реалізує той же тип гідродинамічного циклу, що і холодильник, але у протилежному напрямку, вивільняючи тепло в приміщенні, що нагрівається, та забираючи тепло від більш холодного носія (зовнішнє повітря, вода у водоймі, ґрунт).

Залежно від принципу роботи ТН поділяються на компресійні і абсорбційні, найбільше розповсюдження мають парокompресійні ТН. Компресійні теплові насоси приводяться в дію за допомогою механічної енергії (електроенергії), в той час як абсорбційні теплові насоси можуть також використовувати тепло в якості джерела енергії (за допомогою електроенергії або палива).

Термодинамічно ТН являє собою обернену холодильну машину і містить випарник, конденсатор і контур, який здійснює термодинамічний цикл. Основні типи термодинамічних циклів – абсорбційний і, найбільш поширений, парокompресійний. Якщо в холодильній машині основною метою є ви-

робництво холоду шляхом відбору теплоти з будь-якого об'єму випарником, а конденсатор здійснює скидання теплоти в навколишнє середовище, то у ТН картина зворотна. Конденсатор є теплообмінним апаратом, що виділяє тепло для споживача, а випарник – теплообмінним апаратом, який утилізує низькопотенційне тепло. Термодинамічний цикл ТН в T-S діаграмі показаний на рис. 7.2.



- 1-2 стиснення в компресорі;
- 2-3 відведення тепла до споживача;
- 3-4 розширення через дросель;
- 4-1 відбір тепла від низькопотенційного джерела

Рисунок 7.2 – Термодинамічний цикл теплового насоса в T-S діаграмі

ТН споживає енергію на реалізацію термодинамічного циклу (привод компресора). Коефіцієнт перетворення ТН – відношення теплопродуктивності до споживання електричної енергії, залежить від рівня температур у випарнику і конденсаторі та коливається в різних системах у діапазоні від 2,5 до 5, тобто на 1 кВт витраченої електричної енергії ТН виробляє від 2,5 до 5 кВт теплової енергії. Температурний рівень тепlopостачання від ТН 35-55 °С.

На рисунку 7.3 представлені залежності ідеального і дійсного (реального) коефіцієнта перетворення ТН від температур випаровування і конденсації холодоагенту.



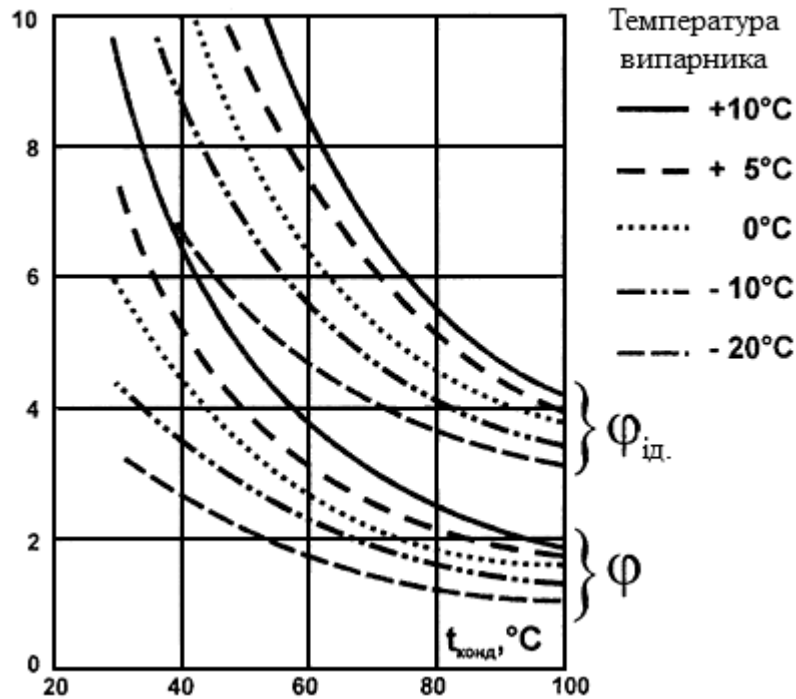


Рисунок 7.3 – Залежність ідеального і реального коефіцієнта перетворення ТН від температур випаровування і конденсації холодоагенту

Енергетичний баланс ТН записується в такий спосіб:

$$Q_{\text{конд.}} = Q_{\text{вип.}} + L_{\text{компр.}}, \quad (7.1)$$

де  $Q_{\text{конд.}}$  – теплота, відведена від конденсатора;

$Q_{\text{вип.}}$  – теплота, що підводиться до випарника;

$L_{\text{компр.}}$  – робота компресора.

Коефіцієнт перетворення ТН визначається за формулою:

$$j = Q_{\text{конд.}} / L_{\text{компр.}} = a \cdot T_{\text{конд.}} / (T_{\text{конд.}} - T_{\text{вип.}}), \quad (7.2)$$

де  $T_{\text{конд.}}$  – температура конденсації робочого тіла;

$T_{\text{вип.}}$  – температура випаровування робочого тіла;

$a$  – сумарний коефіцієнт втрат ТН (втрати циклу, втрати в компресорі, втрати від незворотності при теплопередачі і т.п.).

Ідеальний коефіцієнт перетворення ТН:

$$j = T_{\text{конд.}} / (T_{\text{конд.}} - T_{\text{вип.}}). \quad (7.3)$$

## 7.2 Теоретичні основи розрахунку теплового насоса

При використанні звичайного опалення за допомогою джерела енергії, від якого можна отримати механічну енергію  $A$ , кількість теплоти  $Q_{\text{out}}$ , що надходить до опалювальної системи, дорівнює цій роботі  $Q_{\text{out}} = A$ .

Якщо ж цю роботу використовувати для приведення в дію теплового насосу, то теплота  $Q_{out}$ , що отримується для тіла нагріву буде більшою ніж виконана робота  $A$ :  $Q_{out} > A$ . Якщо температура води в системі опалення дорівнює  $T_{out}$ , а температура оточуючого середовища –  $T_{in}$ , причому  $T_{in} < T_{out}$ , тоді кількість тепла, що отримала система опалення

$$Q_{out} = A \frac{T_{out}}{T_{out} - T_{in}} = A \frac{1}{1 - \frac{T_{in}}{T_{out}}}. \quad (7.4)$$

Таким чином чим менше температура системи опалення  $T_{out}$  відрізняється від температури оточуючого середовища  $T_{in}$ , тим більший вигащ має ТН у порівнянні з безпосереднім перетворенням роботи в тепло.

Коефіцієнт  $K = \frac{T_{out}}{T_{out} - T_{in}}$  називають коефіцієнтом трансформації ТН. Коефіцієнт трансформації ТН є відношенням корисного тепла, що відводиться в системі опалення, до енергії, що витрачається на систему тепlopостачання і чисельно дорівнює кількості корисного тепла, яке отримується при температурі  $T_{out}$  і  $T_{in}$ , на одиницю енергії, що витрачається для приводу ТН. Реальний коефіцієнт трансформації відрізняється від ідеального на величину коефіцієнта  $h$ , який враховує ступінь термодинамічної досконалості системи тепlopостачання з ТН та незворотні втрати енергії при реалізації циклу.

У загальному випадку ступінь термодинамічної досконалості систем тепlopостачання з ТН залежить від багатьох параметрів, таких як потужність компресора, якість виробництва комплектуючих теплового насоса та незворотних енергетичних втрат, які включають:

- втрати теплової енергії у з'єднувальних трубопроводах;
- втрати на подолання тертя в компресорі;
- втрати, які пов'язані з не ідеальністю теплових процесів, що відбуваються у випарнику та конденсаторі, а також з не ідеальністю теплофізичних характеристик хладонів;
- механічні та електричні втрати у двигуні та інше.

Середні значення ступеню термодинамічної досконалості  $h$  для деяких типів компресорів, які застосовуються в сучасних системах тепlopостачання з ТН, приведені в таблиці 7.1.

Як і холодильна машина, ТН споживає енергію на реалізацію термодинамічного процесу (привод компресора). Коефіцієнт перетворення ТН – відношення виробленого тепла до кількості спожитої електричної енергії, залежить від рівня температур у випарнику та конденсаторі. Температурний рівень тепlopостачання від ТН змінюється від 35°C до 55°C.

Таблиця 7.1 – Ступінь термодинамічної досконалості ТН

Потужність, кВт	Тип компресора	Ефективність (ступінь термодинамічної досконалості) $h$
300-3000	Відкритий відцентровий	0,55-0,75
50-500	Відкритий поршневий	0,5-0,65
20-50	Напівгерметичний	0,45-0,55
2-25	Герметичний, з R-22	0,35-0,5
0,5-3	Герметичний, з R-12	0,2-0,35
< 0,5	Герметичний	< 0,25

У процесі роботи ТН компресор споживає електричну енергію. Відношення теплової енергії, що перекачується, до електричної енергії, що споживається називається коефіцієнтом трансформації (або коефіцієнт продуктивності (англ. *COP – coefficient of performance*) є показником ефективності ТН. *COP* визначається за формулою

$$COP = \frac{Q_{consumer}}{A} = \frac{Q_{in} \cdot k}{A} \quad (7.5)$$

де  $A$  – робота, яку здійснює насос [Дж];

$Q_{in}$  – тепло, що забирається ТН від джерела низькопотенційного тепла [Дж];

$Q_{consumer}$  – тепло, яке отримав споживач [Дж];

$k$  – ККД.

Величина  $A$  показує яку роботу необхідно виконати ТН для «перекачування» певного об'єму тепла. Ця величина залежить від різниці рівнів температур у випарнику та конденсаторі, тобто температура теплоносія у «холодній частині пристрою» повинна завжди бути нижчою температури джерела низькопотенційного тепла, щоб енергія від низькопотенційного тепла могла самовільно перетікати до теплоносія або робочого тіла. Тобто  $COP = 2$  означає, що ТН переносить корисного тепла у два рази більше, ніж витрачає на свою роботу.

Тому ТН повинні використовувати, за можливості, більш ємнісне джерело низькопотенційного тепла, не намагаючись досягнути його сильного охолодження. З цієї причини ТН виготовляють таким чином, щоб запас тепла ( $c \cdot m \cdot T$ ,  $c$  – теплоємність,  $m$  – маса,  $T$  – температура) низькопотенційного джерела тепла був на скільки можливо більшим.

Коефіцієнт продуктивності ТН залежить від температури зовнішнього джерела енергії. Ефективність роботи ТН, які використовують у якості джерела енергії зовнішнє повітря, також суттєво залежить від температури теплоносія у вторинному колі. Тому такі насоси доцільно використовувати для низькотемпературних систем опалення (теплі поли, теплі стіни), температура яких не перевищує 40 °С. Ефективність ТН в залежності від зовнішньої температури та типу системи опалення показана на рис. 7.4.

Графік ілюструє чітку залежність показників ефективності ТН типу «повітря-вода» від зовнішньої температури й від характеру системи опалення. З графіків видно, що при зменшенні зовнішньої температури з 0 до -12°С коефіцієнт продуктивності зменшується практично у два рази. І, навпаки, при збільшенні лише на 10°С з 0 до +10 коефіцієнт збільшується майже вдвічі.

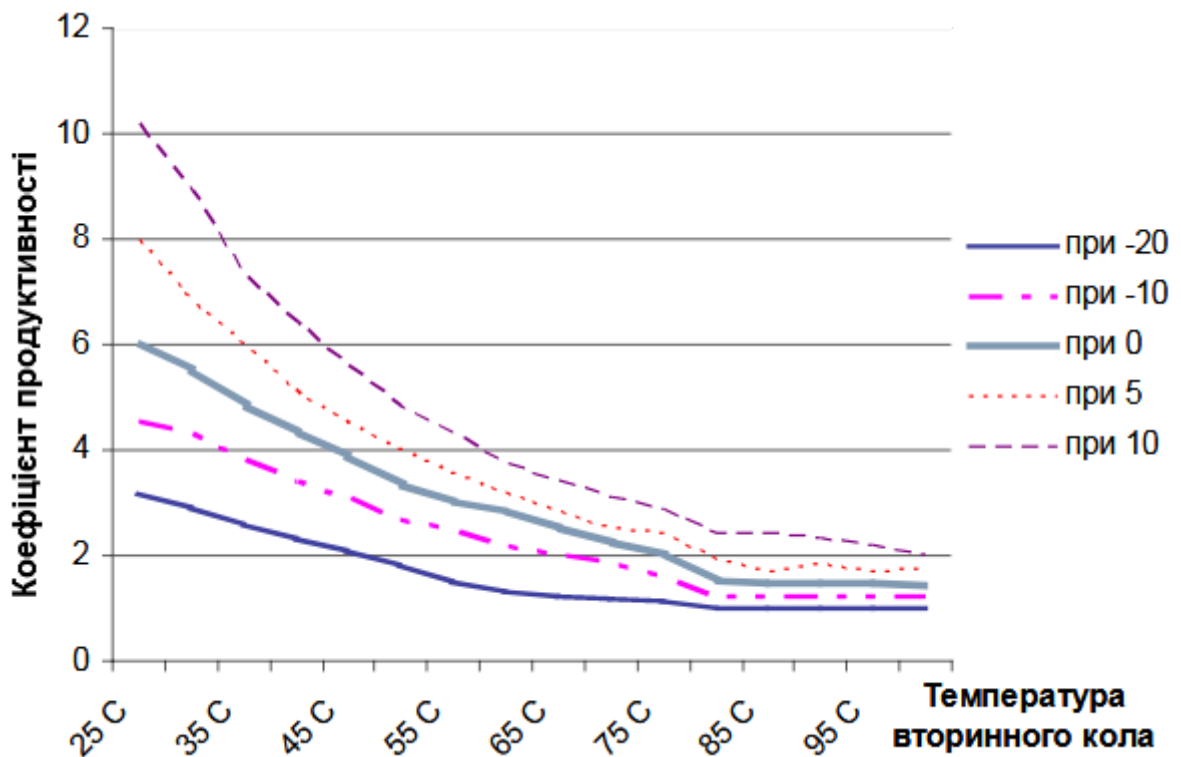


Рисунок 7.4 – Залежність коефіцієнта продуктивності ТН від зовнішньої температури та температури в системі опалення

При роботі ТН робоче тіло (газ) віддає енергію «гарячій» частині ТН (для цього газ стискають), після чого його охолоджують нижче температури джерела низькопотенційного тепла (використовується дросельний ефект (ефект Джоуля-Томсона). Після цього газ поступає до джерела низькопотенційного тепла і нагрівається від нього, потім цикл повторюється.

Проблема прив'язки ТН до джерела низькопотенційного тепла, що має великий запас тепла, може бути вирішена шляхом введення до ТН системи

перенесення тепла теплоносієм, який здійснює перенесення тепла до робочого тіла. Таким посередником може бути вода, яка має значну теплоємність.

ККД ТН не може бути більшою 1, оскільки робота ТН повністю відповідає закону зберігання енергії. Якщо вважати ТН «чорним ящиком», то дійсно пристрій споживає менше енергії, ніж генерує тепла. Це пояснюється тим, що ТН має два джерела енергії – електрична енергія і джерело низькопотенційного тепла, електрична енергія ж витрачається на концентрацію енергії низькопотенційного тепла.

### 7.3 Типи теплових насосів

Геотермальні ТН використовують тепло землі, поверхневих або ґрунтових вод. Такі ТН бувають замкнутого та відкритого типів.

Геотермальні ТН замкнутого типу є горизонтального, вертикального, водного та безпосереднього обміну.

У горизонтальних геотермальних ТН (рис. 7.5) колектор розміщується кільцями або звивисто в горизонтальних траншеях нижче глибини промерзання (звичайно від 1,2 м і більше). Мінімальна відстань між трубами колектора повинна бути 1,2-1,5 метри. Бажано використовувати ділянки з вологим ґрунтом, якщо ж він сухий, то контур необхідно робити довшим.

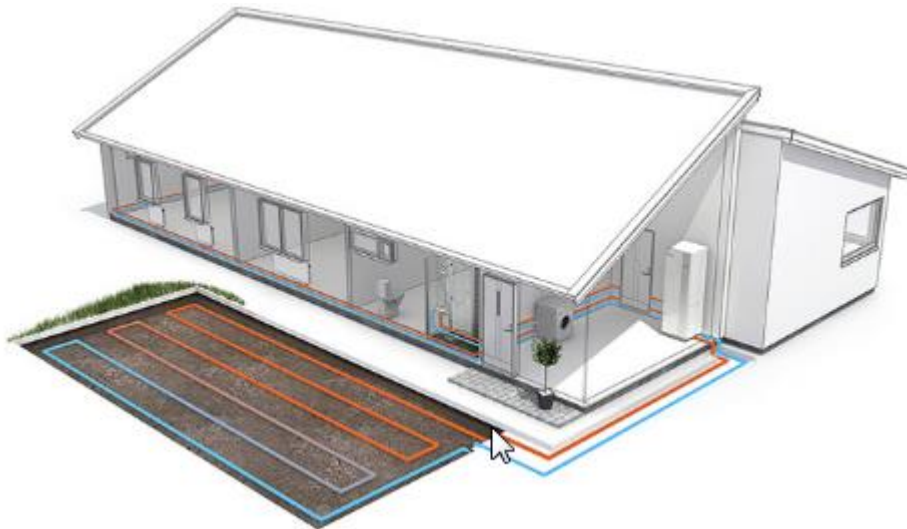


Рисунок 7.5 – Горизонтальний тепловий насос

Орієнтовні значення теплової потужності на 1м трубопроводу залежать від ґрунту: глина – 50-60 Вт, пісок – 30-40 Вт. Таким чином для установки ТН потужністю 10 кВт потрібен земляний контур довжиною 350-450 м, для укладання якого потрібна ділянка землі площею біля 400 м<sup>2</sup> (20×20 м). Такий спосіб є найбільш економічно ефективним при умові наявності значних земельних площ під контури. При розміщенні контуру ТН у свердловинах електрич-

ного насоса діаметром 218-324 мм теплова потужність може бути до 700 Вт на 1 метр свердловини і забезпечити стабільність експлуатації протягом року.

У вертикальних геотермальних ТН (рис. 7.6) колектор розміщується вертикально у свердловинах діаметром приблизно 10 см і глибиною від 30 до 120 метрів. Свердловини буряться на відстані 5-6 метрів одна від одної. В кожен свердловину закладається здвоєна труба, яка приєднана біля поверхні до загальної труби, прокладеної в траншеї. Загальна труба підведена до теплового насосу, встановленого в будівлі. Такий спосіб застосовується у випадках коли площа земельної ділянки не дозволяє розмістити контур горизонтально.

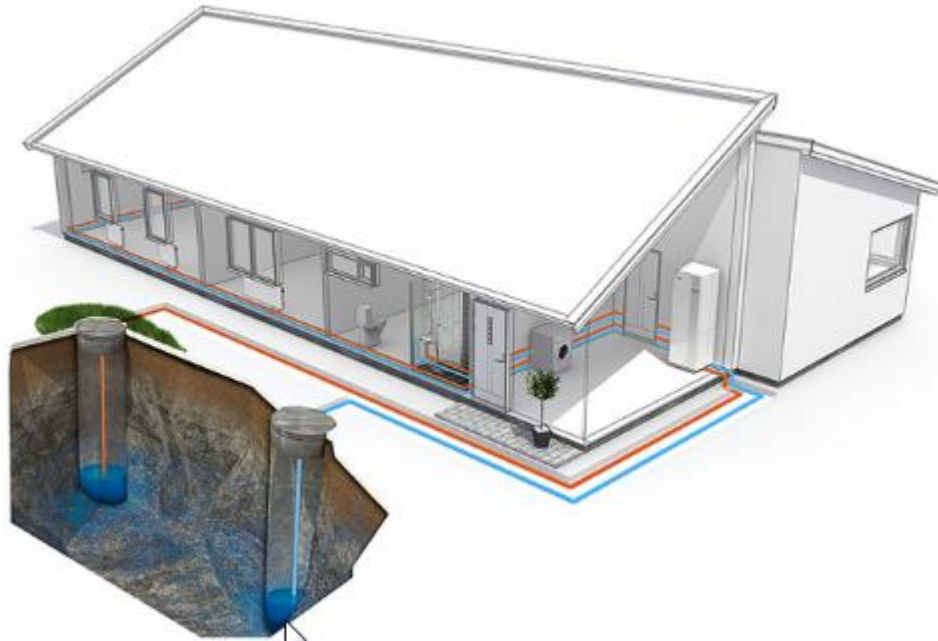


Рисунок 7.6 – Вертикальний тепловий насос

У водних геотермальних ТН колектор розміщується звивисто або кільцями у водоймі (озеро, ставок, річка) глибина повинна бути не менше 2 м. Орієнтовна теплова потужність 1 м трубопроводу 30 Вт. Таки чином для встановлення ТН потужністю 10 кВт необхідно розмістити у водоймі контур довжиною 300 м. Для запобігання спливання трубопроводу на кожний метр встановлюється біля 5 кг вантажу.

В ТН з безпосереднім теплообміном (DX – скороч. від англ. *direct exchange* – прямий обмін) холодоагент компресором подається по мідних трубах, які можуть розміщуватись таким чином:

- вертикально у свердловинах довжиною 30 м і діаметром 80 мм;
- під кутом у свердловинах довжиною 15 м і діаметром 80 мм;
- горизонтально у ґрунті нижче глибини промерзання.

Циркуляція холодоагенту компресором ТН та теплообмін фреону на пряму через стінки мідної труби з більш високими показниками теплопровід-

ності забезпечує високу ефективність та надійність геотермальної паливної системи. Використання таких технологій дозволяє зменшити загальну довжину буріння свердловин, зменшуючи вартість установки.

У ТН відкритого типу в якості теплообмінної рідини використовується вода, що циркулює безпосередньо через систему геотермального ТН відкритого циклу, тобто вода після проходження по системі повертається в землю. Цей варіант використовується при наявності достатньої кількості чистої води і за умови, що такий спосіб використання ґрунтових вод не суперечить законодавству.

У повітряних ТН (рис. 7.7) в якості джерела низько потенційної теплової енергії використовується як зовнішнє повітря, так і повітря витяжних вентиляційних систем будівель.

При підключенні додаткових пристроїв – фанкойлів, такі ТН здійснюють кондиціювання приміщень в літній час. Відбувається це за рахунок того, що в системі циркулює холодоагент, який закипає при  $-5^{\circ}\text{C}$ . Більшість сучасних установок подібного роду ефективно працюють при температурі зовнішнього повітря до  $-20^{\circ}\text{C}$  та забезпечують нагрів води до  $55^{\circ}\text{C}$  (дана температура достатня для системи водяних теплих підлог).



Рисунок 7.7 – Повітряний тепловий насос

При відборі тепла від атмосферного повітря ефективність системи значно залежить від кліматичних умов. Системи «повітря – повітря» і «повітря – вода» використовуються для обігріву при температурах до  $-25^{\circ}\text{C}$  але їх ефективність невисока, біля 1,5 рази, а за опалювальний сезон біля 2,2 разів у порівнянні з електричними нагрівачами. У випадках, коли потужність основної системи опалення недостатня, використовують додаткові джерела теплопо-

стачання. Такі системи називаються бівалентними. Температурою бівалентності називається температура нижче розрахункової.

Різновидністю систем теплопостачання на базі ТН є спліт-система (рис. 7.8), яка складається із двох блоків – зовнішнього і внутрішнього, які з'єднані комунікаціями. Зовнішній блок укомплектований вентилятором і випарником і встановлюється недалеко від будівлі. Внутрішній блок має конденсатор, систему автоматизації та монтується всередині будівлі.

За видом теплоносія у вхідному та вихідному контурах ТН поділяються на 8 типів: «грунт – вода», «вода – вода», «повітря – вода», «грунт – повітря», «вода – повітря», «повітря – повітря» «фреон – вода», «фреон – повітря».

Важливою характеристикою ТН є температура гарячої води на виході. Залежно від її значення насоси поділяються на низькотемпературні (50–59°C), середньотемпературні (60–69°C) і високотемпературні (70°C та більше). Частіше за все низькотемпературні системи використовуються для панельного або підлогового опалення, оскільки таких значень температури недостатньо для водяного опалення або підігріву води для побутових цілей.

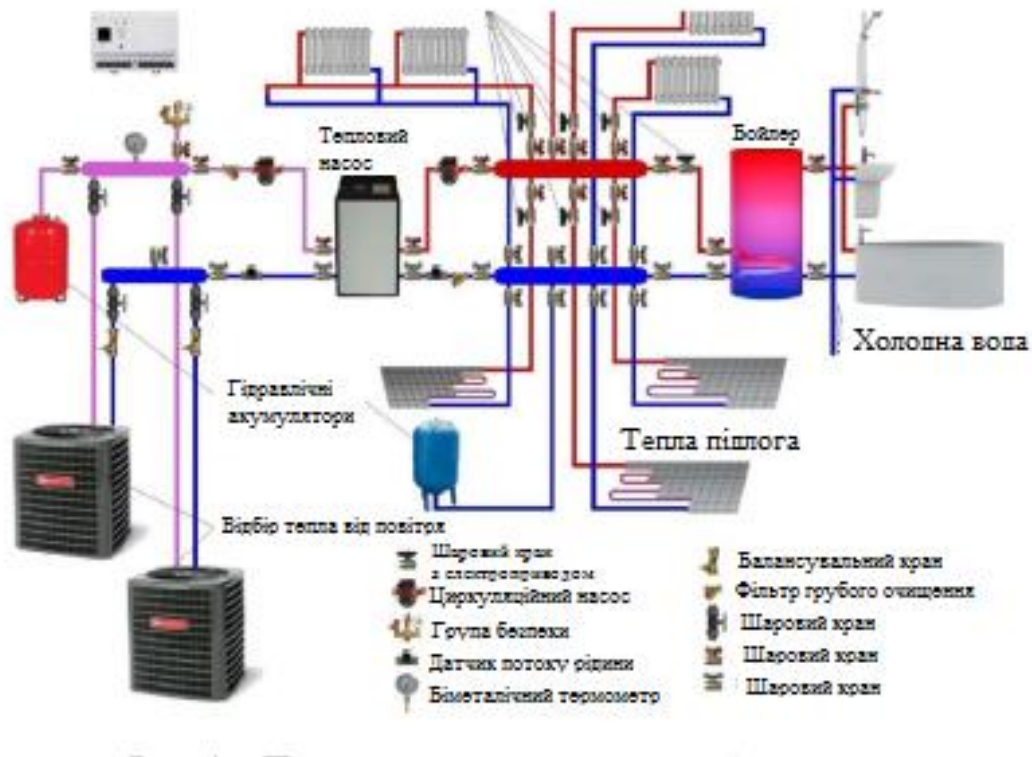


Рисунок 7.8 – Спліт-система теплопостачання будівлі з ТН

Порівняльні характеристики теплових насосів «повітря-вода» і «грунт-вода» наведено в таблиці 7.2.



Таблиця 7.2 – Порівняльні характеристики теплових насосів «повітря-вода» і «грунт-вода»

«Повітря-вода»	«Грунт-вода»
За допомогою теплообмінника нагріває воду, яка циркулює пристроями для опалення (тепла підлога, радіатори, фанкойли, баки для гарячого водопостачання) - практично виконує функцію газового або електричного котла.	Тепловий насос «грунт-вода» відбирає теплову енергію від ґрунту з температурою від +5 до +10 °С та переміщує її в будинок з подальшою передачею водяній системі опалення. Нагріта теплоносієм вода може використовуватися як для побутових потреб, так і для опалення будинку.
У разі недостатньої продуктивності теплового насоса при зниженні температури є можливість встановлення в водяний контур електронагрівальних пристроїв.	Повністю готовий інтерфейс для підключення до сонячних панелей, вбудований калориметр.
Водяну систему теплового насоса можна доукомплектувати газовим, електричним або твердопаливним котлом. Це підвищить ефективність роботи системи.	Тепловий насос «грунт-вода» використовують у поєднанні з сонячними батареями, що дозволяє не тільки підвищити ефективність їх роботи, але і знизити вартість експлуатації опалювальної системи.
Ціна на тепловий насос «повітря-вода» для гарячого водопостачання, опалення та охолодження становить приблизно від 140000 гривень.	Ціна на тепловий насос типу «грунт-вода» від 250000 гривень.
<b>Висновок</b>	
ТН «повітря-вода» доцільно застосовувати в якості основної або додаткової системи опалення. Завдяки можливості використовувати допоміжні опалювальні прилади можна обігрівати одночасно декілька приміщень в будинку.	ТН «грунт-вода» являє собою систему центрального опалення або охолодження за допомогою теплової енергії землі.

#### **7.4 Вибір потужності теплового насоса**

Вибір потужності ТН проводиться з урахуванням кліматичних умов, аналізу системи розподілу тепла в будівлі та визначення температури подачі в контурах, врахуванням можливого розміщення основних блоків та допоміжних модулів. Теплова потужність ТН повинна бути достатньою для перекриття всіх теплових витрат будівлі в самий холодний період року.

Теплове навантаження необхідне для забезпечення будівлі опаленням  $P_{оп}$  та гарячим водопостачанням  $P_{звн}$  визначається за формулами

$$P_{оп} = KS, \text{ кВт}, \quad (7.6)$$

де  $K$  – норма витрат тепла,  $K = 0,05 \text{ кВт/м}^2$  – для утепленої будівлі;  
 $S$  – площа будівлі,  $\text{м}^2$ .

$$P_{гвп} = pN, \text{ кВт}, \quad (7.7)$$

де  $p$  – теплова потужність для ГВП на одну особу,  $p = 0,25 \text{ кВт}$ ;  
 $N$  – кількість мешканців в будівлі, осіб.

Загальна теплова потужність

$$P_{заг} = P_{оп} + P_{гвп}, \text{ кВт}. \quad (7.8)$$

З врахуванням різниці температур та точки бівалентності, розрахункове значення теплової потужності ТН визначається так:

$$P_{ТН} = P_{заг} \cdot (t_{п} - t_{б}) / (t_{п} - t_{з}), \text{ кВт} \quad (7.9)$$

де  $t_{п}$ ,  $t_{з}$ ,  $t_{б}$  – відповідно температура повітря в приміщенні та зовні, точка бівалентності.

Аналогічно проводиться розрахунок ТН при роботі його на кондиціонування будівлі.

За проведеними розрахунками вибирається модель ТН з найближчими більшими показниками.

### **7.5 Переваги та недоліки теплових насосів**

Основною перевагою ТН є економічність: для передачі в систему опалення  $1 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ . теплової енергії необхідно витратити біля  $0,2-0,35 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ . електричної енергії. При використанні ТН суттєво спрощуються вимоги до систем вентиляції приміщень та підвищується рівень пожежної безпеки. Всі системи функціонують з використанням замкнутих контурів і практично не вимагають експлуатаційних затрат, робота ТН може бути повністю автоматизована.

Суттєвою перевагою ТН є можливість перемикання з режиму опалення взимку на режим кондиціонування влітку. У цьому випадку замість радіаторів до зовнішнього колектора приєднуються фанкойли.

Недоліками геотермальних ТН, які використовуються для опалення, є значна вартість обладнання, необхідність складного та дорогого монтажу зовнішніх підземних або теплообмінних контурів (загальна вартість обладнання та монтажу складає біля  $300-1200$  доларів США на  $1 \text{ кВт}$ ). Недоліком повітряних ТН є низький коефіцієнт перетворення тепла, що пов'язано з низь-

кою температурою кипіння холодильного агенту у зовнішньому «повітряно-му» випарнику. Загальним недоліком ТН є порівняно низька температура води, що нагрівається, не більше  $+50^{\circ}\text{C} \dots +60^{\circ}\text{C}$ , причому, чим вища температура води для нагріву, тим менша ефективність та надійність ТН.

Термін окупності ТН складає 4-9 років, при терміні служби 15-20 років до капітального ремонту.

Основним недоліком ТН є обернена залежність його ефективності від різниці температур між джерелом тепла та споживачем. Це обмежує використання систем «повітря – вода». Реальні значення ефективності ТН  $\text{COP} = 2,0$  при температурі джерела  $-20^{\circ}\text{C}$ , і біля 4,0 при температурі джерела  $+7^{\circ}\text{C}$ . Це призводить до того, що для забезпечення даного температурного режиму при низьких температурах повітря необхідно використовувати обладнання зі значною надмірною потужністю, що призводить до нераціонального використання капіталовкладень. Вирішення цієї проблеми є використання бівалентної схеми опалення, при якій основне навантаження несе ТН, а пікові навантаження покриваються допоміжними джерелами (газовий або електричний котли). Оптимальна потужність теплонасосної установки складає 60-70% від необхідної встановленої потужності. У цьому випадку ТН забезпечує не менше 95% потреб споживача у тепловій енергії за опалювальний період. При такій схемі середньосезонний коефіцієнт перетворення енергії для кліматичних умов Центральної Європи  $\text{COP} = 3$ . Коефіцієнт використання первинного палива визначається виходячи з того, що ККД ТЕС складає від 40% (ТЕС конденсаційного типу) до 55% (парогазові ЕС). Відповідно для теплонасосної установки коефіцієнт використання первинного палива складає 120...165%, що у 2-3 рази більше, ніж експлуатаційні характеристики газових котлів (65%) або систем центрального опалення (50...60%).

При зростанні ступеню стиснення компресором збільшується температура нагнітання, що обмежує температуру конденсації. Обмеження ступеню стиснення компресора і зменшення його ККД при зростанні ступеню стиснення призводить до необхідності використання низькотемпературних систем опалення (системи поверхневого нагріву типу «тепла підлога», тепла стіна, теплий плінтус, повітряні системи з використанням фанкойлів і інше).

### Використані джерела інформації

1. How does a heat pump work? – Режим доступу: <https://cutt.us/4tAJu>.
2. Руководство по применению тепловых насосов с использованием вторичных энергетических ресурсов и нетрадиционных возобновляемых ис-

точников енергии. РАЗРАБОТАНО ОАО "ИНСОЛАР-ИНВЕСТ". – Режим доступу: <https://cutt.us/WILoV>.

3. РишардТитко, Калініченко А. В., Калініченко В.М. Ефективність використання теплового насосу типу «повітря – вода» у системах теплопостачання. Вісник Полтавської державної аграрної академії, №1, 2011. С. 158-162. <https://cutt.us/Hi7gG>.

4. Арсеньев, В. М. Теплонасосна технологія енергозбереження [Текст]: навч. посіб. / В.М. Арсеньев. – Суми: СумДУ, 2011. – 283 с.

### Питання для самоконтролю

1. Яке призначення теплового насоса?
2. Які основні елементи теплового насоса?
3. Як поділяються теплові насоси за принципом роботи?
4. Які термодинамічні цикли теплового насоса в T-S діаграмі?
5. Що таке коефіцієнт перетворення ТН?
6. Який характер має зміна коефіцієнта перетворення ТН?
7. Як записується енергетичний баланс ТН?
8. Як визначається коефіцієнт перетворення?
9. Як визначається кількість тепла, що отримала система опалення з ТН?
10. Що таке коефіцієнт трансформації ТН?
11. Від чого залежить ступінь термодинамічної досконалості систем теплопостачання з ТН?
12. Як визначається COP?
13. Як змінюється ефективність ТН типу «повітря-вода» в залежності від зовнішньої температури та характеру системи опалення?
14. Які бувають типи ТН?
15. Як розміщується колектор в горизонтальних геотермальних ТН?
16. Як розміщується колектор у вертикальних геотермальних ТН?
17. Яке призначення фанкойлів?
18. Як відбувається вибір потужності ТН?
19. Як визначається розрахункове значення теплової потужності ТН?
20. Які основні переваги ТН?
21. Які основні недоліки ТН?

Навчальне видання

***ПРОЕКТУВАННЯ ОБ'ЄКТІВ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ***

Курс лекцій

**МОРОЗ** Олександр Миколайович  
**МІРОШНИК** Олександр Олександрович

Формат 60×84/8. Гарнітура Times New Roman  
Папір для цифрового друку. Друк ризографічний.  
Ум. друк. арк. 13,6. Наклад 100 пр.  
ДБТУ  
61002, м. Харків, вул. Алчевських, 44

